

Empresa
País
Proyecto
Descripción

AES Andes
Chile
PF Andes Solar IV
Informe de Mínimo Técnico

aes Andes | **aes** Chile

CÓDIGO DE PROYECTO EE-2023-012
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2024-1026
REVISIÓN C

16 sep. 24



Este documento **EE-EN-2024-1026-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 59 páginas y ha sido guardado por última vez el 16/09/2024 por Andrés Capalbo; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

<i>Revisión</i>	<i>Fecha</i>	<i>Comentarios</i>	<i>Realizó</i>	<i>Revisó</i>	<i>Aprobó</i>
A	07.08.2024	Para presentar	FM	CiC	AC
B	09.08.2024	Correcciones a comentarios AES Andes	FM	CiC	AC
C	11.09.2024	Absolución de observaciones según informe COR-GO-DCO-PFV-BESS ANDES SOLAR IV	MC	CiC	AC

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



Contenido

1	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.....	14
	3.3 Datos de los paneles solares.....	16
	3.4 Datos de los inversores	19
	3.5 Datos de los transformadores de bloque.....	22
	3.6 Datos del transformador de poder	23
	3.7 Datos de consumos de SSAA de planta.....	24
4	DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO.....	25
	4.1 Descripción de las pruebas	26
	4.1.1 Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno).....	26
	4.1.2 Prueba 2: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1)	27
	4.1.3 Prueba 3 – Operación con 1 inversor: Generación desde baterías.....	27
	4.1.4 Prueba 4 – Operación con 1 inversor: Generación desde paneles	27
	4.2 Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno).....	27
	4.2.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	29
	4.2.2 Determinación de potencia bruta	30
	4.2.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central	30
	4.2.4 Potencia Neta.....	31
	4.2.5 Resultados	31
	4.3 Prueba 2: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1).....	33
	4.3.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	34
	4.3.2 Determinación de potencia bruta	35
	4.3.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central	35
	4.3.4 Potencia Neta.....	37
	4.3.5 Resultados	37
	4.4 Prueba 3: Descarga con un inversor (Escenario nocturno)	38



	4.4.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	39
	4.4.2 Determinación de potencia bruta	40
	4.4.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central	40
	4.4.4 Potencia Neta.....	42
	4.4.5 Resultados	42
	4.5 Prueba 4: Generación fotovoltaica con un inversor (Escenario diurno 1).....	43
	4.5.1 Determinación de potencia de servicios auxiliares.....	44
	4.5.2 Determinación de potencia bruta	45
	4.5.3 Determinación de potencia de pérdidas de la central	45
	4.5.4 Potencia Neta.....	47
	4.5.5 Resultados	47
5	CONCLUSIONES.....	48
6	ANEXOS	51
	6.1 Modos de operación y control del parque (PV + BESS)	51
	6.2 Prueba de conmutación entre PV-BESS	53
	6.3 Certificado de calibración del medidor de energía.....	55
	6.4 Registros de variables meteorológicas.....	56



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Andes Solar IV 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 IV cuenta 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 211.9 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 143.1 MVA, distribuida en 54 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, cada uno compuesto 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.

La red colectora de media tensión está constituida por 5 alimentadores, donde en 3 de ellos se conectan 5 centros de transformación y en los 2 restantes se conectan en cada uno 6 centros de transformación.

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 225/260 MVA (ONAN/ONAF), 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. Cabe mencionar que el PF Andes Solar IV se conecta solamente a un devanado del transformador principal, compartiendo la capacidad con el PF Andes Solar IIB (130 MVA por proyecto), que se conecta al devanado restante.



1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Nicolás Silva	18 y 19 de junio 2024
	1 y 3 de julio de 2024

Tabla 1.1 – Personal participante

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	Precisión
Analizador de energía	Janitza	UMG 510	±0.2

Tabla 1.2 – Equipos utilizados

El analizador de energía utilizado y presentado en la Tabla 1.2 fue utilizado el 18 y 19 de junio para tomar mediciones de Potencia Neta (PNETA) en el punto de control del PPC (*Power Plant Controller*), correspondiente a las pruebas MT3 y MT4, y a una tasa de 5 muestras por segundo. Estas mediciones fueron complementadas con datos adquiridos por SCADA en cada inversor con una tasa de 1 muestra por segundo, obteniendo mediciones de Potencia de Inversor (PINV), Estado de carga de baterías (*SoC*) y estado de inversor (*STATUS*).

En cuanto a las pruebas MT1 y MT2, la totalidad de datos fue obtenida a través de medidores de inversores y SCADA en el punto de control, todas las mediciones adquiridas con una tasa de 1 muestra por segundo.

Con respecto a las mediciones de variables meteorológicas, estas fueron obtenidas por las estaciones de medición climática presentes en PF Andes Solar IV, con un registro a una tasa de 1 muestra cada 10 minutos (ver Anexo 6.4).

La medición de consumo de los Servicios Auxiliares (SSAA) se realiza puntualmente en el analizador de red presente en el PF Andes Solar IV, y se presenta en el capítulo 3.7 del presente informe.

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:

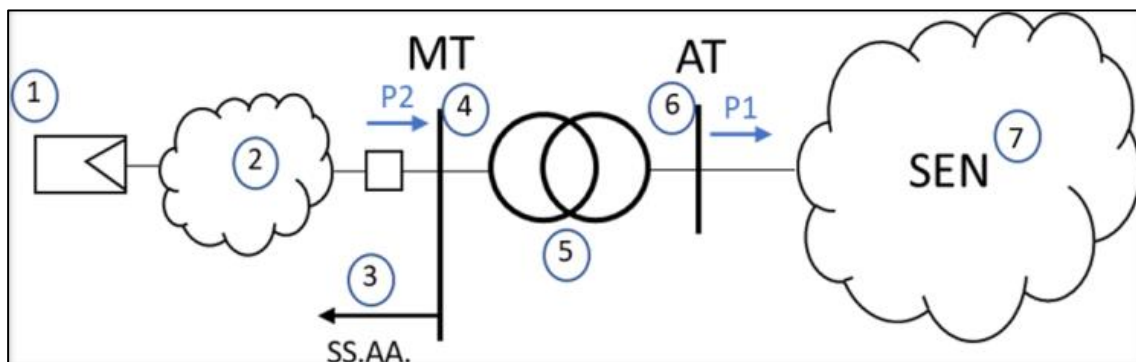


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

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. Se corresponde con el punto de Potencia Neta para efectos de la determinación de los parámetros operacionales.
7. **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].
- ✓ **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 IV, 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 IV cuenta 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 211.9 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 143.1 MVA, distribuida en 54 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, cada uno compuesto 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 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 225/260 MVA (ONAN/ONAF), 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. Cabe mencionar que el PF Andes Solar IV se conecta solamente a un devanado del transformador principal, compartiendo la capacidad con el PF Andes Solar IIB (130 MVA por proyecto), que se conecta al devanado restante.

La red colectora de media tensión está constituida por 5 alimentadores, donde en 3 de ellos se conectan 5 centros de transformación y en los 2 restantes se conectan en cada uno 6 centros de transformación. La disposición de los Centros de Transformación dentro de dichos circuitos es la siguiente:

- Circuito N° 7: Centros de Transformación CU-04, CU-11, CU-22, CU-23 y CU-24.
- Circuito N° 8: Centros de Transformación CU-05, CU-06, CU-07, CU-08 y CU-09
- Circuito N° 9: Centros de Transformación CU-12, CU-13, CU-14, CU-15, CU-16 y CU-17.
- Circuito N° 10: Centros de Transformación CU-25, CU-26, CU-18, CU-19, CU-20.
- Circuito N° 11: Centros de Transformación CU-27, CU-21, CU-10, CU-03, CU-01 y CU-02.



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.

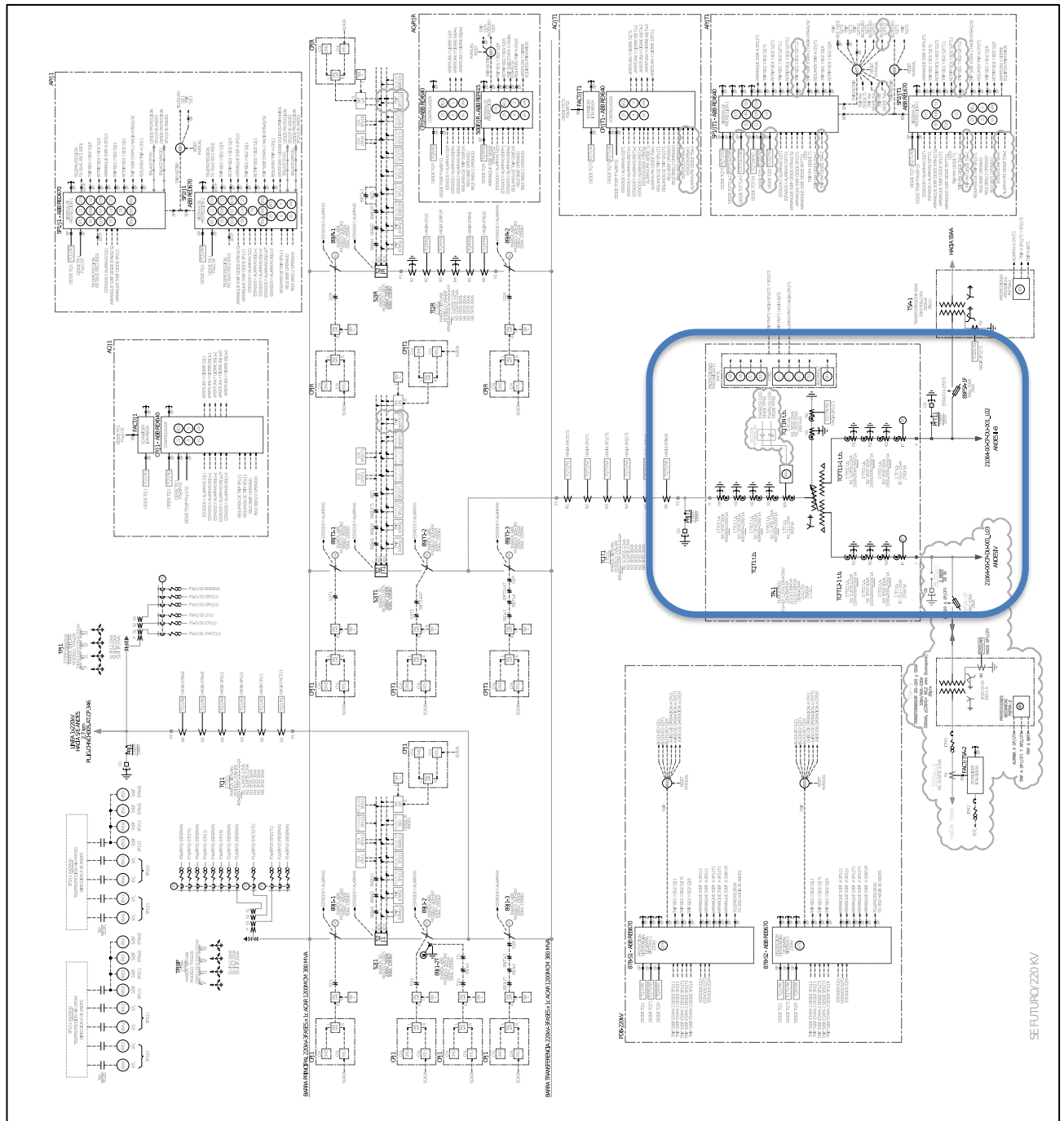


Figura 3.1 – Diagrama unifilar de S/E Futuro



En la Figura 3.2 se muestra la barra principal de 33 kV del PF Andes Solar IV, se observa la acometida de los cinco alimentadores del parque.

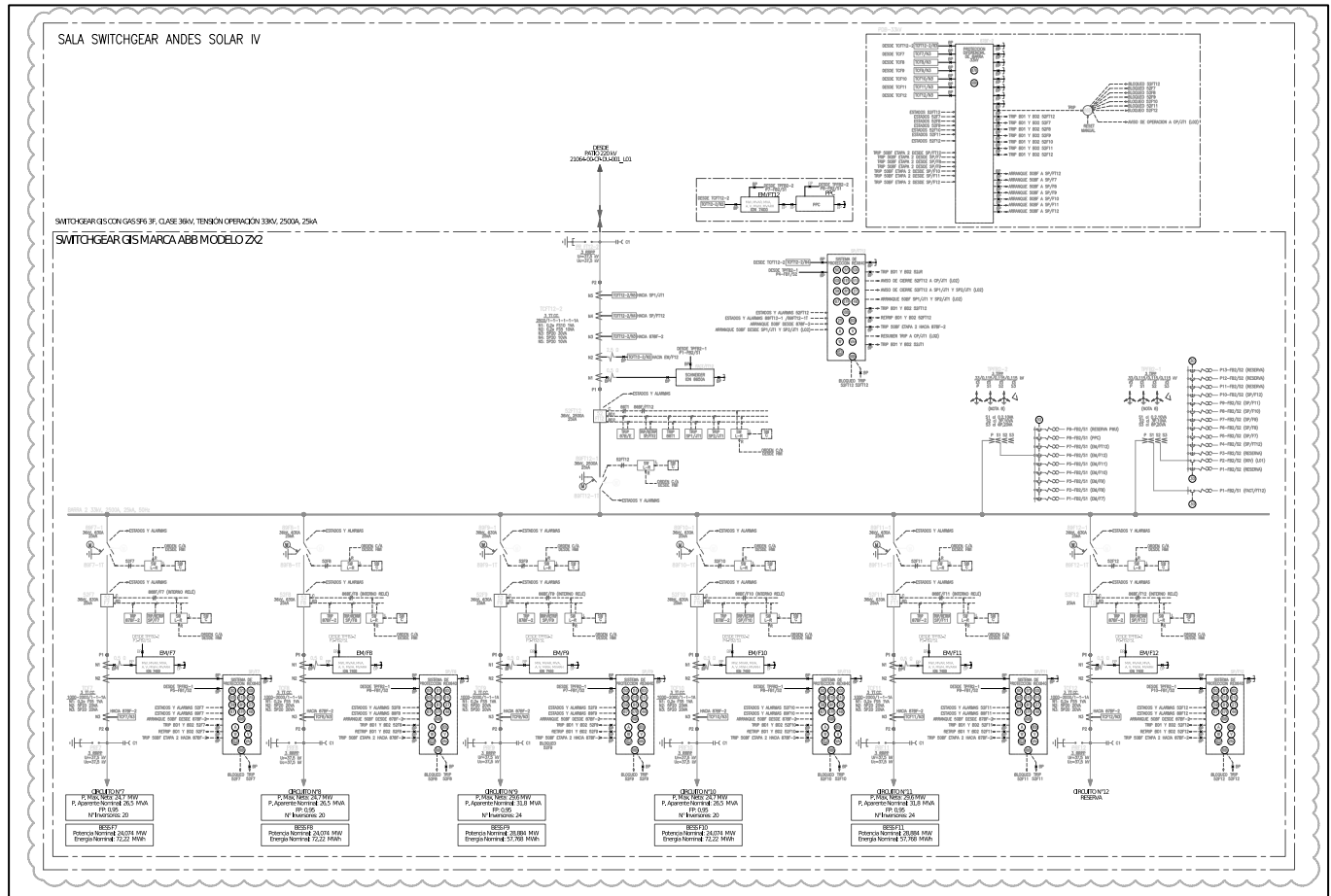


Figura 3.2 – Diagrama unilineal barra principal de 33 kV del PF Andes Solar IV

En la Figura 3.3 se muestra el detalle de los circuitos colectores conformado por cinco (5) circuitos colectores en MT.

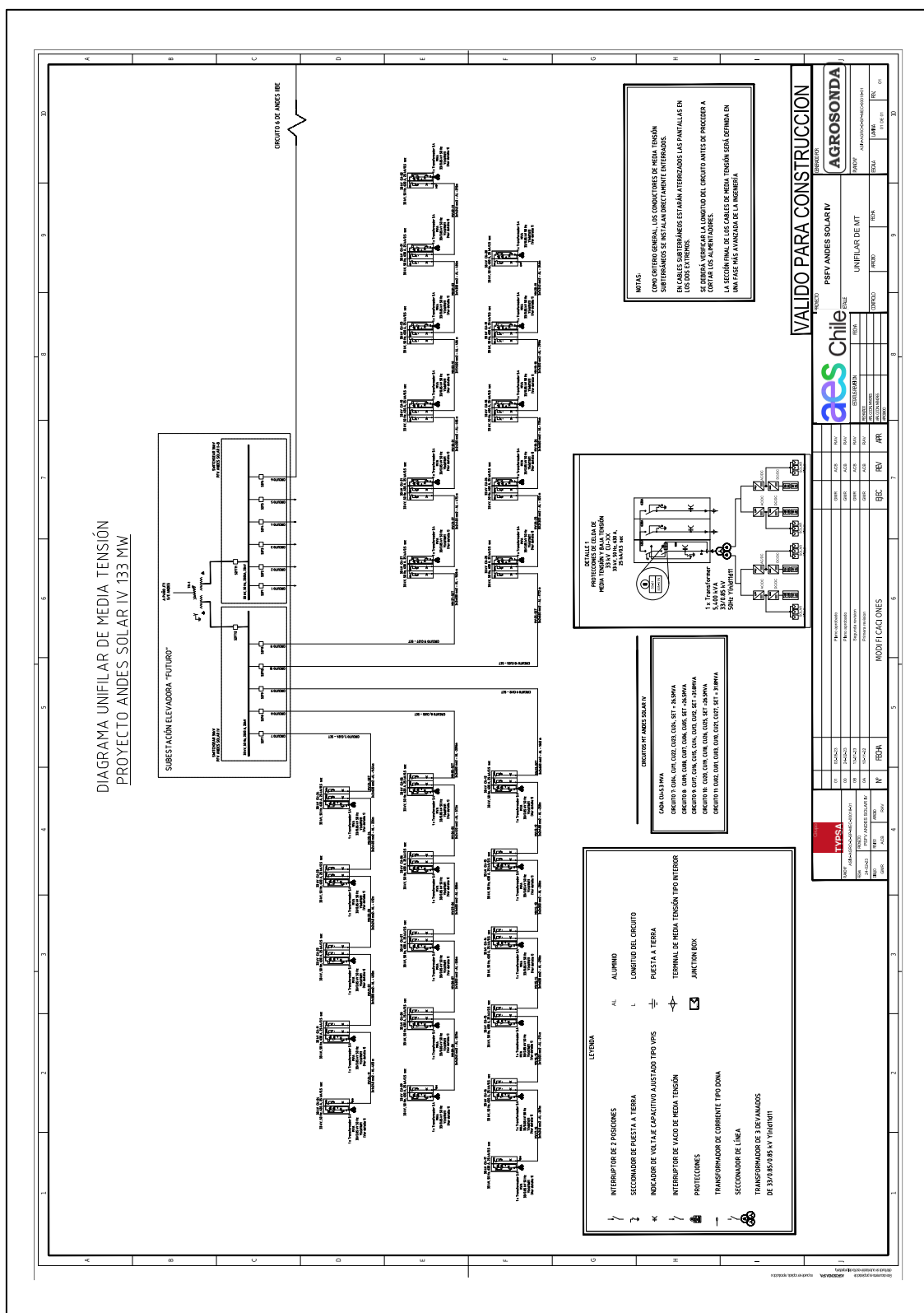


Figura 3.3 – Diagrama unilíneal de circuitos colectores del PF Andes Solar IV

3.2 Descripción de operación de la planta

El PF Andes Solar IV cuenta con 27 de centros de transformación que se componen de un transformador de bloque al cual se conectan dos inversores de dos módulos cada uno. A cada módulo inversor se conectan paneles fotovoltaicos y un conversor DC/DC que permite controlar el flujo de carga desde y hacia las baterías.

En la Figura 3.4 se presenta el detalle de un centro de transformación. En el recuadro **azul** se muestra el transformador de bloque de 3 devanados, sus características técnicas se muestran en la sección 3.5. En el recuadro **verde** se enmarca el inversor fotovoltaico que cuenta con dos módulos, sus detalles técnicos se han presentado en la sección 3.4. El recuadro **rojo** muestra el convertidor DC/DC asociado a las baterías y el recuadro **negro** presenta los paneles solares.

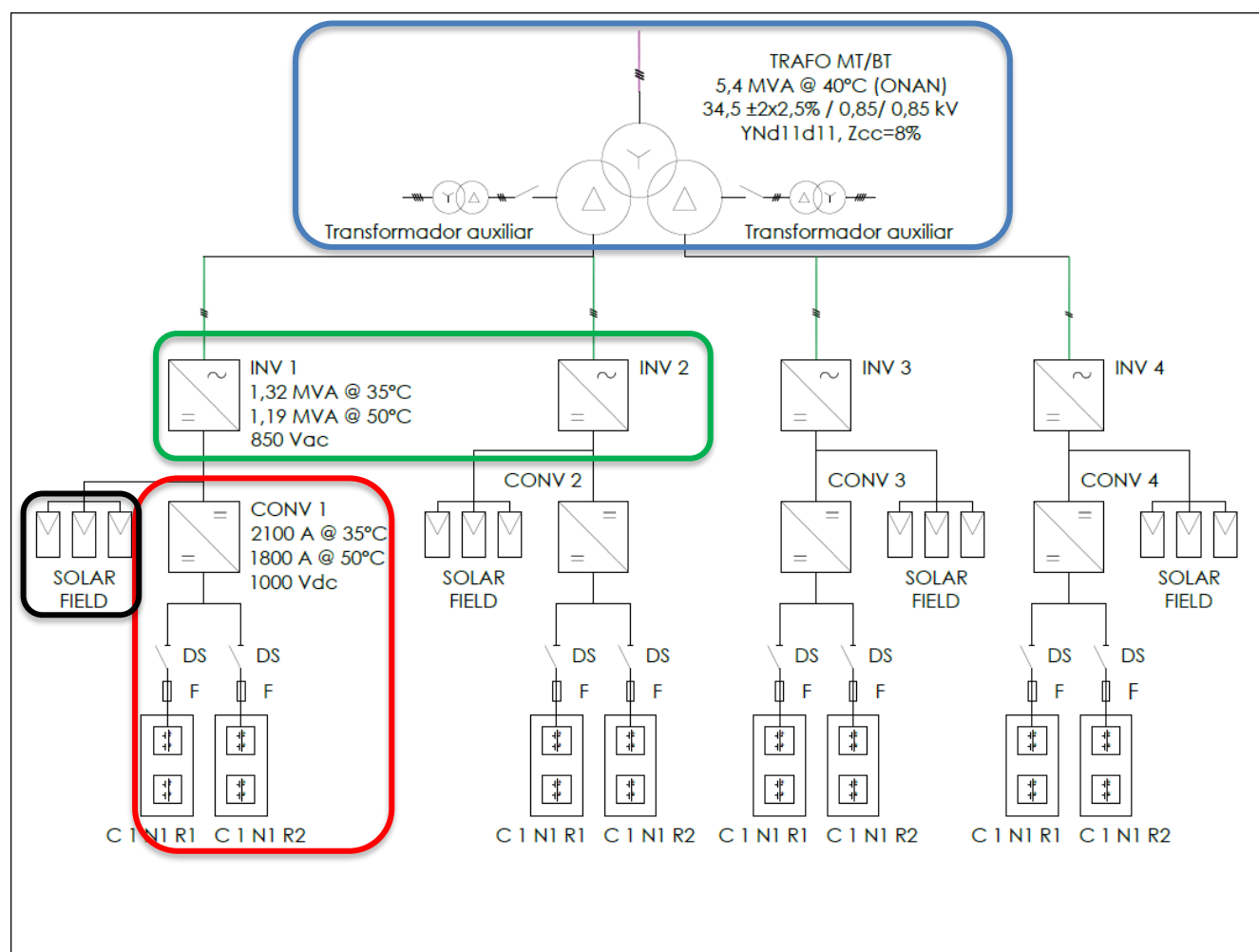


Figura 3.4 – Detalle de centro de transformación



De forma complementaria, se presenta en la Figura 3.5 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.

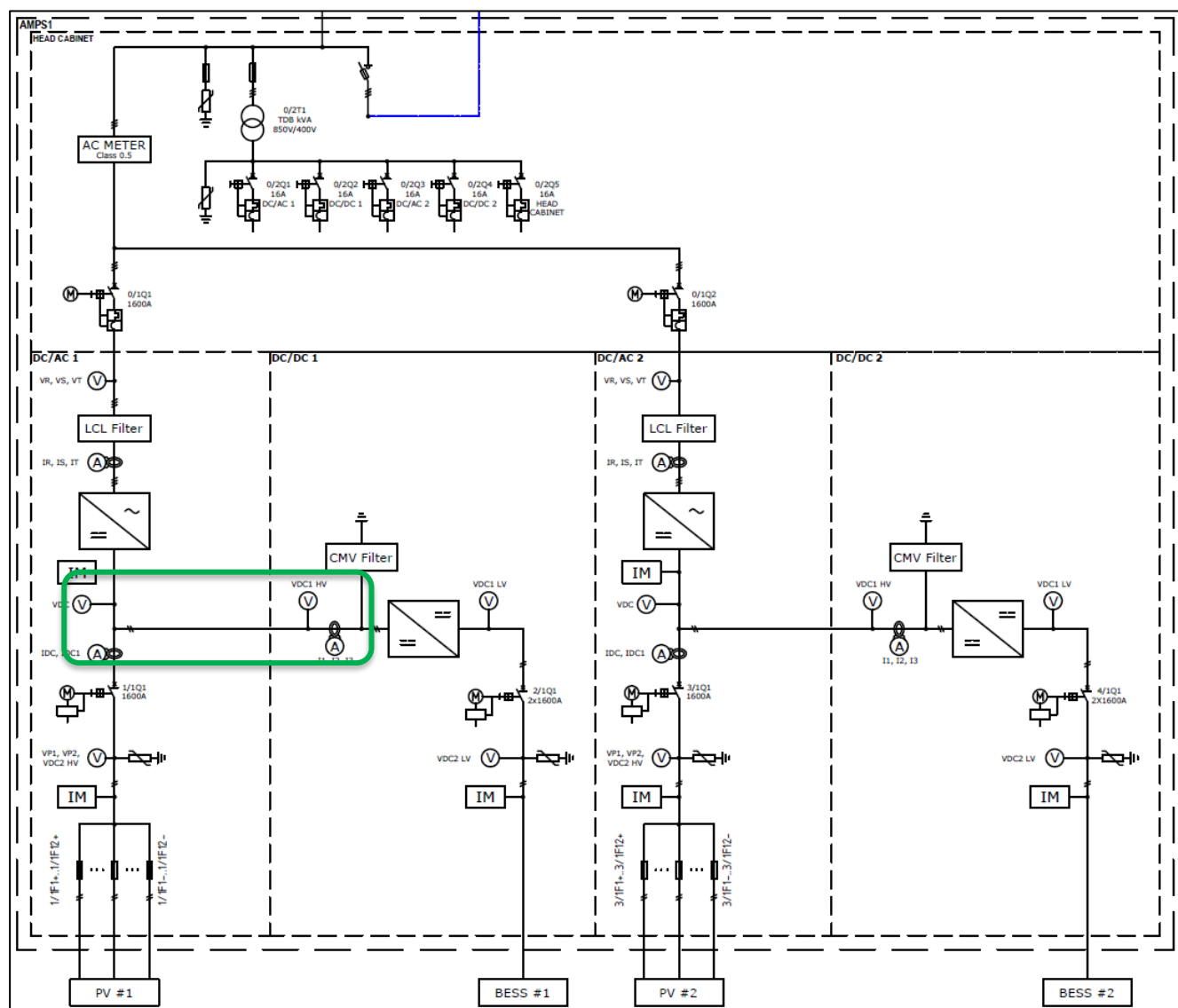


Figura 3.5 – Detalle de centro de inversor



3.3 Datos de los paneles solares

El PF Andes Solar IV está compuesto por paneles fotovoltaicos de marca Longi. En cuanto a los paneles Longi, estos corresponden a modelos LR5-72HBD de 540Wp y 545 Wp. Sus características se presentan en la Figura 3.6.

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 3.6 – Datos de paneles Longi modelo LR5-72HBD

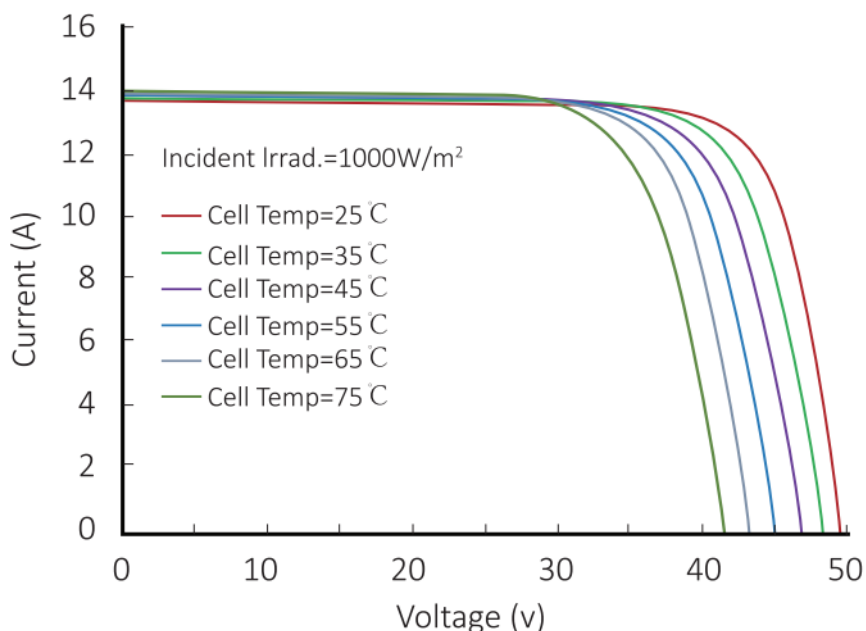


Figura 3.7 Curva I-V en función de la temperatura de los paneles Longi modelo LR5-72HBD

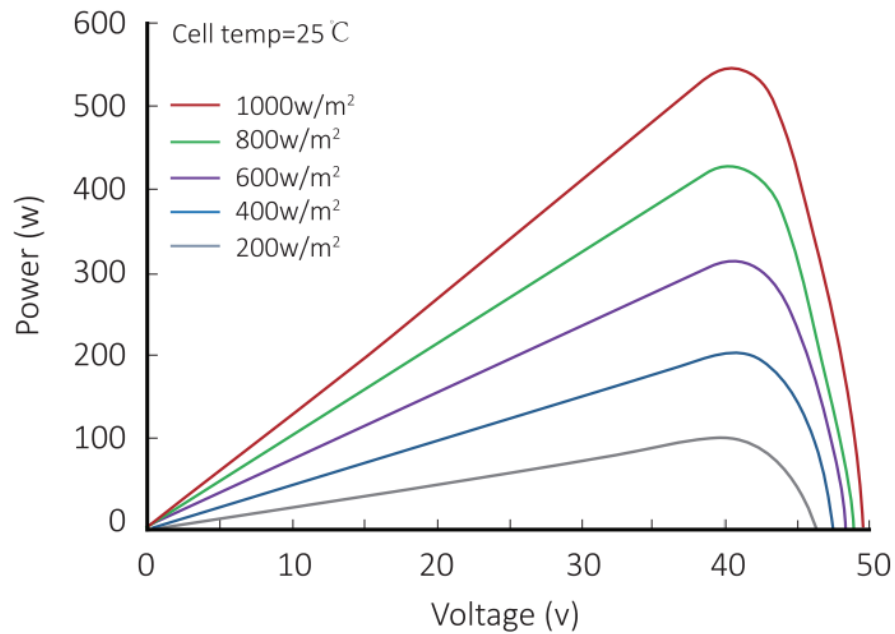


Figura 3.8 Curva Potencia – Tensión de los paneles Longi modelo LR5-72HBD

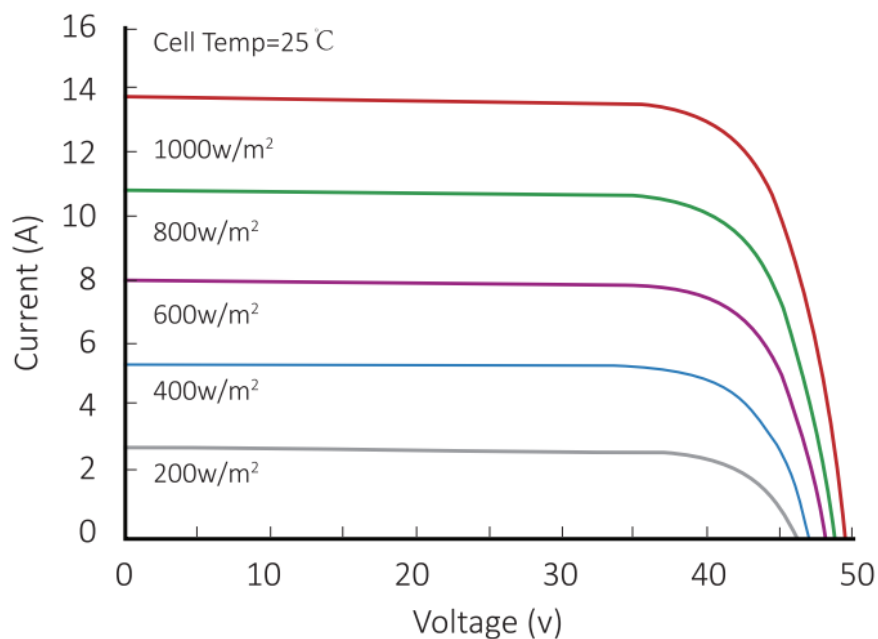


Figura 3.9 Curva I – V en función de la irradiância de los paneles Longi modelo LR5-72HBD



Se presenta en la Figura 3.10 el número y distribución de módulos solares en el PF Andes Solar IV. Se destaca un total de 388.584 paneles.

<i>Bloque</i>	<i>N° de centros de transformación</i>	<i>Tipo de panel</i>	<i>Potencia módulos</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Potencia DC [MWp]</i>
I-A	14	LR5-72HBD-545M	545W	204624	7,96572
I-B	1	LR5-72HBD-545M	545W	14112	7,69104
I-C	10	LR5-72HBD-540M	540W	141120	7,62048
I-D	1	LR5-72HBD-540M	540W	14784	7,98336
I-E	1	LR5-72HBD-545M	545W	13944	7,59948
Total				388.584	210,9988

Figura 3.10 – Distribución de paneles solares



3.4 Datos de los inversores

El PF Andes Solar IV está constituido por 54 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 3.11 y Figura 3.12.

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 3.11 – 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 3.12 – Datos nominales del inversor GPTech MP2M2.3WF3-3L-V850, 2 de 2



La curva de capacidad de los inversores se presenta en la Figura 3.13.

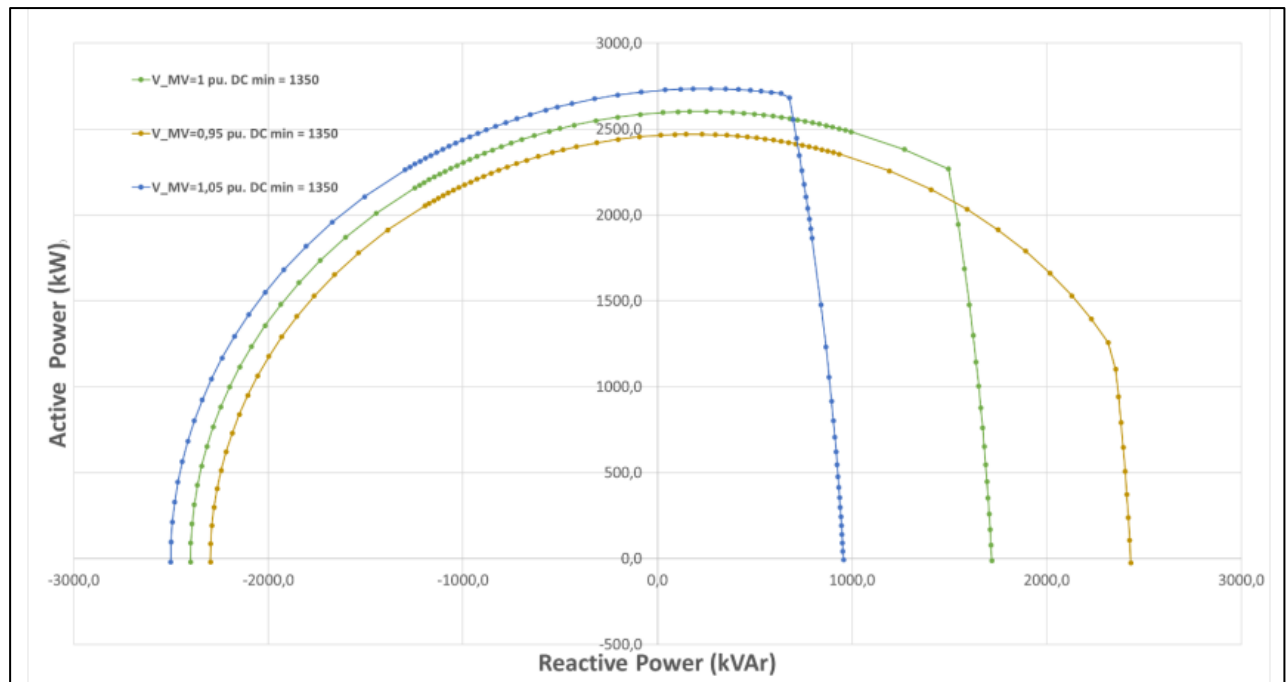


Figura 3.13 – Curva de capacidad del inductor GPTech MP2M2.3WF3-3L-V850

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 54 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 3.14 – 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 3.15 – Consumo auxiliar Inversor GPTech en standby



3.5 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IV 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.

<i>Parámetro</i>	<i>Nominal</i>
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	42.984 kW
Pérdidas en vacío	10.8 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5 \%$

Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque



3.6 Datos del transformador de poder

El PF Andes Solar IV 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:

<i>Parámetro</i>	<i>Valor devanado 1</i>	<i>Valor devanado 2</i>
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	98.0 kW	
Posiciones de TAP	$\pm 10 \times 1.25 \%$	

Tabla 3.2 – Datos transformadores de poder



3.7 Datos de consumos de SSAA de planta

El PF Andes Solar IV 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 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 3.16 el consumo de las tres fases, totalizando 5.75 kW en esta materia.



Figura 3.16 – Conexión de SSAA en PF Andes Solar IV



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 los registros de irradiancia y temperatura ambiente proveniente de las estaciones meteorológicas, los cuales se presentan en la sección 6.4.

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	Potencia Bruta	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la	Potencia Neta
Fotovoltaico	[MW]		central [MW]	[MW]
Andes Solar IV	(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 IV.
- (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 interconecta PF Andes Solar IIB. 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, las mismas han sido explicadas y propuestas al Coordinador en reunión el 22 de mayo de 2024 y, junto con los comentarios recibidos en dicha reunión, se encuentran descritas en el procedimiento de pruebas: "EE-EN-2024-0562-RB_Procedimiento_Ensayos_PPOO_PF_ASIV" 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.

No se considera un escenario de generación mixta, es decir, generación simultánea proveniente de paneles fotovoltaicos y baterías. Se aclara que el controlador de planta regula la potencia inyectada en la barra de 33 kV del parque en base a la consigna ajustada, en caso de no haber suficiente potencia proveniente de los paneles fotovoltaicos, el controlador complementa con potencia proveniente de las baterías (en caso de estar cargadas).

En base a lo comentado anteriormente, el sistema de control no permite asignar montos de generación específicos para cada fuente de generación resultando la condición de inyección mixta en una operación que no es despachable. Notar que tampoco es posible elegir el momento en el cual se produce esta inyección mixta.

Respecto del modo carga, se recalca en primer lugar, que el parque cuenta con 211.9 MWp instalados en paneles fotovoltaicos y la carga de las baterías se realiza a través del acople DC siempre que exista excedente de generación solar (considerando una inyección máxima de 130 MW en el POI). Esta es la operación normal y el flujo real en el lado DC no afecta ni es visible a las variables del lado AC.

Por otra parte, los consumos auxiliares de planta son los mismos para cualquier condición operativa respecto de la fuente de energía (paneles, baterías o mixto) y las pérdidas en la red interna responden a la característica resistiva de la misma y por lo tanto ajena a la naturaleza de la fuente.

En virtud de lo expuesto se evalúa que con las pruebas propuestas (descarga y generación solar), se caracteriza adecuadamente el parámetro de MT, ya que el límite de mínima generación estará dado por los inversores, independiente de la fuente primaria utilizada.

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: 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.

4.1.3 Prueba 3 – 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.

Este modo de operación no corresponde a operación normal como se indicó anteriormente.

4.1.4 Prueba 4 – 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.

4.2 Prueba 1: Descarga (Escenario nocturno)

El día 3 de julio 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 flujo de potencia desde los paneles fotovoltaicos (PPV) y el número de inversores en servicio.

Se aprecia que no existe flujo de potencia desde los paneles fotovoltaicos. Además, se muestra que durante la hora de operación registrada la disminución del estado de carga no es significativa (menor a 0.1%). Finalmente, se observa que la totalidad de inversores (54 *inversores*) se encuentra en servicio la mayor parte del tiempo.

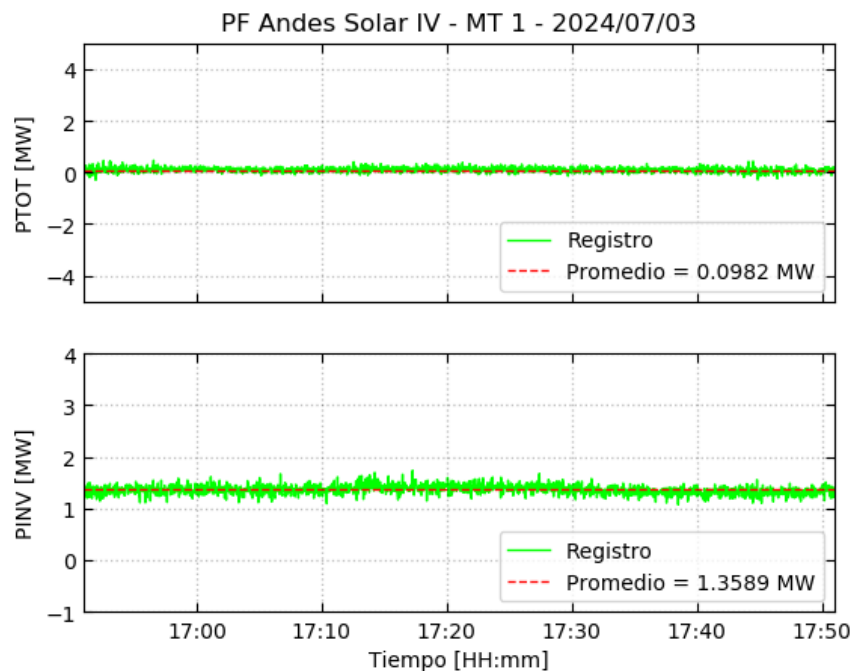


Figura 4.1 – Ensayo de prueba 1 – Registros de potencia alterna

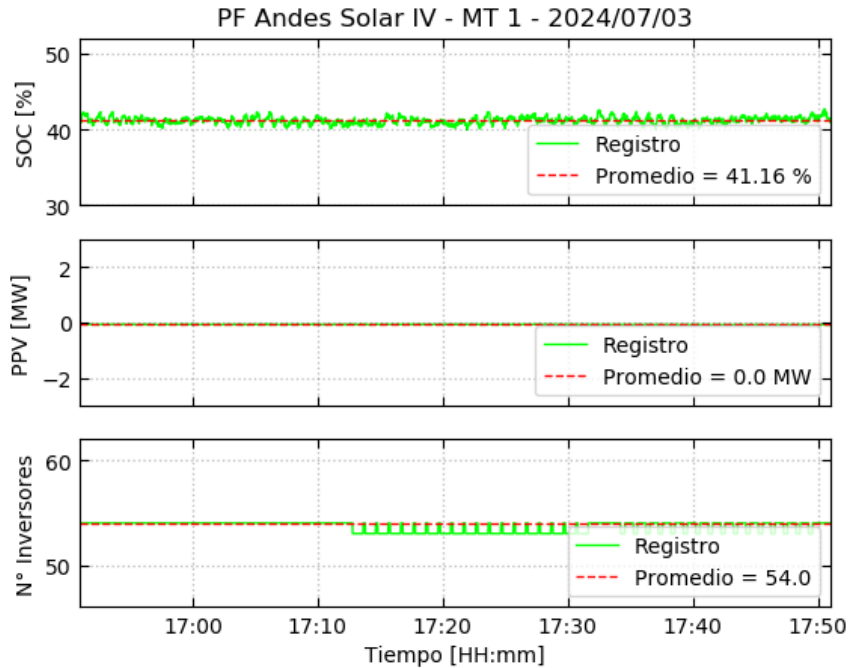


Figura 4.2 – Ensayo de prueba 1 – Variables de inversores

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 3.14, 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 5.75 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 54 \times 3.75 \text{ kW} + 5.75 \text{ kW} = 208.25 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.2083 \text{ MW}$$



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 3.14. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta} = 1.3589\ MW + 54 \times 3.75\ kW = 1.5614\ MW$$

$$P_{bruta} = 1.5614\ MW$$

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 5.75 kW.

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

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

$$P_{perd,MT} = 1.3589\ MW - 5.75\ kW - 0.0982\ MW = 1254.95\ kW$$

En tanto, la potencia de pérdidas del transformador principal ($P_{perd,TRppal}$) 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 cercana a los 0 MW, las pérdidas en carga del transformador pueden asumirse nulas.

$$P_{perd,TRppal,carga} = 0.0\ kW$$

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



$$P_{perd,TR_{ppal},vacío} = 98.0 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 98.0 \text{ kW} + 0.0 \text{ kW} = 98.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,central} = 98.0 \text{ kW} + 1254.95 \text{ kW} = 1352.95 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central} = 1.3529 \text{ MW}$$

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.

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

$$P_{Neta} = 0.0982 \text{ MW} - 98.0 \text{ kW} = 0.0002 \text{ MW}$$

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	Potencia Bruta	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la	Potencia Neta
Fotovoltaico	[MW]		central [MW]	[MW]
Andes Solar IV	1.5614	0.2083	1.3529	0.0002



Tabla 4.2 – Prueba 1 – PF Andes Solar IV – 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. Se ha consignado una potencia de 98 kW con tal de obtener el valor más cercano a 0.0 MW en la barra de 220 kV.



4.3 Prueba 2: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1)

El día 1 de julio 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 4.3 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 flujo de potencia desde el sistema de baterías (P_{BESS}) y el número de inversores en servicio

Se aprecia que no existe flujo de potencia desde las baterías y entonces el estado de carga no varía durante el período de registro. Finalmente, se observa que la totalidad de inversores (54 *inversores*) se encuentra en servicio la mayor parte del tiempo.

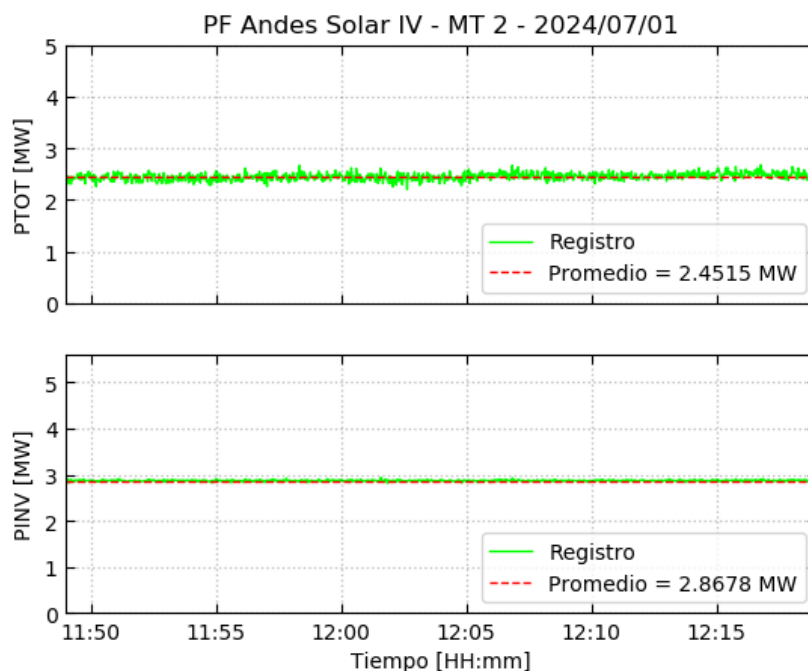


Figura 4.3 – Ensayo de prueba 2 – Registros de potencia

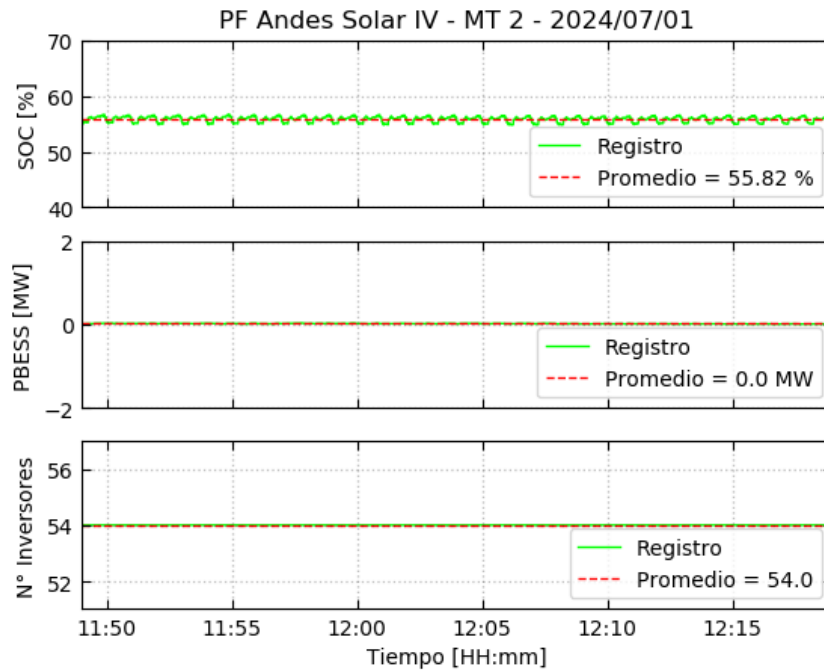


Figura 4.4 – Ensayo de prueba 2 – Variables de inversores

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 3.14, 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 5.75 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 54 \times 3.75 \text{ kW} + 5.75 \text{ kW} = 208.25 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.2083 \text{ MW}$$



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 3.14. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta} = 2.8678\ MW + 54 \times 3.75\ kW = 3.0703\ MW$$

$$P_{bruta} = 3.0703\ MW$$

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 5.75 kW.

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

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

$$P_{perd,MT} = 2.8678\ MW - 5.75\ kW - 2.4515\ MW = 410.55\ kW$$



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.

$$P_{perd,TR_{ppal},vacío} = 98.0 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 98.0 \text{ kW} + 0.0 \text{ kW} = 98.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,central} = 98.0 \text{ kW} + 410.55 \text{ kW} = 508.55 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central} = 0.5085 \text{ MW}$$



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.

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

$$P_{Neta} = 2.4515 \text{ MW} - 98.0 \text{ kW} = 2.3535 \text{ MW}$$

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: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1).

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar IV	3.0703	0.2083	0.5085	2.3535

Tabla 4.3 – Prueba 2 – PF Andes Solar IV – Resumen de Cálculos



4.4 Prueba 3: Descarga con un inversor (Escenario nocturno)

El día 18 de junio se realizó la prueba mínimo técnico, considerando únicamente la inyección de potencia proveniente de las baterías con una única unidad en servicio. Para lograr esta condición, el operador de turno del parque debe dar una orden de detención a los 53 inversores restantes. La orden de detención se realiza de forma manual, enviando un comando individualizado a cada equipo desde la consola de operación centralizada. Se aclara que el PPC no cuenta con la capacidad de ir apagando inversores de forma automática y controlada hasta lograr la operación con un único inversor. Además, no corresponde a operación normal ya que se intenta evitar el desbalance en los niveles de SOC como se comentó anteriormente.

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 potencia generada por los paneles fotovoltaicos (PPV) y el número de inversores en servicio

Se aprecia que la energía proveniente del sistema de paneles fotovoltaicos es nula durante el período de la prueba. Además, se muestra que durante la hora de operación registrada la disminución del estado de carga es del 1.42% para el equipo en servicio. Finalmente, se observa que 1 inversor se mantiene en servicio.

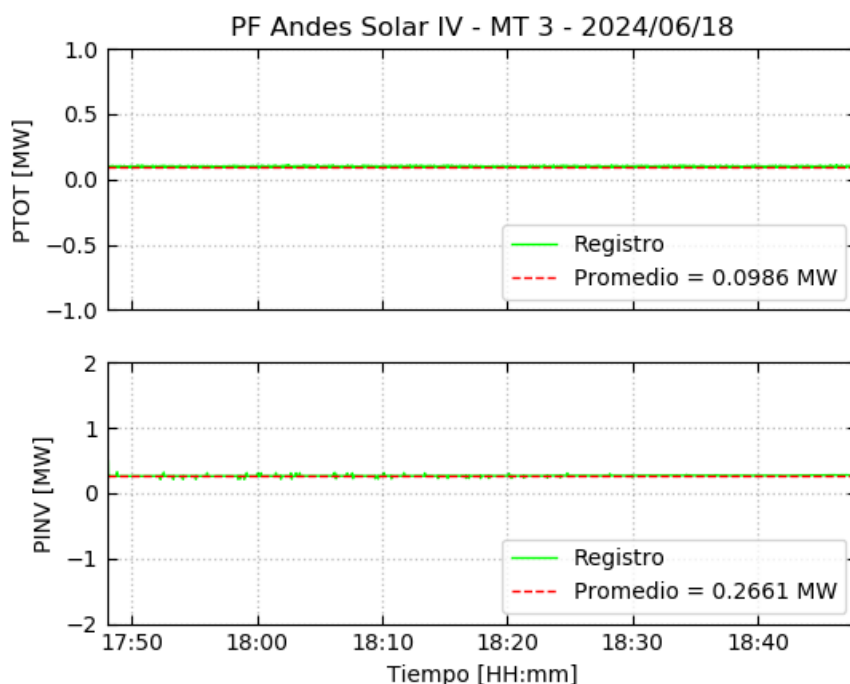


Figura 4.5 – Ensayo de prueba 3 – Registros de potencia

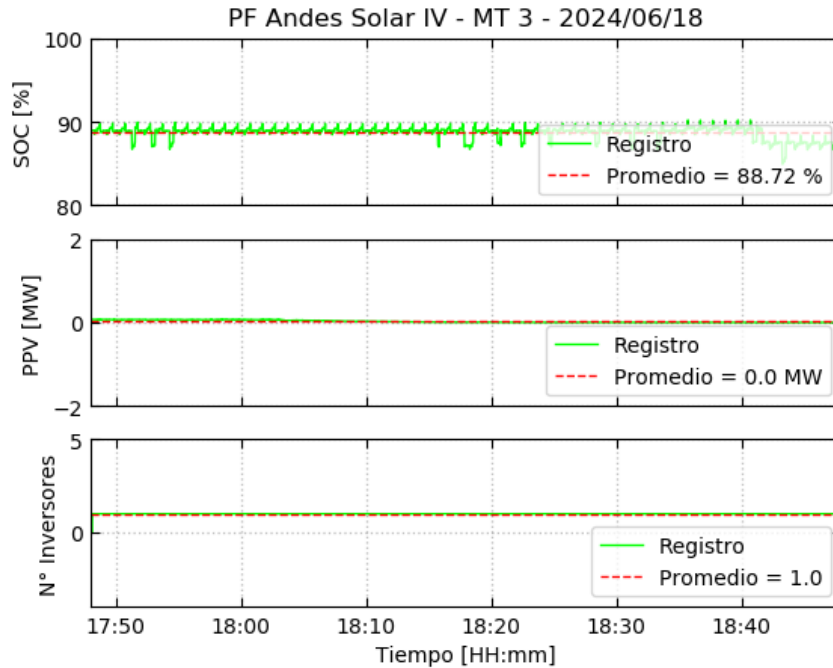


Figura 4.6 – Ensayo de prueba 3 – Variables de inversor

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 3.14, 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 5.75 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 1 \times 3.75 \text{ kW} + 5.75 \text{ kW} = 9.5 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.0095 \text{ MW}$$



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 3.14. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta} 0.2661\ MW + 1 \times 3.75\ kW = 0.2699\ MW$$

$$P_{bruta} = 0.2699\ MW$$

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 5.75 kW.

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

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

$$P_{perd,MT} = 0.2661\ MW - 5.75\ kW - 0.0986\ MW = 161.75\ kW$$



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 cercana a 0 MW, las pérdidas en carga del transformador pueden asumirse 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.

$$P_{perd,TR_{ppal},vacío} = 98.0 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 98.0 \text{ kW} + 0.0 \text{ kW} = 98.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,central} = 98.0 \text{ kW} + 161.75 \text{ kW} = 259.75 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central} = 0.2598 \text{ MW}$$



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.

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

$$P_{Neta} = 0.0986 \text{ MW} - 98.0 \text{ kW} = 0.0006 \text{ MW}$$

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: Descarga con un inversor (Escenario nocturno).

Parque	Potencia Bruta	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la	Potencia Neta
Fotovoltaico	[MW]		central [MW]	[MW]
Andes Solar IV	0.2699	0.0095	0.2598	0.0006

Tabla 4.4 – Prueba 3 – PF Andes Solar IV – 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. Se ha consignado una potencia de 98 kW con tal de obtener el valor más cercano a 0.0 MW en la barra de 220 kV.



4.5 Prueba 4: Generación fotovoltaica con un inversor (Escenario diurno 1)

El día 19 de junio se realizó la prueba mínimo técnico, considerando únicamente la inyección de potencia proveniente de paneles fotovoltaicos con una única unidad en servicio. Para lograr esta condición, el operador de turno del parque debe dar una orden de detención a los 53 inversores restantes. La orden de detención se realiza de forma manual, enviando un comando individualizado a cada equipo desde la consola de operación centralizada. Se aclara que el PPC no cuenta con la capacidad de ir apagando inversores de forma automática y controlada hasta lograr la operación con un único inversor.

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 los paneles fotovoltaicos (P_{BESS}) y el número de inversores en servicio

Se aprecia que la energía proveniente del sistema de baterías es nula durante el período de la prueba y además, su estado de carga no sufre modificaciones. Finalmente, se observa que 1 inversor se mantiene en servicio.

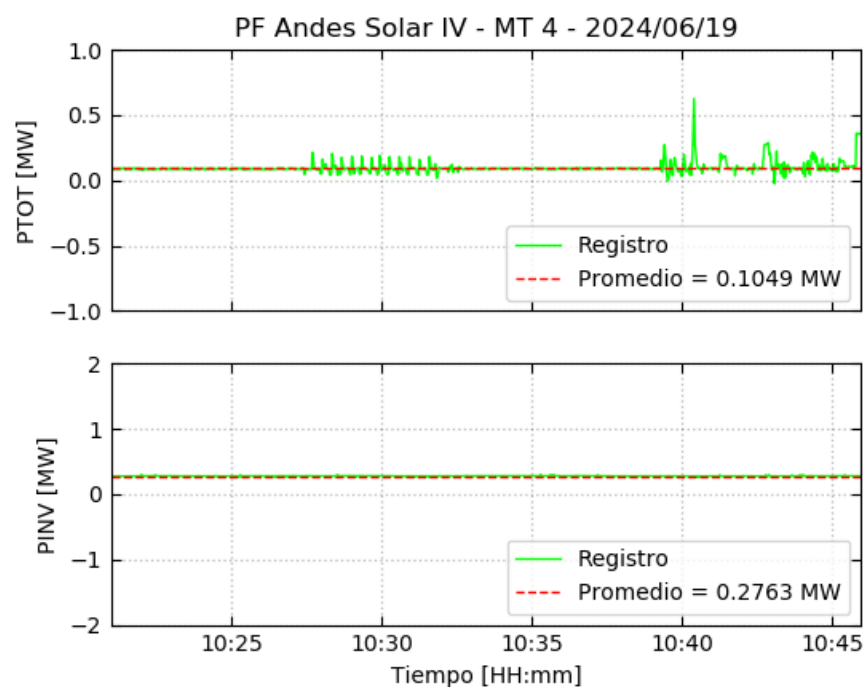


Figura 4.7 – Ensayo de prueba 4 – Registros de potencia

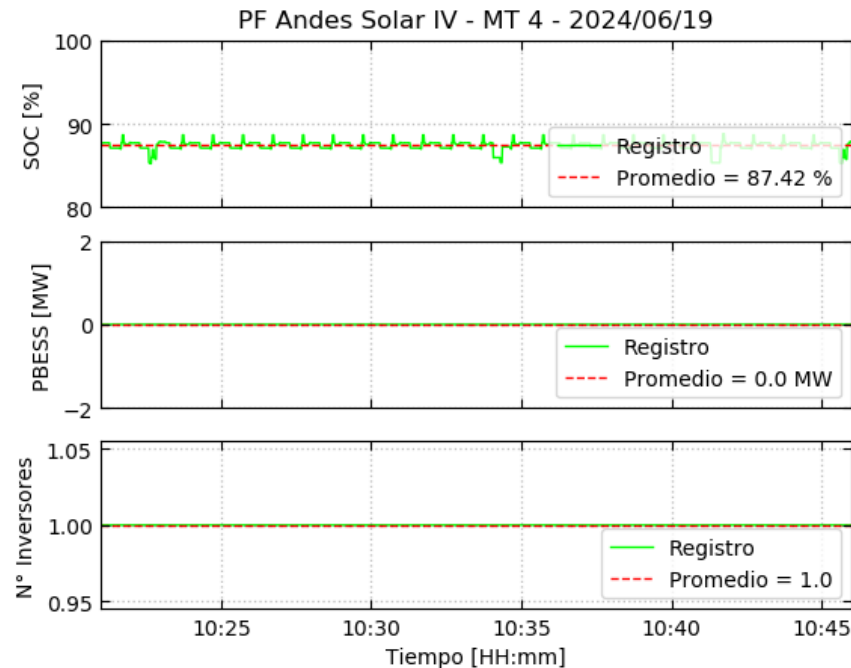


Figura 4.8 – Ensayo de prueba 4 – Variables de inversor

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 3.14, 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 5.75 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 1 \times 3.75 \text{ kW} + 5.75 \text{ kW} = 9.5 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.0095 \text{ MW}$$



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 3.14. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta} = 0.2763\ MW + 1 \times 3.75\ kW = 0.2801\ MW$$

$$P_{bruta} = 0.2801\ MW$$

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 5.75 kW.

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

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

$$P_{perd,MT} = 0.2763\ MW - 5.75\ kW - 0.1049\ MW = 165.65\ kW$$



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 cercana a 0 MW, las pérdidas en carga del transformador pueden asumirse 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.

$$P_{perd,TR_{ppal},vacío} = 98.0 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 98.0 \text{ kW} + 0.0 \text{ kW} = 98.0 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,central} = 98.0 \text{ kW} + 165.65 \text{ kW} = 263.65 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central} = 0.2637 \text{ MW}$$



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.

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

$$P_{Neta} = 0.1049 \text{ MW} - 98.0 \text{ kW} = 0.0069 \text{ MW}$$

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 fotovoltaica con un inversor (Escenario diurno 1).

Parque	Potencia Bruta	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la	Potencia Neta
Fotovoltaico	[MW]		central [MW]	[MW]
Andes Solar IV	0.2801	0.0095	0.2637	0.0069

Tabla 4.5 – Prueba 4 – PF Andes Solar IV – 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. Se ha consignado una potencia de 98 kW con tal de obtener el valor más cercano a 0.0 MW en la barra de 220 kV.



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

Central/Unidad	Modo de Operación	Mínimo Técnico [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Mínima Neta [MW]
Parque Fotovoltaico Andes Solar IV	BESS (Modo Descarga)	1.5614	0.2083	1.3529	0.0002
	PFV	3.0703	0.2083	0.5085	2.3535
	BESS (Modo Descarga) con un inversor	0.2699	0.0095	0.2598	0.0006
	PFV con un inversor	0.2801	0.0095	0.2637	0.0069

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – PF Andes Solar IV



Configuración	Pérdidas en la central [MW]	Pérdidas Tr. Principal [MW]	Pérdidas red colectora [MW]
Prueba 1: Descarga	1.3529	0.0980	1.2549
Prueba 2: Generación fotovoltaica	0.5085	0.0980	0.4105
Prueba 3: Descarga con un inversor	0.2598	0.0980	0.1618
Prueba 4: Generación fotovoltaica con un inversor	0.2637	0.0980	0.1657

Tabla 5.2 – Desglose de pérdidas – PF Andes Solar IV

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 0.0982 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 no disminuye significativamente.

▪ **Prueba 2: Generación fotovoltaica (Escenario diurno 1):**

- Se logra mantener la mínima inyección estable de 2.4515 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 3: Descarga con un inversor (Escenario nocturno):**



- Se logra mantener la inyección estable de 0.0986 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 1.42% aproximadamente.
 - Este escenario no corresponde a operación normal.
- **Prueba 4: Generación fotovoltaica con un inversor (Escenario diurno 1):**
- Se logra mantener la inyección estable de 0.1049 MW en la barra principal de 33 kV del parque considerando un inversor 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.



6 ANEXOS

6.1 Modos de operación y control del parque (PV + BESS)

En la Figura 6.1 se observan los distintos modos de control disponibles en el Parque Fotovoltaico Andes Solar IV junto con su descripción de operación.

La operación del parque se basa principalmente en dos escenarios de operación, a saber, escenario diurno y nocturno. Durante el modo diurno, la operación comienza con el “modo 1” donde se entrega la máxima generación proveniente del sistema PV y el excedente se destina a la carga de las baterías.

El “modo 2”, implica que el mayor aporte de generación hacia la red es proveniente del sistema PV, considerando las baterías cargadas completamente.

Lo que se indica como “modo 3” es una opción que puede o no estar activa¹ y lo que permite es mantener un setpoint de potencia activa en el POI y compensar con el BESS en el caso de que no se llegue a dicho setpoint con el recurso solar disponible. Sin embargo, este modo no permite elegir la proporción de potencia que viene de cada fuente, es decir, desde los paneles fotovoltaicos o desde las baterías ni cuando se dará el aporte mixto.

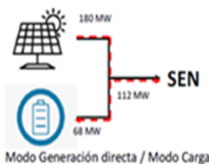
Por último, posterior al horario solar, el parque opera en “modo 4” entregando la totalidad de la energía almacenada en las baterías a la red.

¹ En operación normal el modo 3 se encuentra inhibido en Andes Solar 4. Sólo se habilitará en caso que el despacho así lo requiera.



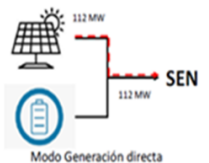
Modo de Control del Parque (PV + BESS) Actual

Modo Diurno



Modo 1:

- Comienzo de día máxima entrega de PV a la red y excedente de PV a carga de baterías.
- Consigna ingresa a PPC.
- Fuente primaria PV.
- Carga BESS



Modo 2:

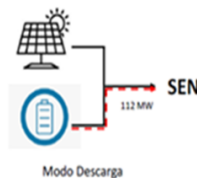
- Con las baterías cargadas completas, el mayor aporte de MW hacia la red es PV.
- Consigna ingresa a PPC.
- Fuente primaria PV.



Modo 3:

- Modo de control complementario (fin o a principio de día).
- Consigna ingresa a PPC.
- Fuente primaria PV + BESS (Descarga)

Modo Nocturno



Modo 4:

- Descarga total de la energía acumulada en baterías posterior al horario solar. (5Hrs app)
- Parámetros base:
 - SoC min operativo: 4%
 - SoC Max operativo: 99%

Notas Operativas:

1. Modos operacionales comunes: M1, M2 y M4, según consigna y monitoreo desde ROCC.
2. PPC y sistema no tiene diseño base de tomar energía desde la red.
3. Consumos auxiliares fijos y conocidos para Inversores y Cubos de baterías.
4. PPC controla y compensa aporte de MW, MVAR y Nivel SoC. con fuente primaria conectada, PV o BESS.

Figura 6.1 Filosofía de control del Parque (PV + BESS)

En lo que refiere a los modos de control, el parque cuenta con un sistema de control conjunto (PPC) 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 la barra principal de 33 kV del parque.

Los modos de operación del control conjunto del parque son los siguientes:

- Control conjunto de potencia reactiva.
- Control conjunto de factor de potencia.
- Control conjunto de tensión de lazo cerrado.
- Control conjunto de tensión de lazo abierto.
- Control de potencia activa (incluyendo tanto la limitación de esta variable, así como el control de potencia frente a escenarios de sub/sobre frecuencia).



6.2 Prueba de conmutación entre PV-BESS

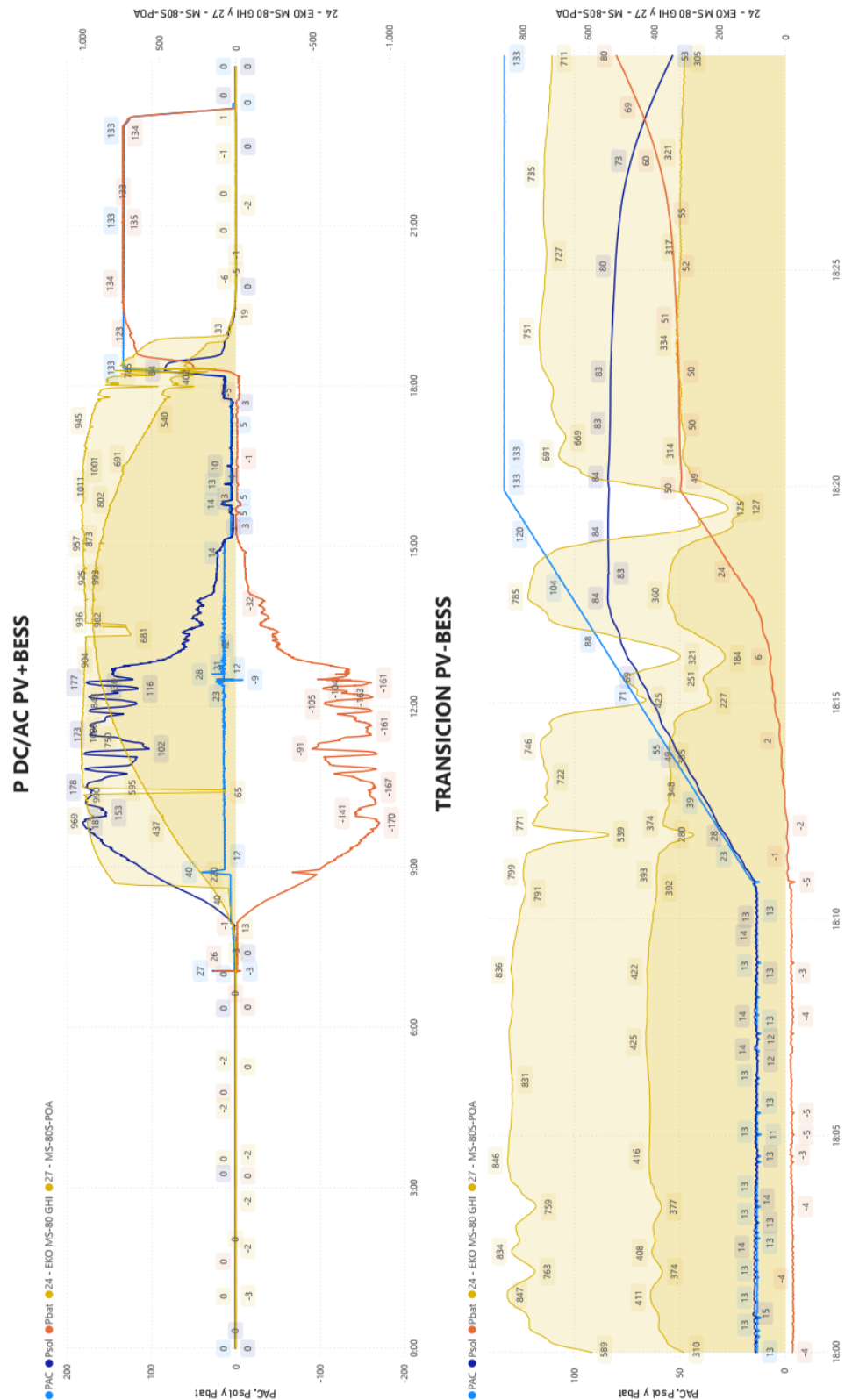


Figura 6.2 Conmutación entre sistemas PV – BESS



En la Figura 6.2 se observa el proceso de conmutación entre fuentes de alimentación solar y batería entre las 18:20 hs y 18:30 hs, donde se muestra que la Potencia PAC se mantiene en aproximadamente 130 MW mientras que las potencias del campo solar (P_{sol}) y de las baterías (P_{bat}) van intercambiando roles, es decir, bajando la generación por los paneles solares e inyectando la energía almacenada en las baterías.



6.3 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
 ESTUDIOS ELECTRICOS			
Estudios Eléctricos declara que el instrumento: Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso.			
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración	
JANITZA UMG510	5100-0731	11/4/2024	
Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:			
Instrumento Patrón	Número de Serie:	Última calibración	Proxima calibración
VALIJA OKICRON 256-6	HH594R	4/3/2024	4/3/2025

Fecha de evaluación: 11/4/2024
Certificado número: EE-CI-2024-0411

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:



Power System Studies & Power Plant Field
Testing and Electrical Commissioning



6.4 Registros de variables meteorológicas

A continuación, se presentan los registros meteorológicos en el PF Andes Solar IV obtenidos para los días que se ejecutaron las pruebas de Mínimo Técnico, es decir, 18 y 19 de junio, y 1 y 3 de julio de 2024.

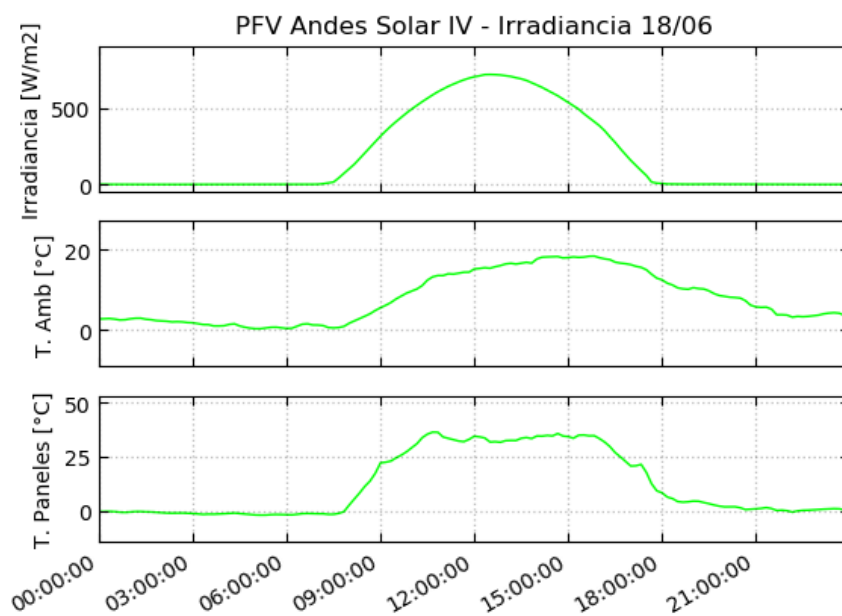


Figura 6.3 – Variables meteorológicas, 18 de junio de 2024

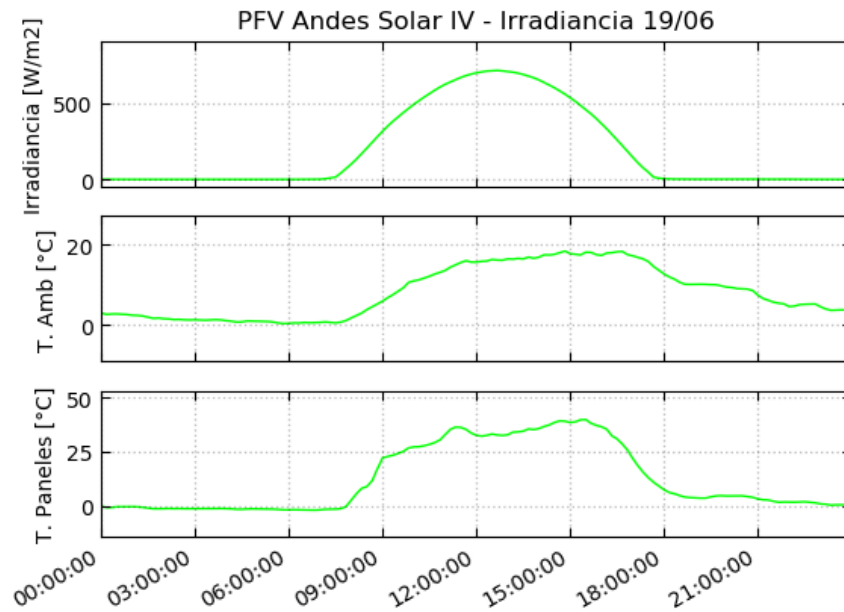


Figura 6.4 – Variables meteorológicas, 19 de junio de 2024

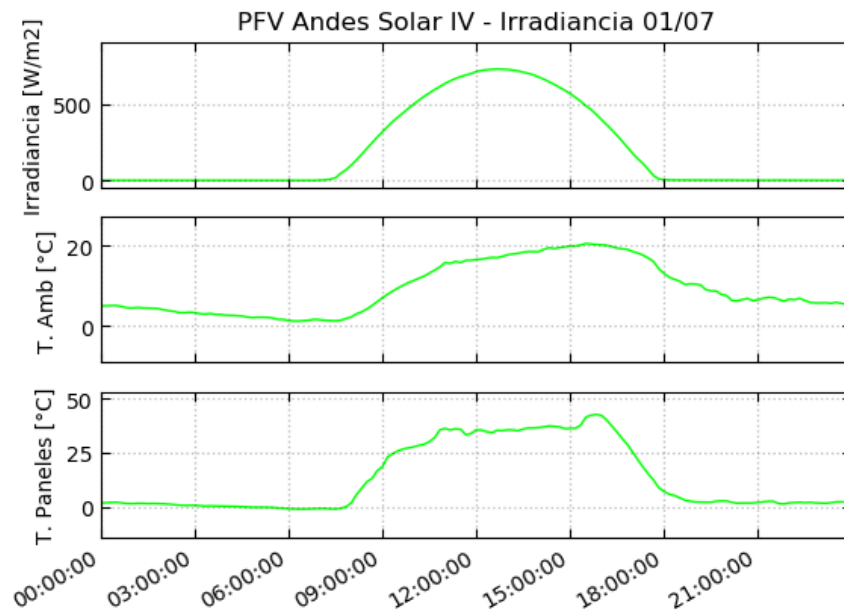


Figura 6.5 – Variables meteorológicas, 1 de julio de 2024

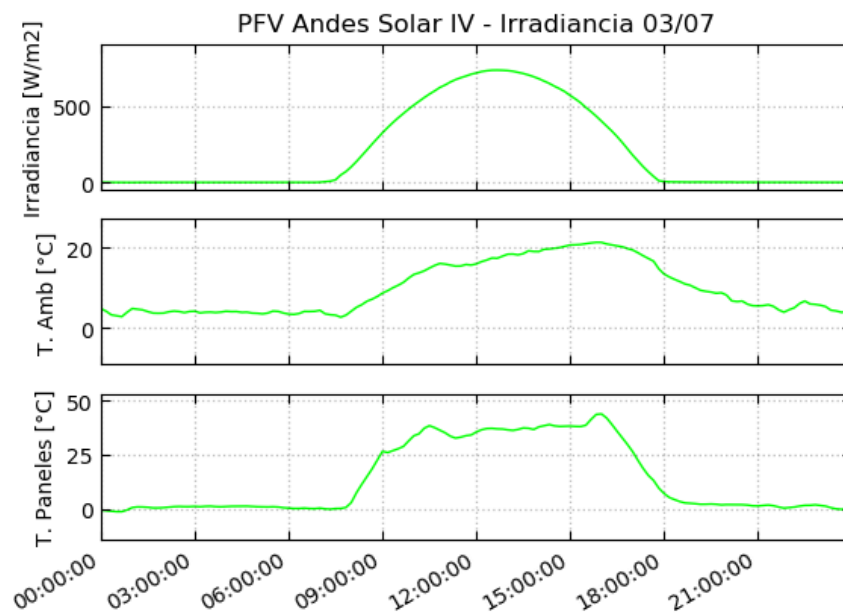


Figura 6.6 – Variables meteorológicas, 3 de julio de 2024



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.