

Empresa
País
Proyecto
Descripción

AES Andes
Chile
PF Andes Solar IIA BESS
Informe de Mínimo Técnico

aes Andes

CÓDIGO DE PROYECTO EE-2023-191
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2024-1720
REVISIÓN B

21 nov. 24



Este documento **EE-EN-2024-1720-RB** fue preparado para AES Andes por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

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

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

Ing. Pablo Rifrani
Gerente Dpto. Estudios
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 78 páginas y ha sido guardado por última vez el 21/11/2024 por Joaquín Aedo; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	15/11/24	Para presentar.	JA	CiC	AC
B	19/11/24	Modificaciones según solicitud de cliente	NS/JA	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>.



ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	5
	1.1 Descripción de personal participante	6
	1.2 Equipamiento utilizado	6
	1.3 Definiciones y Nomenclatura	7
2	Aspectos Normativos	9
	2.1 Centrales renovables con capacidad de almacenamiento	9
3	Descripción de la planta.....	11
	3.1 Diagrama unilineal	11
	3.1.1 Subestación Andes y barra principal de 23 kV del parque	11
	3.1.2 BESS Andes Solar IIA.....	14
	3.1.3 Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA	17
	3.2 Datos de los inversores	19
	3.2.1 BESS Andes Solar IIA.....	19
	3.2.1 Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA	21
	3.3 Fuente primaria de generación	24
	3.3.1 BESS Andes Solar IIA.....	24
	3.3.2 Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA	26
	3.4 Datos del transformador de bloque.....	27
	3.4.1 BESS Andes Solar IIA.....	27
	3.4.2 Parque fotovoltaico Andes Solar IIA.....	27
	3.5 Antecedentes del PPC	28
4	DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO	30
	4.1 Prueba 1 – Mínimo Técnico Carga.....	32
	4.1.1 Consideraciones para el cálculo de la Potencia Bruta.....	35
	4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares	38
	4.1.3 Potencia de pérdidas en la central.....	38
	4.1.1 Determinación de la Potencia Bruta.....	39
	4.1.2 Potencia Neta	39
	4.1.3 Resultados	40
	4.2 Prueba 2 – Mínimo Técnico Descarga	41
	4.2.1 Consideraciones para el cálculo de la Potencia Bruta.....	44
	4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares	47



	4.2.3	Potencia de pérdidas en la central.....	48
	4.2.4	Determinación de la Potencia Bruta.....	48
	4.2.5	Potencia Neta.....	48
	4.2.6	Resultados.....	49
	4.3	Prueba 3 – Mínimo Técnico Carga desde ERNC.....	50
	4.3.1	Consideraciones para el cálculo de la Potencia Bruta.....	54
	4.3.2	Potencia de Servicios Auxiliares.....	56
	4.3.3	Potencia de Pérdidas en la central.....	57
	4.3.4	Determinación de la Potencia Bruta.....	58
	4.3.5	Potencia Neta.....	58
	4.3.6	Resultados.....	58
	4.4	Prueba 4 – Mínimo técnico PV Planta completa.....	59
	4.5	Prueba 5 – Mínimo técnico PV a único Inversor.....	60
	4.6	Prueba 6 – Mínimo técnico de generación conjunta.....	61
5		Conclusiones.....	62
6		ANEXOS.....	63
	6.1	Certificado de calibración de medidor de energía.....	63
	6.2	Registro de inversores.....	65
	6.2.1	Registro Prueba 3 – Carga desde Parque ERNC.....	65
	6.3	Registro de mínimo técnico.....	76



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del PF Andes Solar IIA BESS de acuerdo con lo establecido en el "Anexo Técnico: Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras" y a lo recomendado en la Guía técnica DCO: "Recomendaciones para la elaboración de los Informes de Determinación de Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras no Convencionales y Sistemas de Almacenamiento de Energía", cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados los días 9 y 11 de octubre de 2024.

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA está ubicado a 200 km de la comuna de Antofagasta, en la Región de Antofagasta. Está constituido por 21 inversores fotovoltaicos marca GPTECH, modelo 3MWD3-V620 con una capacidad de generación de 80.0 MW declarada en su punto de interconexión.

El presente informe aborda la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), según se describe en el NUP 4369. La incorporación del BESS al Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA (NUP 930) considera la instalación de nuevos inversores que tienen como fuente primaria de energía baterías. No se realizan cambios en la configuración de los inversores en servicio asociados al parque fotovoltaico ni modificaciones a la red de media tensión asociada. No obstante, el controlador de planta (PPC) es actualizado para asumir el control conjunto de los inversores asociadas al parque fotovoltaico y al nuevo sistema BESS.

El BESS se compone de 31 inversores marca GPTECH modelo PCS3MSWD3-V660 de 3.261 MVA de potencia aparente nominal y 660 V de tensión nominal de operación. Cada inversor cuenta con 15 cubículos de baterías, cada uno de los cuales se compone de 2 racks de 7 módulos de baterías cada uno. Los módulos son de marca CATL, modelo M52280-E de 46.6 kWh de energía cada uno.

Cada uno de los inversores cuenta con un transformador elevador de relación 0.66 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$) que permite la inyección de su producción en la red de media tensión de 23 kV. La red colectora del BESS está compuesta por 7 circuitos colectores, en 4 de ellos se interconectan 4 inversores y en los 3 restantes se interconectan 5 inversores. Estos circuitos acometen a dos nuevas salas eléctricas de 23 kV, cada una de las cuales se conecta a un paño disponible (celdas E1 y E11 del Switchgear existente) de la barra principal de 23 kV del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA.

Desde la barra principal de 23 kV del Parque Fotovoltaico sale una línea subterránea de 0.8 km que permite la interconexión de la instalación al SEN a través del enrollado terciario del transformador N° 3 de S/E Andes de relación 345/220/23 kV, este enrollado tiene una capacidad nominal de 85 MVA.



La prueba de mínimo técnico asociada a la operación del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA se muestra en el documento: "EE-EN-2021-1424-RB_Minimo_Tecnico_PF_Andes_Solar_IIA"

El presente documento muestra los registros y resultados asociados a las pruebas de mínimo técnico considerando la operación únicamente de los inversores del BESS, así como las pruebas de operación conjunta de la totalidad de unidades de generación.

1.1 Descripción de personal participante

Personal	Fecha
Ing. Iñaki Cubillos Ing. Cesar Colignon	9 y 11 de octubre de 2024

Tabla 1.1 – Personal participante

1.2 Equipamiento utilizado

Denominación	Marca	Modelo	N° Serie
Adquisidor	ELSPEC	Blackbox G4500	00-60-35-2D-E8-4F

Tabla 1.2 – Equipos Utilizados

El equipo presentado en la Tabla 1.2 se utiliza para registrar la **Potencia Neta** inyectada en el punto de interconexión, además de todas las variables eléctricas de interés (tensión, corriente, potencia reactiva y frecuencia). Su certificado de calibración se encuentra disponible en el Anexo 6.1.

Los registros de **Potencia Bruta** y **Estado de Carga (SoC)** de cada inversor son adquiridos mediante el SCADA del parque con una tasa de muestreo de 1 segundo para todas las mediciones. De forma complementaria se cuenta con el registro de potencia reactiva de cada inversor. En el Anexo 6.2 se presentan los registros asociados a cada inversor en cada una de las pruebas realizadas. Cabe destacar que, para las pruebas de mínimo técnico de carga y descarga no se han utilizado los registros mencionados, dado que se presentan incongruencias con respecto a las mediciones de POI. En la sección 4.1 y 4.2 se expone acerca de este hito.

En cuanto al registro de **Servicios Auxiliares**, son adquiridos mediante el SCADA del parque con una tasa de muestreo de 1 segundo para ambos transformadores.

Por lo tanto, la totalidad de valores considerados en la determinación del mínimo técnico para las distintas pruebas realizadas se obtienen de mediciones directas realizadas en la instalación.

1.3 Definiciones y Nomenclatura

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

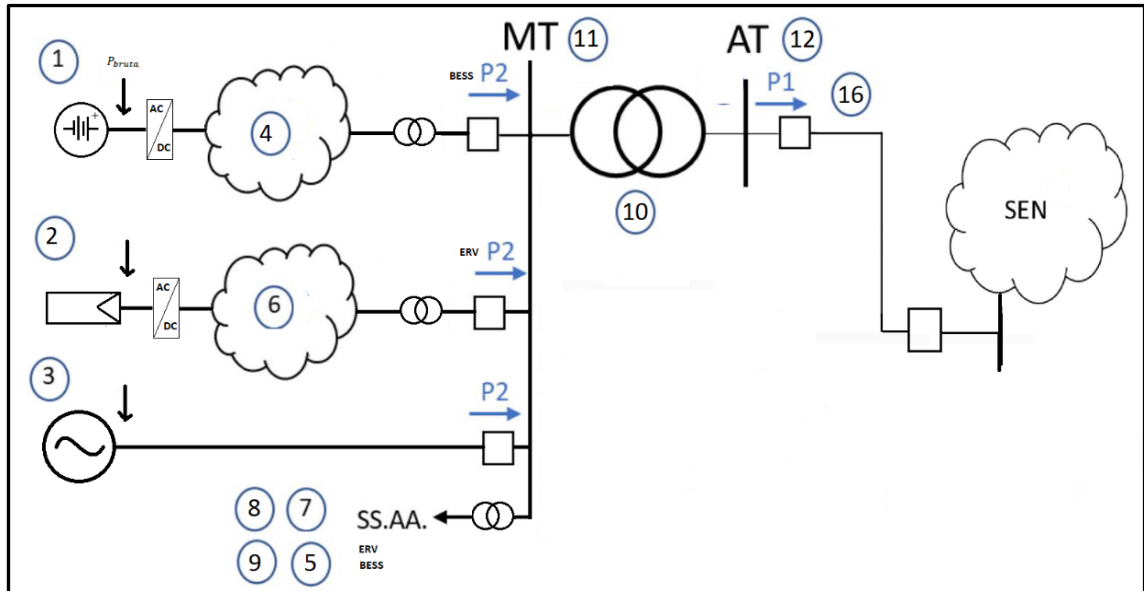


Figura 1.1 – Sistema equivalente de conexión de BESS

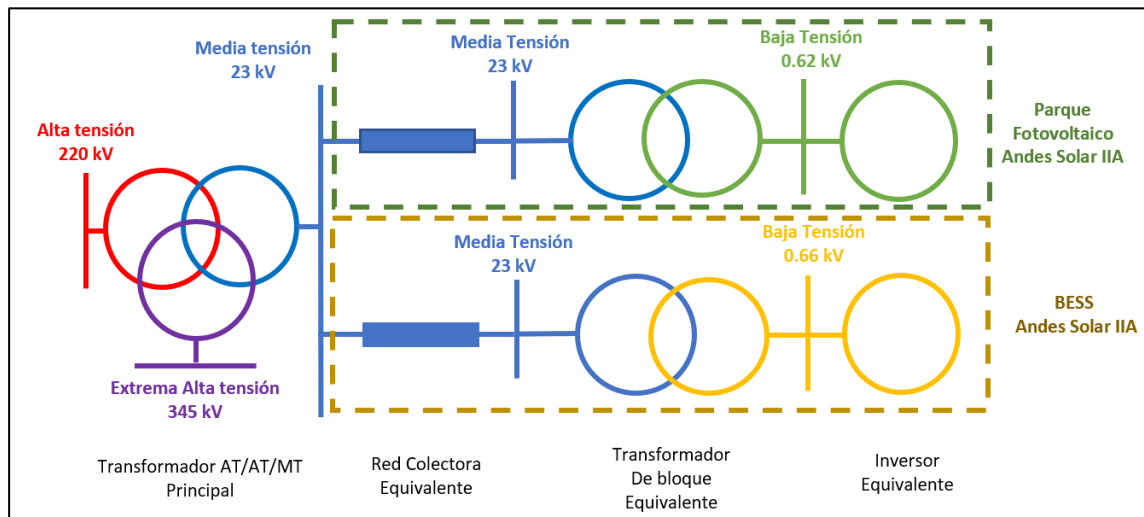


Figura 1.2 – Sistema equivalente de PF Andes Solar IIA BESS

1. Generador equivalente BESS
2. Generador equivalente ERV (fotovoltaica o eólica)
3. Generador equivalente sincrónico
4. Sistema colector equivalente BESS: Perdidas del sistema colector del sistema BESS
5. Servicios auxiliares BESS: Cargas asociadas con la operación de un BESS



6. Sistema colector ERV: Pérdidas del sistema colector del sistema ERV.
7. Servicios auxiliares ERV.
8. Servicios auxiliares Generador síncrono
9. SSAA generales
10. Transformador de poder de salida de Alta tensión (Perdidas del transformador).
11. Barra media tensión
12. Barra de alta tensión
13. Medido en 1: Potencia bruta del BESS. (generador o ERV)
14. P1 potencia Neta de la central medida en el lado de Alta tensión de su transformador de salida.
15. P2: Potencia inyectada (absorbida) por el BESS. o conjunto central generadora, inyectada en su barra de media tensión.
16. Punto de conexión: Se define el punto de conexión para un BESS o conjunto central generadora el correspondiente a la barra de alta tensión de sus transformadores de poder.



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.

La “Guía Técnica DCO N°01-2024: Recomendaciones para la elaboración de los informes de Determinación de los Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras Renovables no Convencionales y Sistemas de Almacenamiento de Energía” indica directrices y sugerencias para dar completitud a los ensayos e informes de las pruebas de mínimo técnico. En el caso particular del PFV + BESS, se destaca el capítulo 8.3 mostrado a continuación.

2.1 Centrales renovables con capacidad de almacenamiento

En el caso de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, que inicien su proceso como una nueva instalación o sea una ampliación de una central existente, se deben realizar las pruebas en terreno al sistema completo de la central y su sistema de almacenamiento operando en conjunto en sus distintos modos de operación:

1. **Modo carga:** Sistema de almacenamiento cargándose desde la central renovable o desde la red.
2. **Modo descarga:** Sistema de almacenamiento inyectando energía al sistema.
3. **Modo Generación Directa:** Planta renovable inyectando energía a la red.

En este caso, el Mínimo Técnico se define como la mínima potencia que la instalación puede sostener de forma continua durante la Cantidad de Horas de Almacenamiento.

Dada la simultaneidad de los Modos de Descarga del sistema de almacenamiento y Generación Directa (Unidad generadora), estos deberán ser considerados en la determinación de los parámetros operacionales mediante la realización de una prueba conjunta.

El periodo de la prueba comprometido para carga y descarga del sistema de almacenamiento corresponderá a lo definido en el proyecto como tiempo de inyección y tiempo de carga. En el caso de ampliación de centrales, para el modo Generación Directa, podrán ser utilizado los ensayos de parámetros previamente establecidos por el Coordinador, incorporando los principales resultados en el informe.



Adicionalmente considerando la simultaneidad de estos modos de operación, a efectos de realizar las pruebas, se establecen los siguientes modos operaciones de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento:

1. Generación directa (Solo Central Renovable)

Esta prueba consiste en la inyección de potencia mínima del parque, en la barra de alta tensión del transformador elevador, considerando como fuente primaria la generación directa de los paneles fotovoltaicos o aerogeneradores según corresponda en consistencia con lo indicado en las secciones 8.1.

2. Sistema de almacenamiento Modo Descarga y Carga

Se considera mantener una inyección o carga a potencia mínima del sistema de almacenamiento en la barra principal del parque durante las horas de duración del almacenamiento

3. Central renovable + Sistema de almacenamiento en Modo Carga

Esta prueba consiste en la carga del almacenamiento desde la central renovable, a la mínima potencia posible, mientras que la central renovable se encuentre en operación, inyectando el excedente de generación ERV a la red. El período de prueba estará sujeto a las condiciones de las pruebas de la central renovable (ver sección 8.1).

4. Central renovable + Sistema de almacenamiento en Modo Descarga

Esta prueba consiste en la inyección conjunta en la barra principal de la generación proveniente de la central renovable y del sistema de almacenamiento. En este contexto, se hace necesario conocer la capacidad del parque para un despacho conjunto de Central + Sistema de almacenamiento. El período de prueba estará sujeto a las condiciones de las pruebas de la central renovable (ver secciones 8.1 y 8.2).

Adicionalmente, el informe deberá incluir el parámetro C-Rate del sistema de almacenamiento y la eficiencia de carga y descarga de este. De igual forma, se solicita incluir el Round Trip Efficiency del sistema de almacenamiento para su carga y descarga.



3 Descripción de la planta

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA está ubicado a 200 km de la comuna de Antofagasta, en la Región de Antofagasta. Está constituido por 21 inversores fotovoltaicos marca GPTECH, modelo 3MWD3-V620 con una capacidad de generación de 80.0 MW declarada en su punto de interconexión.

La incorporación del BESS al Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA considera la instalación de 31 inversores marca GPTECH modelo PCS3MSWD3-V660 de 3.261 MVA de potencia aparente nominal y 660 V de tensión nominal de operación. Cada inversor cuenta con 15 cubículos de baterías, cada uno de los cuales se compone de 2 racks de 7 módulos de baterías cada uno. Los módulos son de marca CATL, modelo M52280-E de 46.6 kWh de energía cada uno.

Cada uno de los inversores cuenta con un transformador elevador de relación 0.66 kV / 23 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$) que permite la inyección de su producción en la red de media tensión de 23 kV. La red colectora del BESS está compuesta por 7 circuitos colectores, en 4 de ellos se interconectan 4 inversores y en los 3 restantes se interconectan 5 inversores. Estos circuitos acometen a dos nuevas salas eléctricas de 23 kV, cada una de las cuales se conecta a un paño disponible (celdas E1 y E11 desde el Switchgear existente) de la barra principal de 23 kV del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA.

Desde la barra principal de 23 kV del Parque Fotovoltaico sale una línea subterránea de 0.8 km que permite la interconexión de la instalación al SEN a través del enrollado terciario del transformador N°3 de S/E Andes de relación 345/220/23 kV, este enrollado tiene una capacidad nominal de 85 MVA.

El controlador de planta (PPC) del parque fotovoltaico es actualizado para asumir el control conjunto de los inversores asociados al parque fotovoltaico y los correspondientes al nuevo sistema BESS.

3.1 Diagrama unilineal

3.1.1 Subestación Andes y barra principal de 23 kV del parque

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama unilineal de la S/E Andes. El recuadro azul muestra el transformador elevador de tres devanados que permite la interconexión del PF Andes Solar IIA BESS al Sistema Eléctrico Nacional mediante una línea subterránea de 0.8 km.

En la Figura 3.2 se muestra la barra principal de 23 kV del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA. Los recuadros verdes muestran las celdas E11 y E1, las cuales se conectan a las nuevas salas eléctricas correspondientes al BESS. En tanto, el recuadro azul enmarca las celdas correspondientes al Parque Fotovoltaico. Finalmente, el recuadro rojo enmarca el paño E6, correspondiente al punto de interconexión de la instalación y el punto de medición de la Potencia Neta para las pruebas.

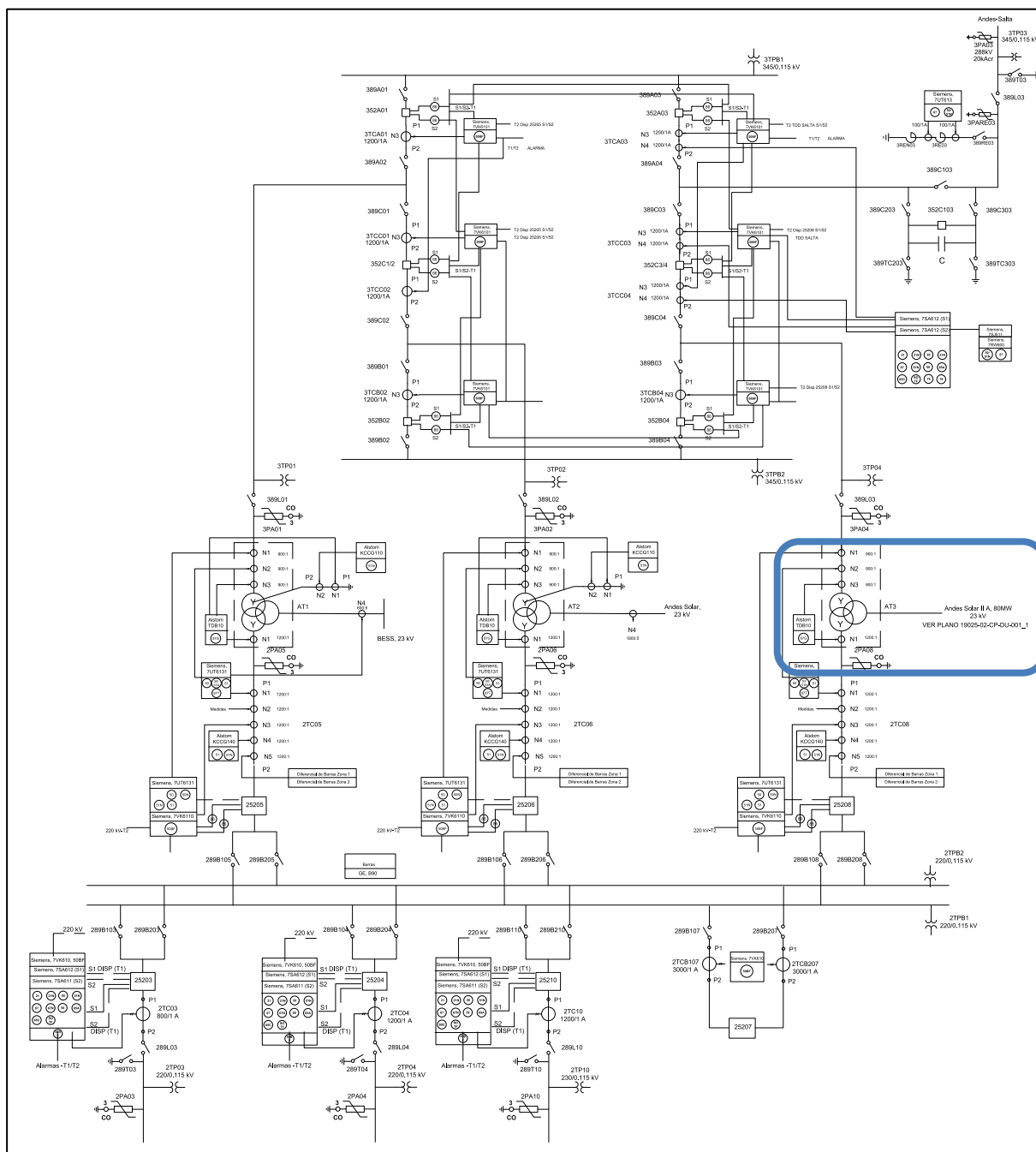


Figura 3.1 – Diagrama unilineal de S/E Andes

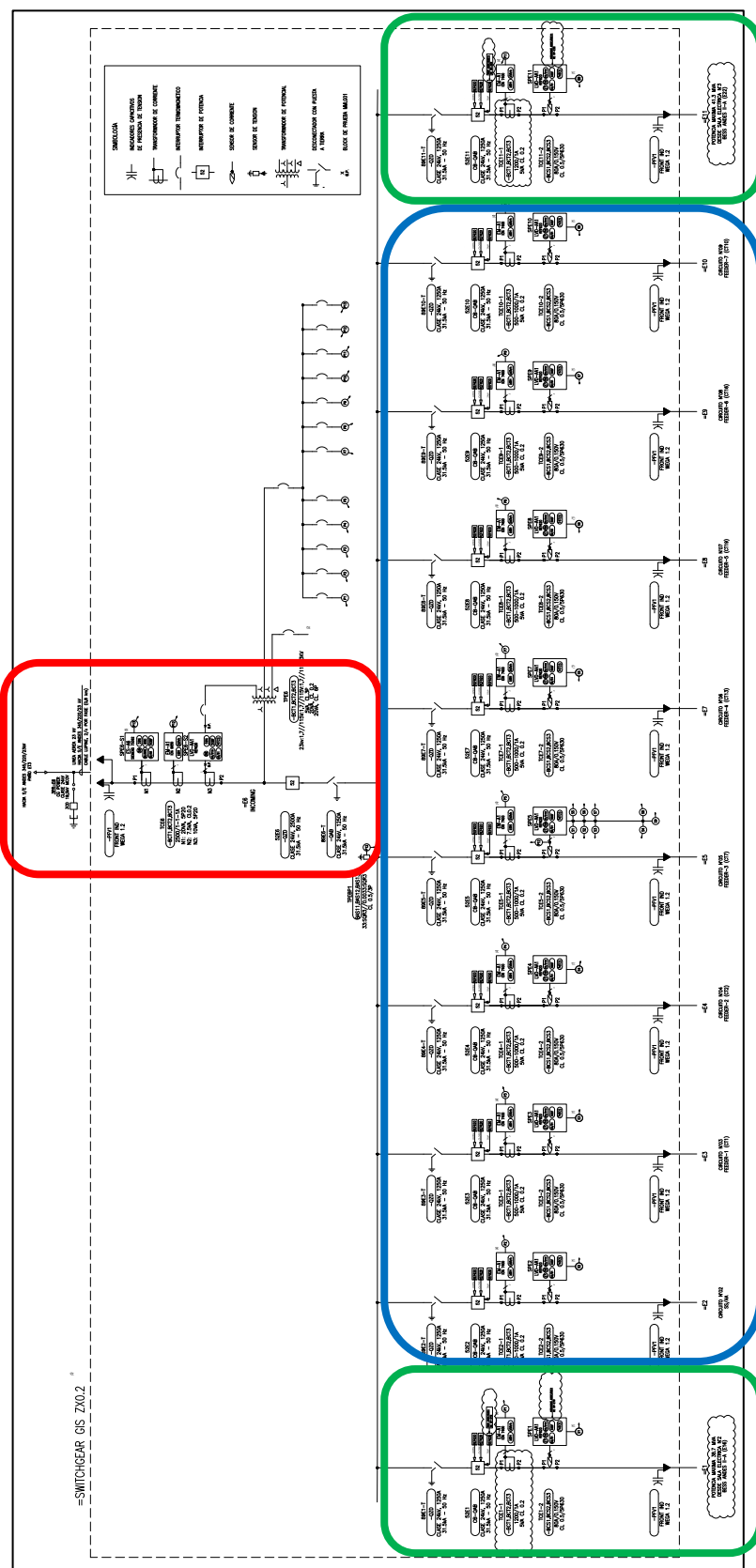


Figura 3.2 – Diagrama unilineal de barra principal de 23 kV del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA



3.1.2 BESS Andes Solar IIA

La Figura 3.3 muestra las nuevas barras de 23 kV que permiten la interconexión de los alimentadores del BESS. En tanto, las Figura 3.4 y Figura 3.5 muestran la distribución de los centros de transformación del BESS en los circuitos colectores, se enmarcan en recuadros verdes los transformadores de servicios auxiliares. En los bornes de cada equipo inversor se realiza la medición de Potencia Bruta para las pruebas.

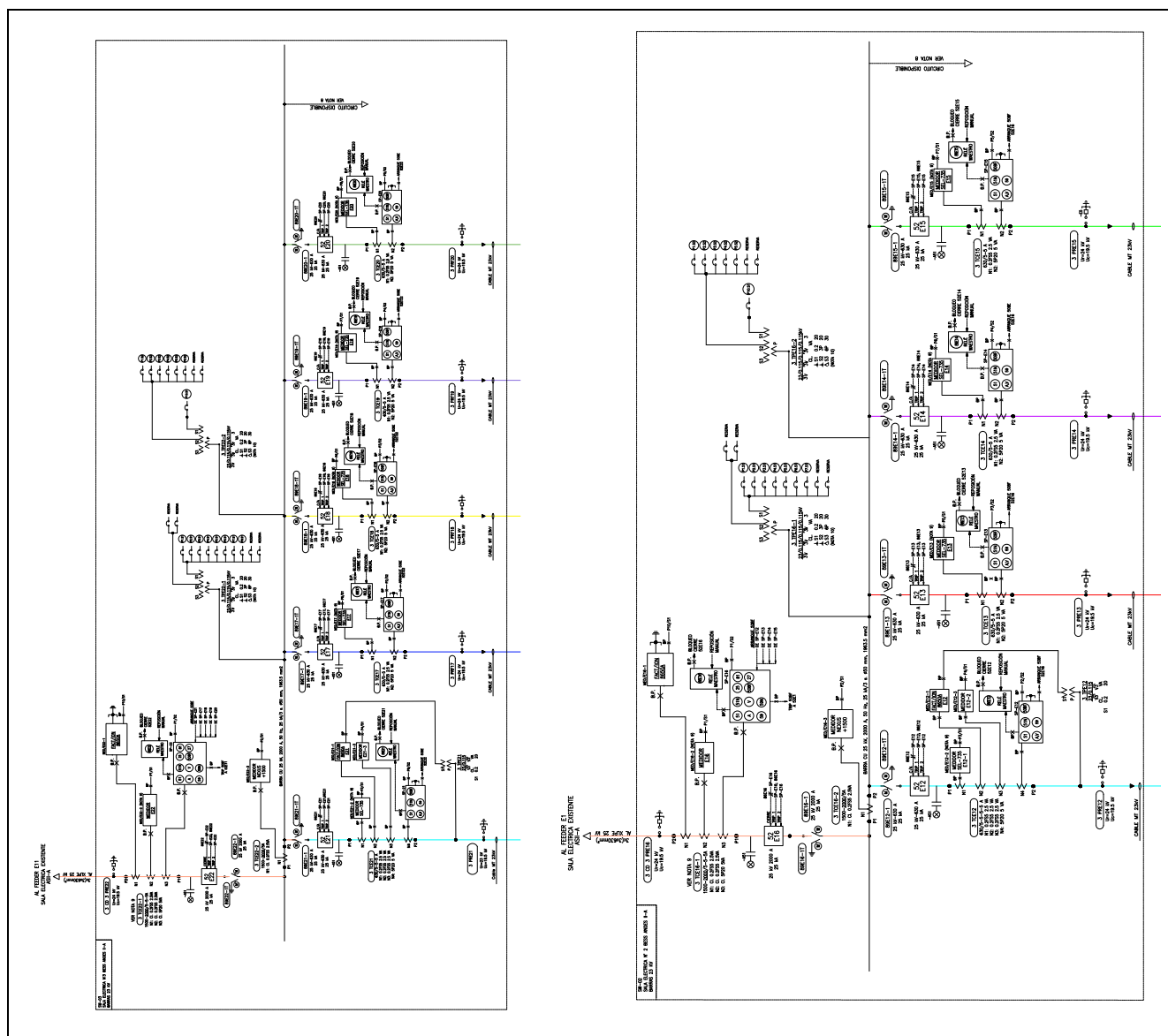


Figura 3.3 – Diagrama unilineal de nuevas barras de 23 kV del BESS

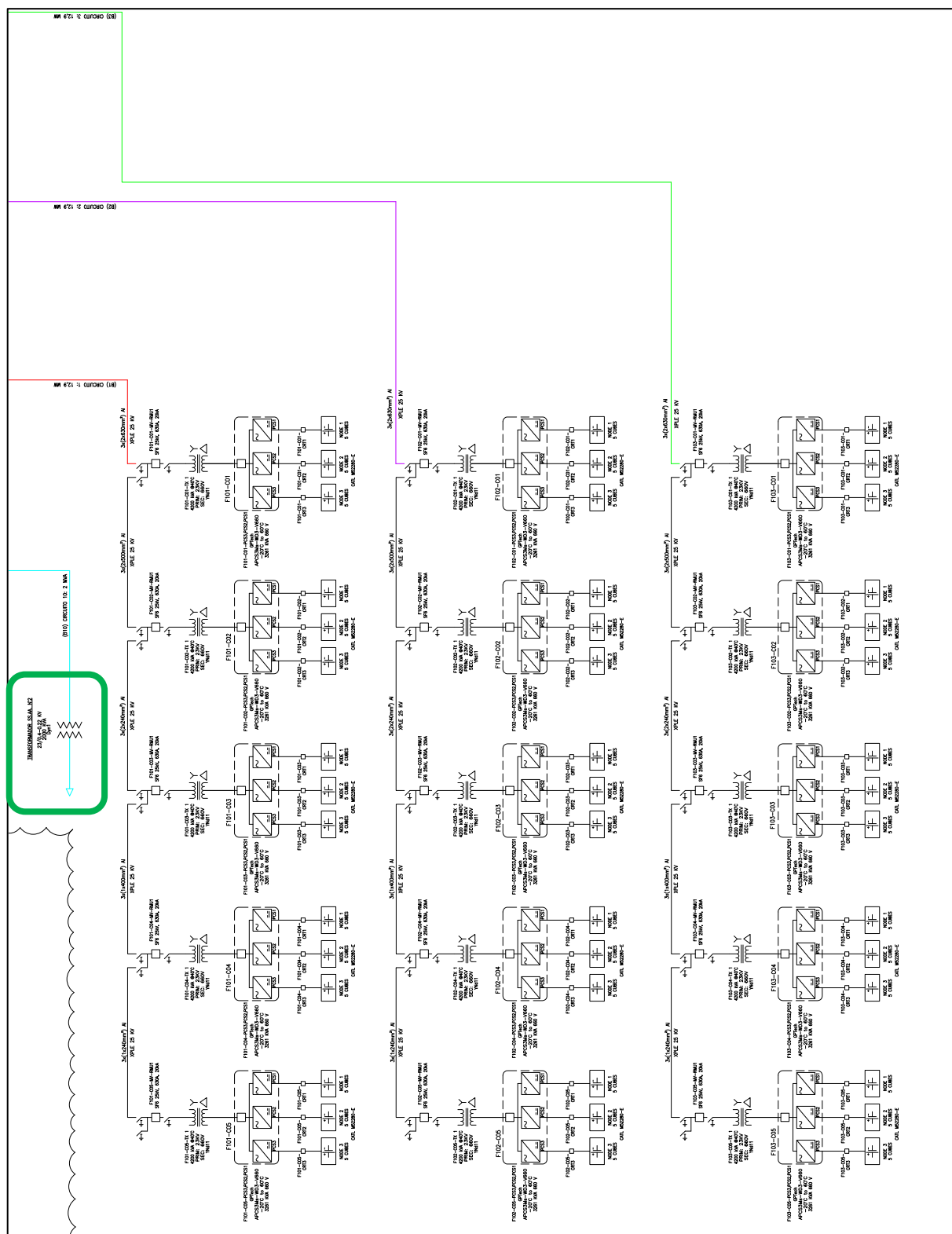


Figura 3.4 – Diagrama unilineal de red colectora del BESS (1 de 2)

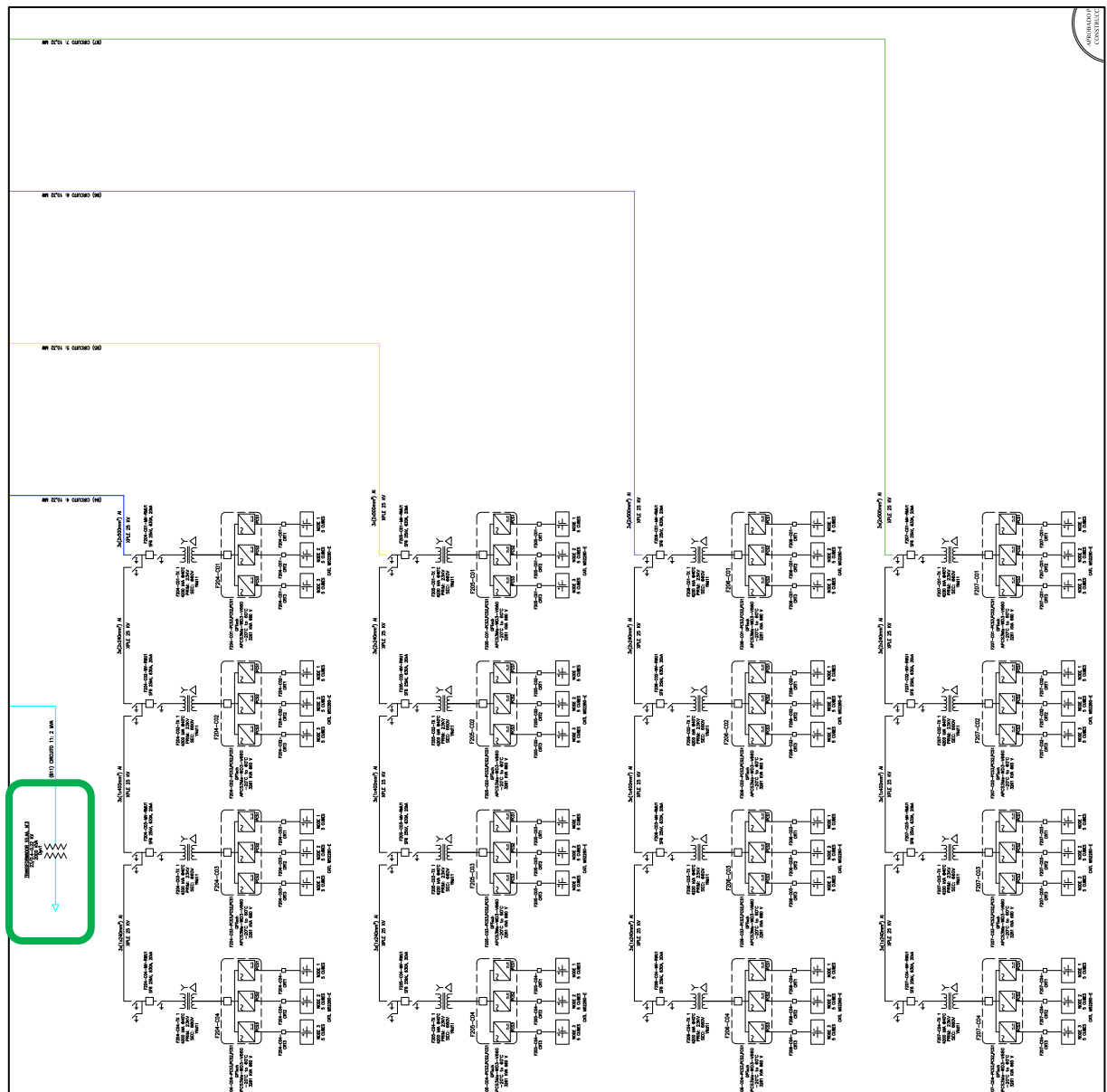


Figura 3.5 – Diagrama unilineal de red colectora del BESS (2 de 2)



3.1.3 Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA

Las Figura 3.6 y Figura 3.7 muestran la distribución de los centros de transformación del parque fotovoltaico en los circuitos colectores.

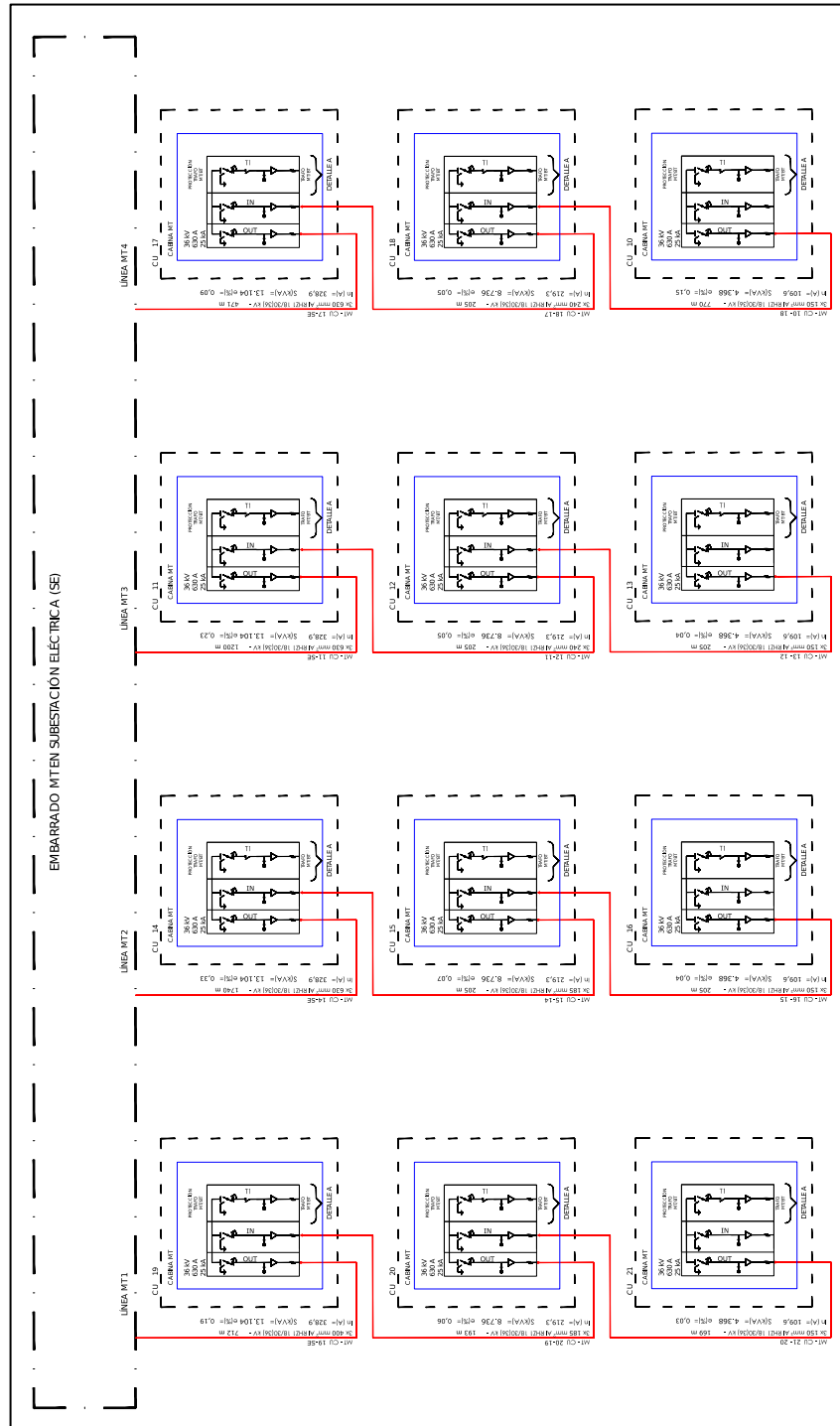


Figura 3.6 – Diagrama unilíneal de red colectora del Parque Fotovoltaico (1 de 2)

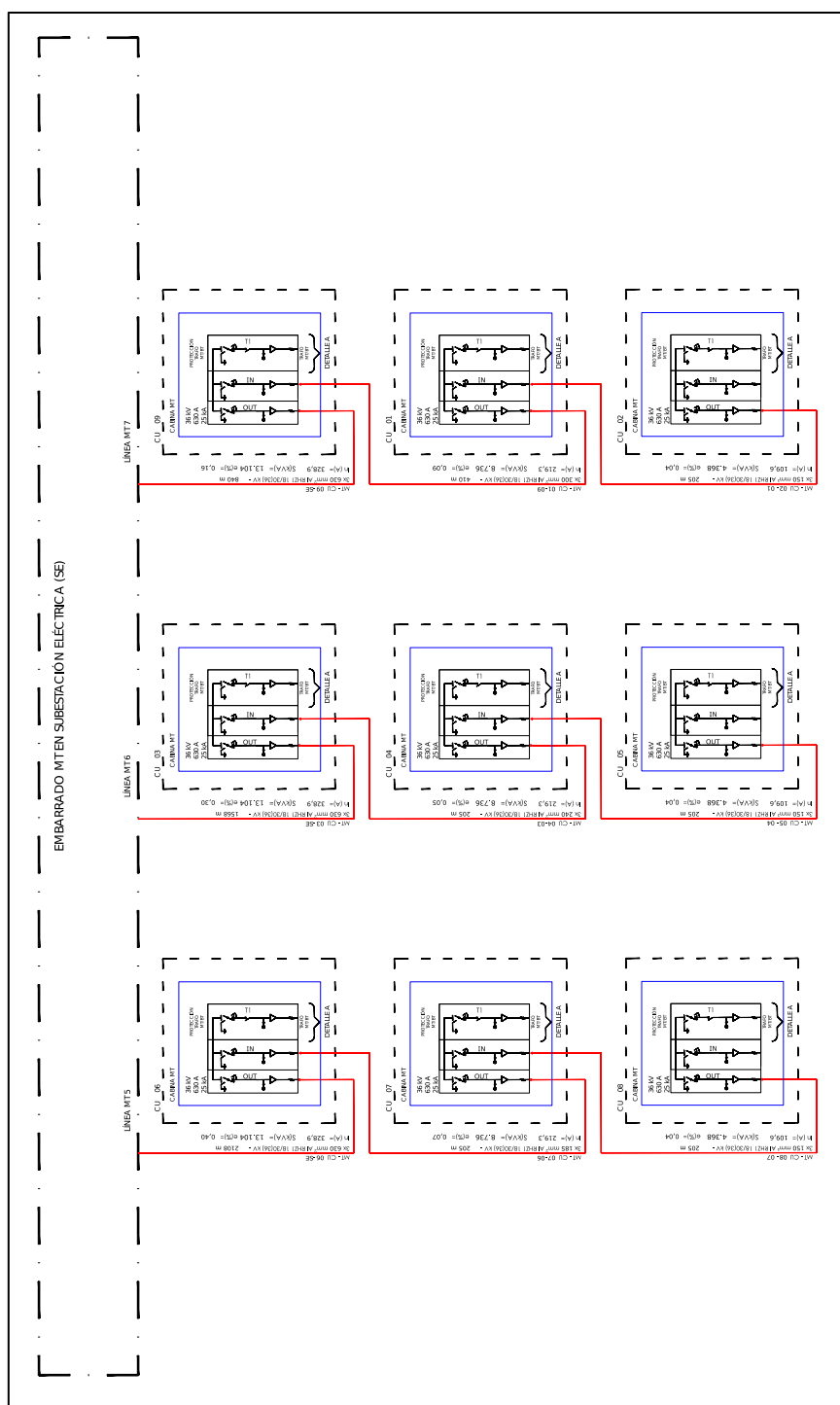


Figura 3.7 – Diagrama unilineal de red colectora del Parque Fotovoltaico (2 de 2)



3.2 Datos de los inversores

3.2.1 BESS Andes Solar IIA

El BESS está constituido por 31 inversores marca GPTECH modelo PCS3MSWD3-V660 de 3.261 MVA de potencia aparente nominal y 660 V de tensión nominal de operación. Los parámetros nominales de los inversores se presentan en la Figura 3.8 y Figura 3.9.

APCS3Ms-WD3-V660	
AC Output	
Nominal AC voltage	660
Max. AC voltage range (1)	90%-110%
Frequency, f [Hz]	50-60
Frequency operation range [Hz]	f ±3Hz
Rated apparent AC power [kVA] @ 95°F/35°C up to 1100.00 VDC (2)	3261.00
Rated apparent AC power [kVA] @ 95°F/35°C @ 1550.00 VDC (2)	3261.00
Rated apparent AC power [kVA] @ 122°F/50°C up to 1100.00 VDC (2)	2935.00
Rated apparent AC power [kVA] @ 122°F/50°C @ 1550.00 VDC (2)	2935.00
Rated AC power. Pmax@ 95°F/35°C [kW] (3)	3261.00
Rated AC power. Pmax@122°F/50°C [kW] (3)	2935.00
Maximum output current (3)	2935.00
Total Current Demand Distortion (TDD)	<3%
Power factor	Adjustable
AC Cabinet	Integrated
Switch type	AC circuit breaker
Number of handling switches	3.00
AC overvoltage protection	SPD (type 2)
AC/DC Input	
Voltage range [Vdc]	934.00 - 1550.00
Voltage range @ full power [Vdc] (4)	934.00 - 1500.00
Max. DC voltage [Vdc]	1550.00
Rated input current at V _{dc_min} [A] @35°C	4800 (7) / 9000 (8)
Rated input current at V _{dc_min} [A] @50°C	4800 (7) / 9000 (8)
Max. Short circuit input current (5)	3x4800 (7) / 3x9600 (8)
Number of MPPT	up to 3
Switch type	DC load break switch (7) or Dual load break switch (8)
DC overvoltage protection	SPD (type 2)
Number of DC Inputs	up to 24
DC input protection (6)	Fuses
Integrated DC monitoring	Optional
Notes: (1) Other voltage configurations are possible on request (2) At nominal AC voltage. (3) At nominal AC voltage and f= 50.00 Hz and Vdc < 934.00 VDC (4) At 100% U _{ac,nom} , full power according to derating curve and cos φ = 1 (5) Higher values under request (6) Different DC fuse sizes are available. Optional for BPCS (7) Single DC Switch configuration. (8) Dual DC Switch configuration. (9) Higher values under request	

Table 2. Power converter - electrical ratings -

APCS3Ms-WD3-V660	
Efficiency	
AC/DC Maximum Peak Efficiency (10)	>98.8%
AC/DC European Efficiency (10)	>98.5%
AC/DC CEC Efficiency (11)	>98.6%
Self-consumption in standby [W] (10)	<550
Self-consumption in operation [kW]	<10

Figura 3.8 – Datos nominales de inversores del BESS (1 de 2)



Average daily Self-consumption 12h. (European profile) [kW]	<4
Average daily Self-consumption 12h. (CEC profile) [kW]	<5
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 [masl]	4000
Mechanical Characteristics	
Dimensions (W x D x H) [mm]	5573x1650x2460
Protection degree (Indoor model / Outdoor model)	NEMA 3R, IP54 (Optional IP65)
Notes: (10) Self-consumption is not considered in the efficiency measurement. Maximum DC voltage 934.00 VDC (11) Losses in standby and consumption of auxiliaries may vary depending on the transformer model required	
<i>Table 3. Power converter - main features -</i>	
AC Protections	
• Anti-islanding • Grid voltage variations • Frequency failures	• Asymmetric currents • Asymmetric voltage • Low Voltage Ride Through (LVRT) capability
Other Protections	
• Breaker protection of ancillary systems • Converter shutting down on overload error	• Overvoltage ancillary systems protections
Power Control Features	
• Anti-islanding protection • Active power curtailment • Active power ramp rate constraint • Reactive power closed-loop control • Power factor close-loop control • Frequency Ride Through (FRT) capability	• Voltage Ride Through (VRT) capability • Over frequency active power response • Reactive power injection for VRT • Power station soft start/stop • Error/Alarm Handling
Optional	
• ESS management (Dynamic Active Power Limits and SOC Recovery) • STATCOM mode: Reactive injection at night • STATCOM mode: Reactive power compensator for voltage dip	
Interfaces	
• 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 • Communication protocol: Simple Network Time Protocol (SNTP) • Luminous indicator, start/stop control, and emergency stop	
Optional	
• Additional Digital I/O and Analog I/O • Monitoring external UPS module • Monitoring external transformer module	• Monitoring external MV switchgear • Remote access • Touchscreen-HMI
<i>Table 4. Power converter - Protections and interfaces -</i>	

Figura 3.9 – Datos nominales de inversores del BESS (2 de 2)

En base a lo presentado se considera un valor de consumos propios medio de 5 kW para cada inversor del BESS en servicio.

La curva de capacidad de los inversores del BESS se presenta en la Figura 3.10.

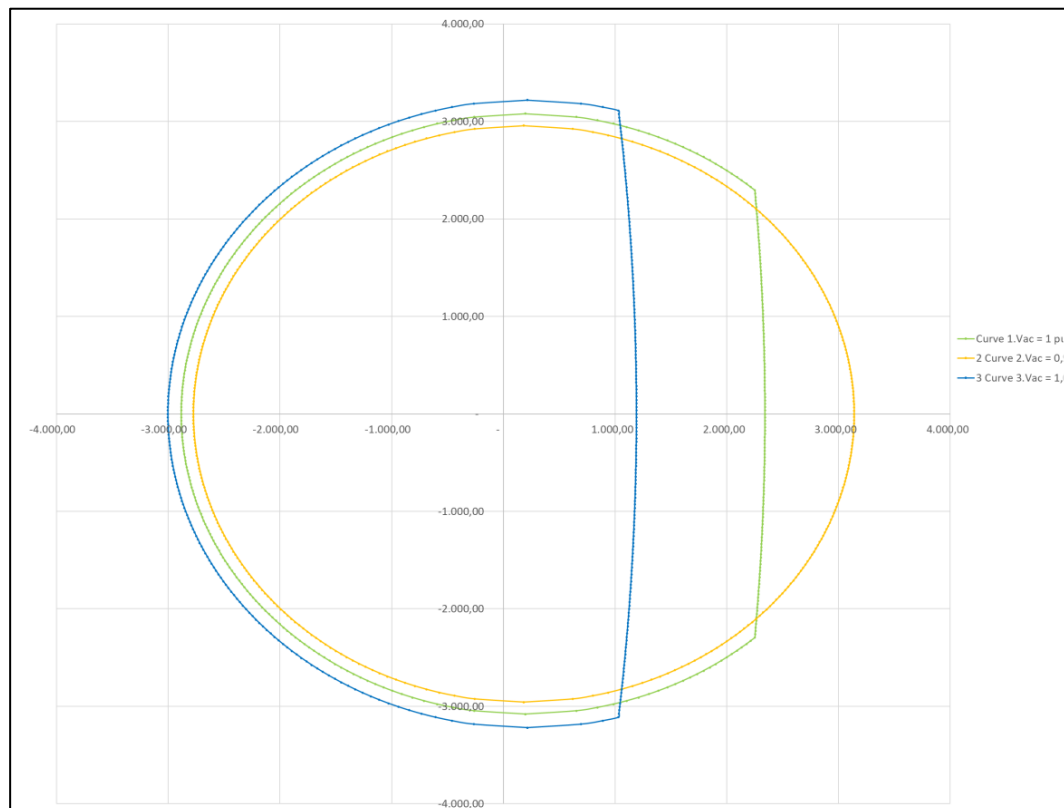


Figura 3.10 - Curva de capacidad de inversores del BESS

3.2.2 Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA

El Parque Fotovoltaico por su parte, cuenta con 21 inversores marca GPTECH modelo 3MWD3-V620 de 3.913/4.368 MVA (@50°C/35°C) de potencia aparente nominal y 620 V de tensión nominal de operación. Los parámetros nominales de los inversores se presentan en la Figura 3.11 y Figura 3.12.



3MWD3-V620	
DC input	
MPP Voltage range ⁽¹⁾	897 – 1500 V
MPP Voltage range @full power [V] ⁽¹⁾	897 – 1250 V
Max. DC voltage [V]	1500Vdc
Rated input current at Vdc_min [A] @35°C	4800
Rated input current at Vdc_min [A] @50°C	4320
Max. short circuit input current ⁽²⁾	3x10000A
Number of MPPT	3
Grounding kit	Not included
DC Cabinet	
Switch type	DC load break switch
Number of DC Inputs	Up to 36
DC inputs protection ⁽³⁾	Fuses
DC overvoltage protection	SPD (Type I-II). One per module
Integrated DC monitoring	Not included (Optional)
AC output	
Nominal AC voltage	620V
Max. AC voltage range ⁽⁴⁾	90%-110%
Frequency, f [Hz]	50-60
Frequency operation range [Hz]	f ±3Hz
Rated apparent AC power [kVA] @ 95°F/35°C up to 950Vdc ⁽⁵⁾	4368
Rated apparent AC power [kVA] @ 95°F/35°C @ 1250Vdc ⁽⁵⁾	3798
Rated apparent AC power [kVA] @ 122°F/50°C up to 950Vdc ⁽⁵⁾	3913
Rated apparent AC power [kVA] @ 122°F/50°C @ 1250Vdc ⁽⁵⁾	3402
Rated AC power. Pmax [kW] @ 95°F/35°C up to 950Vdc ⁽⁵⁾	4342
Rated AC power. Pmax [kW] @95°F/35°C up to 1250 Vdc ⁽⁵⁾	3775
Total Current Demand Distortion (TDD)	<3%
Power factor	Adjustable
AC Cabinet	
Max. AC rated voltage	620V
Switch type	Circuit-breaker
Max. Short-circuit current (1s)	up to 42kA
Number of handling switches	3
AC overvoltage protection	SPD (Type I-II). One per module

Figura 3.11 – Datos nominales de inversores del Parque Fotovoltaico (1 de 2)



Efficiency	
Max Peak Efficiency ⁽¹⁾	>98,6%
European Efficiency ⁽²⁾	>98,4%
CEC Efficiency ⁽³⁾	>98,5%
Self-consumption in standby ⁽⁷⁾	<550W
Self-consumption in operation	<10kW
Average Daily Self-consumption 12h. (CEC)	5.9 kW
Notes	
(1) At 100% Uac_nom, full power according to Figure 6 and $\cos \phi = 1$	
(2) Higher values under request	
(3) Different DC fuse sizes are available. Optionals for BPCS	
(4) Other voltage configurations are possible under request	
(5) At nominal AC voltage	
(6) Self-consumption is not considered in the efficiency. Measurement considering the rated current when the Vdc=1250Vdc and the ambient temperature below 35 °C	
(7) The losses in standby and consumption of auxiliaries may vary depending on the model of transformer required by the customer	
Table 1. Electrical characteristics 3MWD3-V620	
Ambient conditions	
Operation ambient temperature	14°F / 140°F (-10°C / 60°C)
Operation ambient temperature (without de-rating)	14°F / 122°F (-10°C / 50°C)
Storage and transport temperature	-40°F / 149°F (-40°C / 65°C)
Maximum storage relative humidity	≤80% (no condensation)
Maximum relative humidity	100%
Fresh air consumption	16500m ³ /h
Max. altitude above sea level without derating	1000m
Max. altitude above sea level allowed	4000m
Mechanical Characteristics	
Dimensions (W x D x H)	5560/4260/2960* x 1650 x 2460 [mm]
Weight	<7000g
Protection degree	3R, IP54NEMA
(*)Standard AC output length is 350 mm	
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
DC Protections	
Inverter shutting down on overload error	Yes
PV-field isolation detector	Yes
DC disconnection capability	Yes
Interfaces	

Figura 3.12 – Datos nominales de inversores del Parque Fotovoltaico (2 de 2)

En base a lo presentado se considera un valor de consumos propios medio de 5.9 kW para cada inversor del Parque Fotovoltaico en servicio.



3.3 Fuente primaria de generación

3.3.1 BESS Andes Solar IIA

En cada inversor se conectan 15 cubículos de baterías, cada uno de los cuales se compone de 2 racks de 7 módulos de baterías cada uno. Los módulos son de marca CATL, modelo M52280-E de 46.6 kWh de energía cada uno. En la Figura 3.13 se muestran los antecedentes principales de cada módulo de baterías.

Battery Modules & Racks	
Manufacturer, Module, & material	CATL, M52280-E, LFP
Power per Module	13.6 kW at design point
Catalogue / nameplate energy per Module	46.6 kWh
Number of Modules per rack	7
Max DC voltage of Rack	1,310 V
Power per Rack	95.3 kW at design point
Catalogue energy per Rack	326.1 kWh (302.1 kWh useable energy per rack)
Total number of racks (BOL)	930

Figura 3.13 – Hoja de datos de baterías (1 de 2)

En la Figura 3.14 se muestra el parámetro C-Rate para la descarga a potencia constante.

Charge type	CPCV (Constant Power / Constant Voltage)
Discharge type	CP (Constant Power)
C-Rate	0.32 nominal at POM (= 1 / (253.1 MWh /80 MW))

Figura 3.14 – Hoja de datos de baterías (1 de 2)

En tanto, respecto a los parámetros de eficiencia se muestran los resultados obtenidos por el fabricante y recopilados en el informe (adjunto) "Andes-Solar-IIA-BESS_Performance-Test-Report_BEES-80MW-(253.1MWh) _Rev-00".



Recordar que, tal como muestran los diagramas presentados en la sección 3.1, los inversores asociados al BESS se agrupan en dos conjuntos (o “arrays”) de 15 y 16 equipos respectivamente. (Ver Tabla 3.1 y Tabla 3.2).

Capacity test	Array 1		Array 2	
	Energía [MWh]	Tiempo [h]	Energía [MWh]	Tiempo [h]
	140.201 MWh	3.66	143.910 MWh	3.53

Tabla 3.1 – Resultados de prueba de capacidad

Round trip efficiency	Array 1			Array 2		
	Ciclo de carga [MWh]	Ciclo de descarga [MWh]	Eficiencia [%]	Ciclo de carga [MWh]	Ciclo de descarga [MWh]	Eficiencia [%]
	157.402	140.201	89.07	165.049	142.294	86.21

Tabla 3.2 – Resultados de prueba de eficiencia

En base a lo presentado el BESS cuenta con una capacidad de exportar 284.111 MWh y se mantiene la operación por un tiempo de al menos 3.53 horas, por lo tanto, se garantiza la capacidad declarada de 80.0 MW durante 3.16 horas (253.1 MWh de exportación).



3.3.2 Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA

Los paneles del PF Andes Solar IIA BESS son paneles bifaciales de marca AstroTwins modelo CHSM72M(DGT)/F-BH. Sus principales características se presentan en la Figura 3.15.

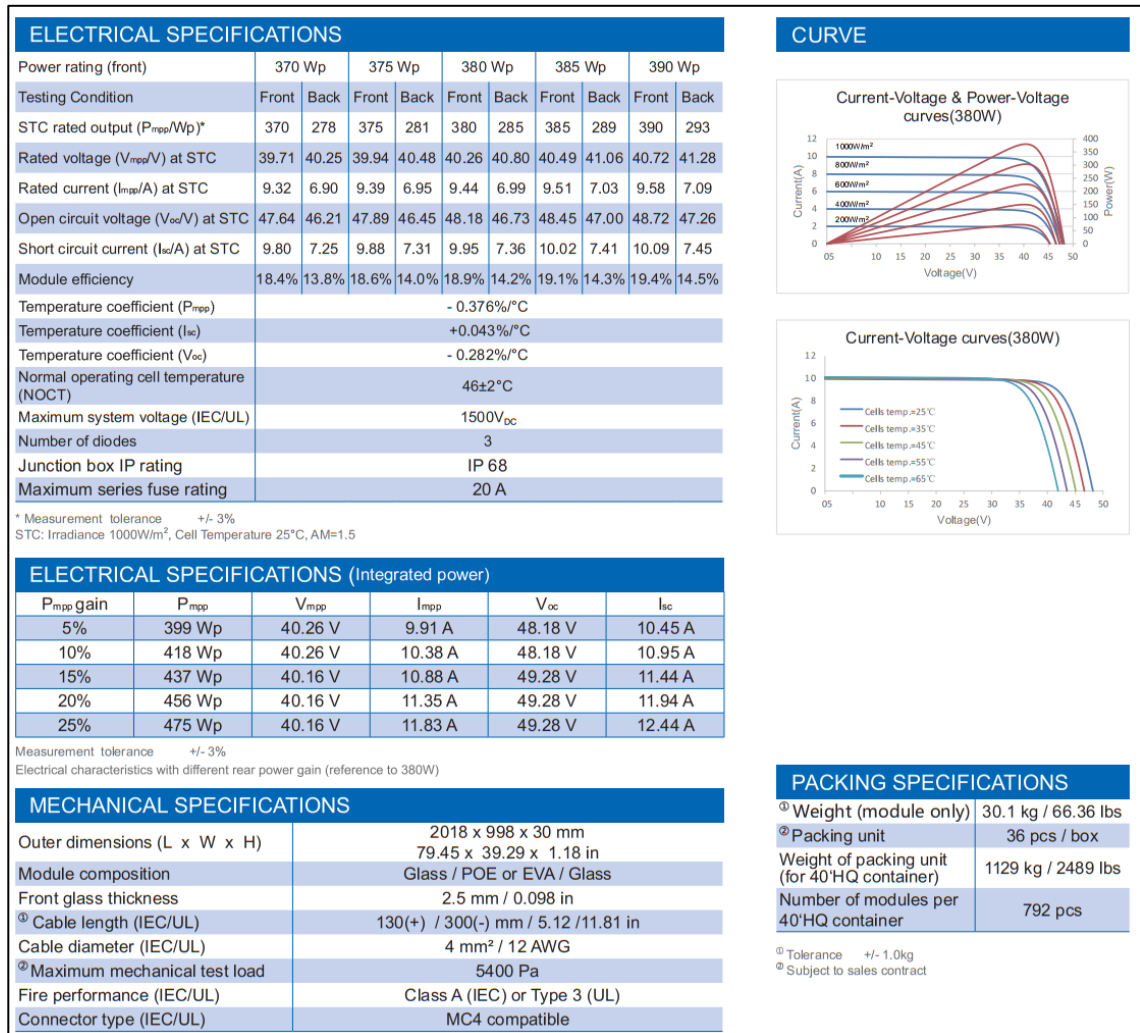


Figura 3.15 – Hoja de datos de paneles fotovoltaicos

El parque cuenta con una capacidad instalada de 80.908 MWp en paneles fotovoltaicos. En la Tabla 3.3 se describe la distribución de paneles en el parque según su potencia nominal.

Modelo [Wp]	Cantidad Strings	Cantidad módulos	Potencia DC [MWp]
380	1440 (x28 módulos)	40320	15.322
385	6084 (x28 módulos)	170352	65.586
Total	7524	210672	80.908

Tabla 3.3 – Distribución de paneles fotovoltaicos



3.4 Datos del transformador de bloque

3.4.1 BESS Andes Solar IIA

El PF Andes Solar IIA BESS cuenta con un (31) transformadores de bloque de 4.2 MVA de potencia aparente nominal cada uno. Posee un devanado de baja tensión que permite la interconexión de un inversor en 660 V y un devanado de media tensión que permite la inyección de potencia a la red colectora en 23 kV.

A continuación, se presentan en la Tabla 3.4 los parámetros más relevantes para el modelado del transformador.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	4.2 MVA
Tensión nominal lado HV	23 kV
Tensión nominal lado LV	660 V
Grupo de conexión	Yd11
Impedancia	6%@4.2MVA
Pérdidas en carga	35 kW
Pérdidas en vacío	4.8 KW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5\%$

Tabla 3.4 – Datos del transformador de bloques de inversores

3.4.2 Parque fotovoltaico Andes Solar IIA

El Parque fotovoltaico Andes Solar IIA cuenta con un (21) transformadores de bloque de 4.2 MVA de potencia aparente nominal cada uno. Posee un devanado de baja tensión que permite la interconexión de un inversor en 620 V y un devanado de media tensión que permite la inyección de potencia a la red colectora en 23 kV.

A continuación, se presentan en la Tabla 3.5 los parámetros más relevantes para el modelado del transformador.



Parámetro	Valor
Potencia nominal	4.2 MVA
Tensión nominal lado HV	23 kV
Tensión nominal lado LV	620 V
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia	6%
Pérdidas en carga	33.6 kW
Pérdidas en vacío	8.4 KW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5\%$

Tabla 3.5 – Datos del transformador de bloques de inversores

3.5 Antecedentes del PPC

El controlador conjunto de planta se encarga de comandar tanto a los inversores de la componente fotovoltaica como los asociados al BESS de la instalación y permite controlar las principales variables eléctricas en su punto de interconexión.

Para un mayor entendimiento de su funcionamiento se deben establecer los modos de operación de la instalación según la interacción entre los equipos asociados al parque fotovoltaico y baterías. Se definen dos escenarios de operación:

- **Escenario diurno:** en esta condición la totalidad de inversores PV y BESS se encuentran en servicio.
- **Escenario nocturno:** en esta condición los inversores fotovoltaicos se encuentran fuera de servicio y sólo se cuenta con los inversores del BESS disponibles.

A su vez, los modos de control del controlador de planta son los siguientes:

- Lazo de potencia reactiva:
 - Control de potencia reactiva
 - Control de factor de potencia
 - Control de tensión VPI
 - Control de tensión Q(V)
- Lazo de potencia activa:
 - Control de potencia activa (incluye limitación de rampa)
 - Regulación de frecuencia



En el escenario diurno la totalidad de equipos inversores de la instalación (21 unidades PV + 31 unidades BESS) estarán disponibles para alcanzar las consignas de potencia activa y potencia reactiva según el modo de control seleccionado. En tanto, en el escenario nocturno, sólo estarán disponibles los inversores del BESS (31 unidades) para dicha función.

En el escenario diurno de operación el PPC buscará alcanzar la consigna de potencia activa ajustada en el POI utilizando primero la potencia disponible por el lado PV. En caso de existir excedentes de generación serán cargados directamente a las baterías. En tanto, en caso de no existir potencia suficiente proveniente del lado PV, la generación será complementada mediante la descarga del BESS.

Es importante destacar que el PPC no cuenta con la posibilidad de apagar unidades de forma ordenada al disminuir carga y envía consignas centralizadas a los equipos disponibles según el escenario de operación.



4 DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO

El Mínimo Técnico corresponde al menor valor de potencia activa bruta que el parque es capaz de mantener de manera estable. Se determinan valores de Mínimo Técnico, considerando distintas condiciones operativas del PF Andes Solar IIA BESS, entre las que se distinguen los siguientes ensayos:

- **Prueba 1 – Modo Carga:** Considerando únicamente los inversores del BESS, se absorbe el valor mínimo de potencia a nivel de POI que permita la operación estable de los inversores en modalidad de absorción (carga) de energía. Este valor debe ser el que permita compensar las pérdidas internas de la instalación, el consumo de servicios auxiliares desde la red y un flujo hacia las baterías, es decir, absorción por parte de los inversores.
- **Prueba 2 – Modo Descarga:** Considerando únicamente los inversores del BESS, se inyecta el valor mínimo de potencia a nivel POI que permita la operación estable de los inversores en modalidad de inyección (descarga) de energía. Este valor podría ser 0 MW en el POI con los inversores inyectando potencia para compensar las pérdidas internas de la instalación y el consumo de servicios auxiliares.
- **Prueba 3 – Modo Carga desde Parque ERNC:** En la condición de generación del parque fotovoltaico a potencia máxima disponible, el BESS absorbe el máximo de potencia generada, inyectando los excedentes (en caso de existir) a la red. Para llevar a cabo esta condición, se consigna una potencia neta de 0.0 MW en POI, considerando los inversores del BESS en la modalidad de absorción (carga) y con la planta fotovoltaica disponiendo de su fuente primaria para la inyección de energía.
- **Prueba 4 – Modo Generación fotovoltaica - Planta completa:** Considerando únicamente los inversores fotovoltaicos, se debe considerar la condición de planta completa e inyectar el mínimo de potencia a nivel de POI que permita la operación estable de los inversores. Este valor podría ser 0 MW en el POI con los inversores inyectando potencia para compensar las pérdidas internas de la instalación y el consumo de servicios auxiliares.
- **Prueba 5 – Modo Generación fotovoltaica – Único inversor:** Considerando únicamente los inversores fotovoltaicos, se debe considerar la condición de un único inversor e inyectar la mínima potencia a nivel de POI que permita la operación estable del inversor. Este valor podría ser 0 MW en el POI con el inversor inyectando potencia para compensar las pérdidas internas de la instalación y el consumo de servicios auxiliares.
- **Prueba 6 – Modo Generación conjunta:** Inyección conjunta de hacia la red, considerando las instalaciones del BESS y del parque fotovoltaico en servicio.



Se determina el Mínimo Técnico en las condiciones mencionadas con anterioridad, manteniendo cada condición durante al menos una hora, según se ha acordado en el procedimiento de ensayos.

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.

Instalación	Configuración	Tiempo carga/descarga	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PF Andes Solar IIA BESS	BESS – Carga	UU	(1)	(2)	(3)	(4)
	BESS – Descarga	UU	(1)	(2)	(3)	(4)
	BESS y PV – Carga desde ERNC	UU	(1)	(2)	(3)	(4)
	PV – Planta completa	UU	(1)	(2)	(3)	(4)
	PV – único inversor	UU	(1)	(2)	(3)	(4)
	BESS y PV – Generación conjunta	UU	(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 PF Andes Solar IIA BESS.
- (2) **Potencia de SS.AA.:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en MW 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 (MW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en el lado de 23 kV del transformador de bloque de la instalación

Cabe mencionar que los valores resumidos en la Tabla 4.1 serán presentados para los escenarios de operación basado en la normativa indicada en el capítulo 2.



4.1 Prueba 1 – Mínimo Técnico Carga

A continuación, se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando todos los inversores del parque BESS en servicio, lo que corresponde a la operación normal de la instalación. Para lograr esta condición se debe buscar el valor de mínimo de potencia que permite la operación estable y segura del BESS con la totalidad de inversores en servicio en modalidad de absorción (carga) de energía. Cabe destacar que se realizaron varios intentos para encontrar el mínimo técnico, partiendo desde una condición de despacho de 0 MW hasta el valor obtenido. (Ver Anexo 6.3)

En la Figura 4.1 se presenta el registro de potencia medida en el lado de media tensión de 23kV, correspondiente al Punto de Interconexión (POI). En tanto, en la Figura 4.2 se observa el nivel de SOC (%) durante la ejecución de la prueba, donde es posible apreciar que no decae, dado que se encuentra a un nivel bajo de carga.

En la Figura 4.3 se presentan las mediciones del consumo de los transformadores de Servicios Auxiliares correspondientes al PF Andes Solar IIA BESS al momento de realizar las pruebas de mínimo técnico, extraídas desde el SCADA de planta.

Esta condición se ha mantenido por 1 hora, según lo acordado en el procedimiento de ensayos.

Cabe destacar que, si bien se poseen los registros de potencia a nivel inversor, estos no son concluyentes debido a que presentan incongruencias a niveles de baja carga con respecto a la medición a nivel POI.

Dado lo anterior, se determina el valor de potencia de inversor a través de un flujo de potencia desde el modelo de red desarrollada del parque implementado en Digsilent, tomando en consideración las condiciones de red según la Figura 4.4 obtenidas desde las mediciones desde el POI. Además, el parque fotovoltaico Andes Solar IIA se considera fuera de servicio. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos.

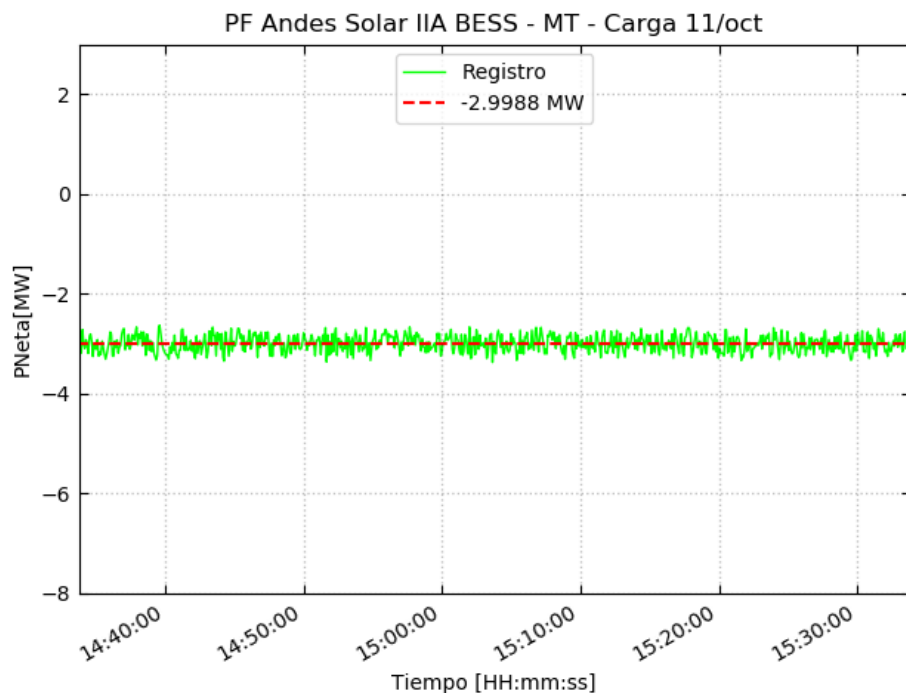


Figura 4.1 –Registro de medición a nivel POI – Potencia Neta

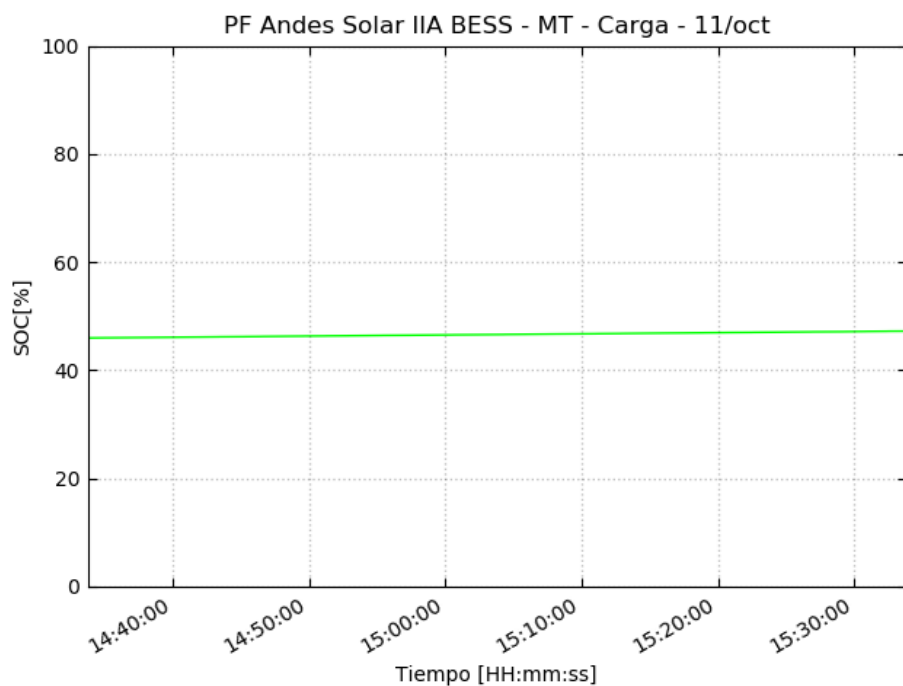


Figura 4.2 – Nivel de SOC [%] – Mínimo técnico en Carga – Todos los inversores en servicio

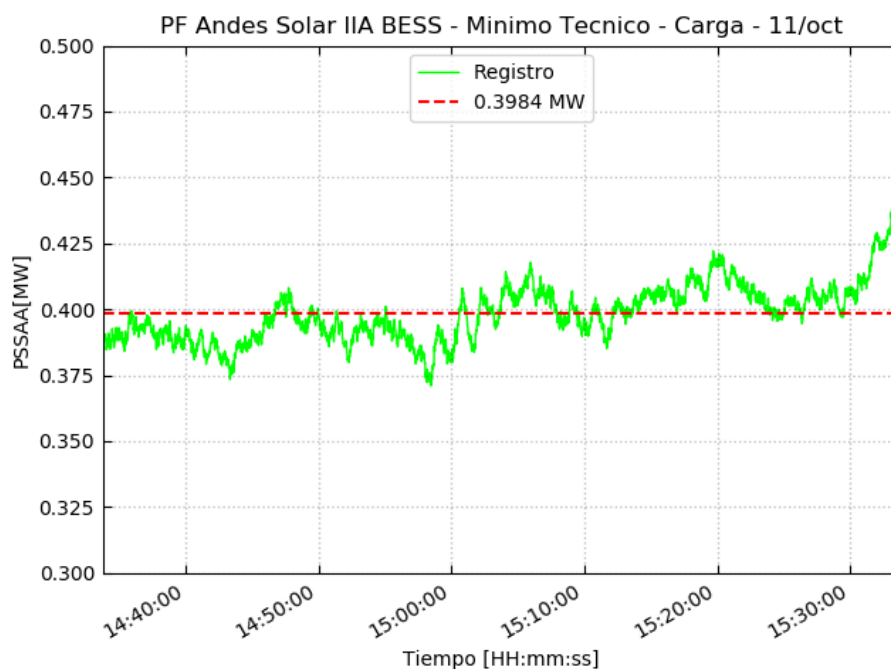


Figura 4.3 – Consumo SSAA PF Andes Solar IIA BESS – Mínimo técnico en Carga

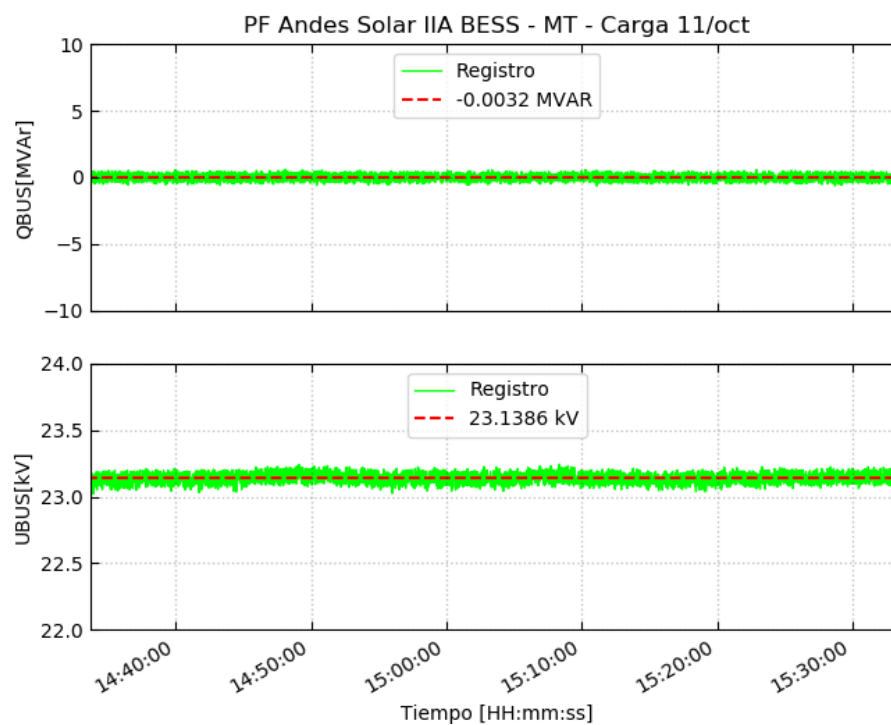


Figura 4.4 – Condiciones de red – Mínimo técnico en Carga

En las siguientes secciones se presentan los cálculos para determinar los valores desglosados según se muestra en la Tabla 4.1.



4.1.1 Consideraciones para el cálculo de la Potencia Bruta

Para poder determinar el valor de mínimo técnico bruto en condiciones de ensayo (P_{Bruta}) es necesario calcular el valor de pérdidas totales del parque. La potencia de pérdidas totales ($L_{Totales}$) considera las pérdidas el sistema colector de media tensión (compuesto por la red de MT y los transformadores de bloque) y los consumos del transformador de SSAA del parque.

$$P_{Bruta} = P_{Neta} + L_{Totales}$$

El valor de potencia de pérdidas totales debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- P_{SSAA} : Potencia de Servicios Auxiliares
- $P_{perd,redMT}$: Pérdida del sistema colector de media tensión (Red de media tensión y transformadores de bloque)

$$L_{totales} = P_{SSAA} + P_{perd,redMT}$$

Para determinar el valor de pérdidas totales y de manera de obtener el valor de potencia bruta de la central, se realizan simulaciones de flujo de potencia sobre el modelo completo del BESS Andes Solar IIA desarrollado en Digsilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.5.

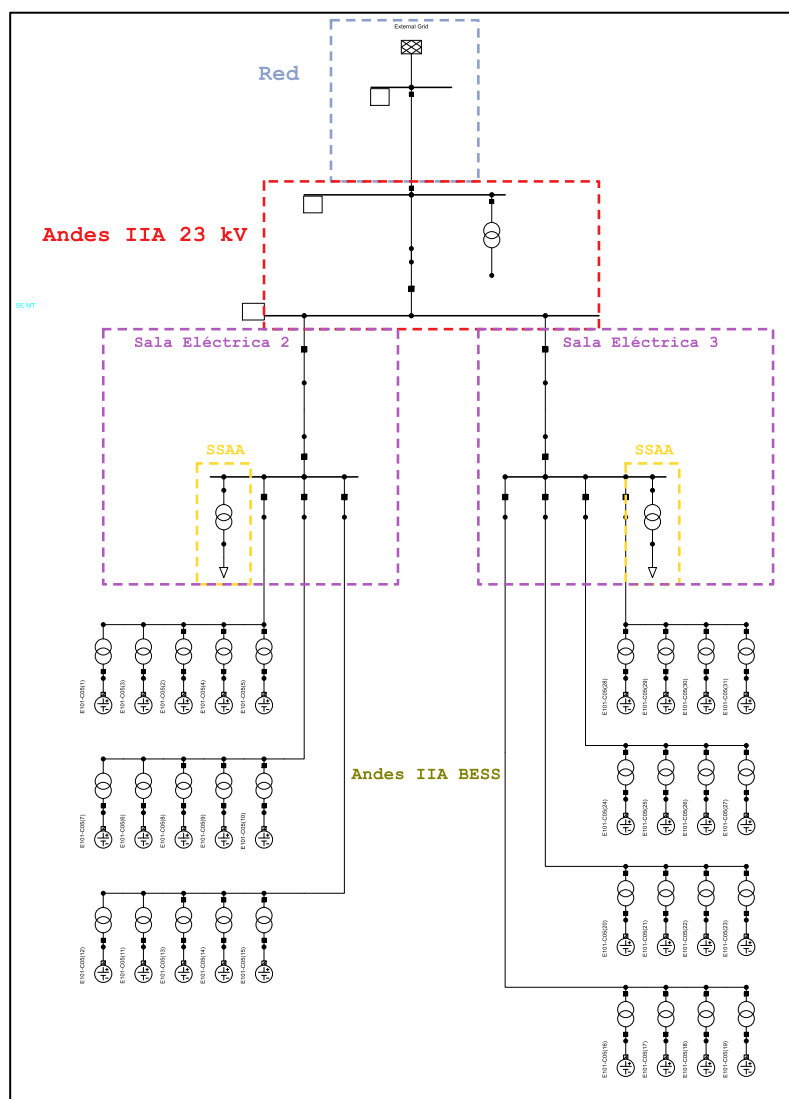


Figura 4.5 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

En base a lo presentado en la Figura 4.3, se estiman los consumos de servicios auxiliares en 0.3984 MW. Para las simulaciones esta carga se ha dividido en partes iguales entre los dos transformadores de SSAA.

A continuación, se determina la potencia generada por cada inversor tal de que se obtenga la potencia neta registrada en la Figura 4.1. Cabe mencionar que también se replican las condiciones de tensión e inyección de potencia reactiva de los ensayos (ver Figura 4.4).

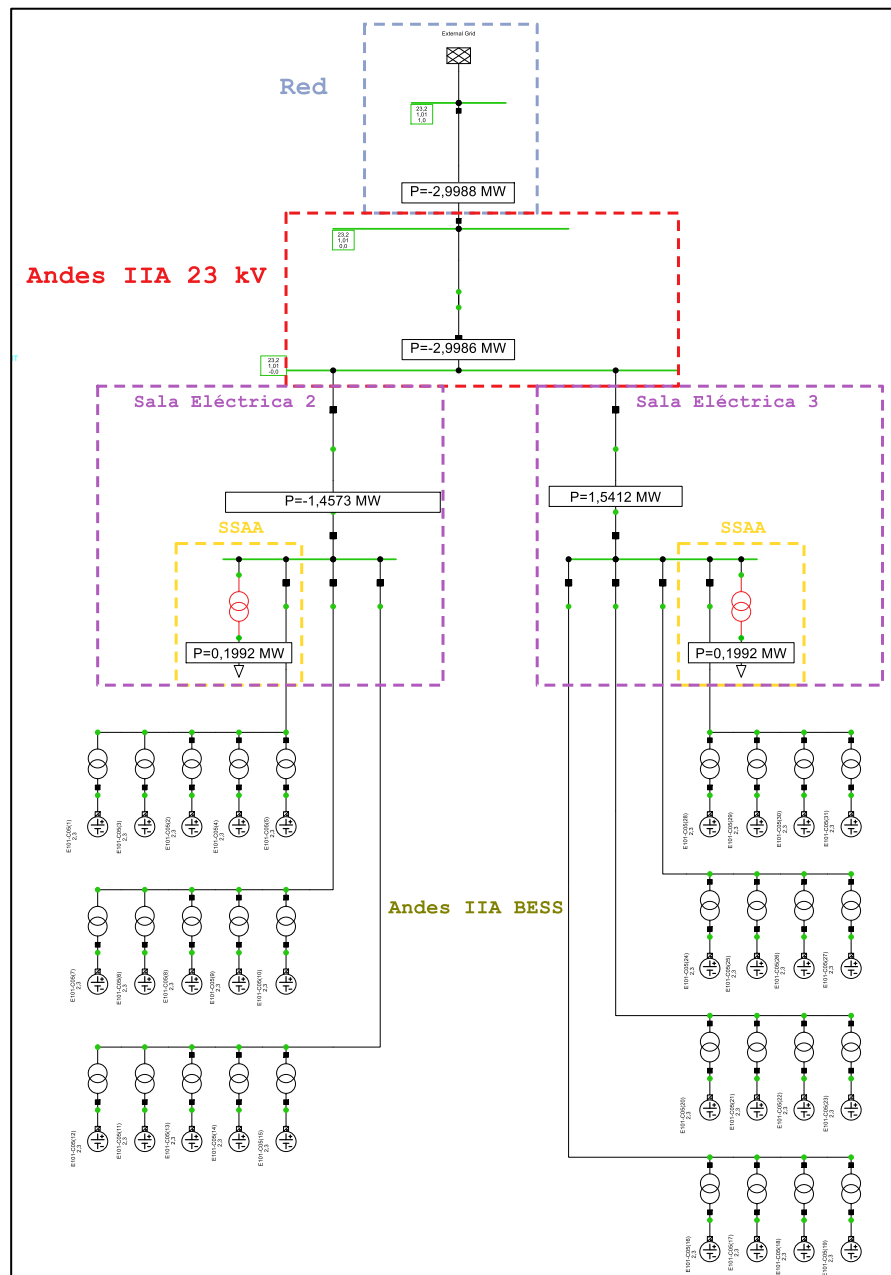


Figura 4.6 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

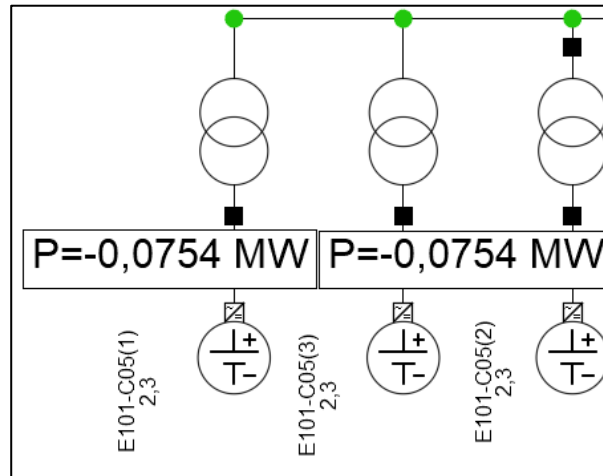


Figura 4.7 – Potencia de absorción de inversores – Modo Carga

$$P_{INV} = 31 \cdot (-0.0754) \text{ MW}$$

$$P_{INV} = -2.3374 \text{ MW}$$

4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** (P_{SSAA}) corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor más los Servicios Auxiliares de la instalación.

Tal como se ha mencionado en la sección 3.2.1, los consumos propios de los inversores se han dimensionado en 0.0050 MW. En tanto, los consumos auxiliares del parque se presentan en la Figura 4.3 correspondiente a una potencia de 0.3984 MW.

Entonces, la Potencia de Servicios Auxiliares queda determinada por la siguiente expresión.

$$P_{SSAA} = N^{\circ}INV \cdot \text{Consumos propios} + P_{consumo,SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 31 \cdot 0.005 + 0.3984 \text{ MW}$$

$$P_{SSAA} = 0.5534 \text{ MW}$$

4.1.3 Potencia de pérdidas en la central

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados se determinan las pérdidas del sistema de red de media tensión, compuesto por las pérdidas de los transformadores de bloque y la red colectora de media tensión. Este valor se calcula mediante la diferencia entre la potencia despachada por los inversores y la potencia neta medida en la barra de 23 kV, descontando la potencia asociada a los transformadores de SSAA.



$$P_{pérd,redMT} = P_{INV} - P_{neta} - P_{tr,SSAA}$$

Considerando los valores presentados en las secciones precedentes, se obtiene el resultado:

$$P_{pérd,redMT} = -2.3374 - (-2.9988) - 0.3984 \text{ MW}$$

$$P_{perd,redMT} = 0.2630 \text{ MW}$$

4.1.1 Determinación de la Potencia Bruta

A partir de los valores de pérdidas determinados en las secciones precedentes se puede determinar la potencia de pérdidas totales.

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{perd,redMT}$$

$$L_{totales} = 0.5534 + 0.2630 \text{ MW}$$

$$L_{Totales} = 0.8164 \text{ MW}$$

Con este valor de pérdidas y el mínimo técnico neto medido, se puede determinar la potencia de mínimo técnico bruto del parque en la condición de ensayos.

$$P_{Bruta} = P_{Neta} + L_{Totales}$$

$$P_{Bruta} = -2.9988 + 0.8164$$

$$P_{Bruta} = -2.1824 \text{ MW}$$

4.1.2 Potencia Neta

La **Potencia Neta** corresponde a la potencia absorbida en el lado de 23 kV del transformador de bloque de la instalación, según lo presentado en la Figura 4.1 se obtiene un mínimo de operación estable según la siguiente expresión.

$$P_{Neta} = -2.9988 \text{ MW}$$



4.1.3 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Instalación	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PF Andes Solar IIA BESS	-2.1824	0.5534	0.2630	-2.9988

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – PF Andes Solar IIA BESS - Carga



4.2 Prueba 2 – Mínimo Técnico Descarga

A continuación, se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando el parque completamente operativo. Para lograr esta condición, se debe buscar el valor mínimo de potencia que permite la operación estable y segura del BESS con la totalidad de inversores en servicio en modalidad de inyección (descarga) de energía. Cabe destacar que se realizaron varios intentos para encontrar el mínimo técnico, partiendo desde una condición de despacho de 0 MW hasta el valor obtenido (Ver Anexo 6.3)

En la Figura 4.8 se presenta el registro de potencia medida en el lado de media tensión de 23kV, correspondiente al Punto de Interconexión (POI). En tanto, en la Figura 4.9 se observa el nivel de SOC (%) durante la ejecución de la prueba, donde es posible apreciar que no decae, dado que se encuentra a un nivel bajo de carga.

Esta condición se ha mantenido por 1 hora, según lo acordado en el procedimiento de ensayos.

Cabe destacar que, si bien se poseen los registros de potencia a nivel inversor, estos no son concluyentes debido a que presentan incongruencias a niveles de baja carga con respecto a la medición a nivel POI.

Dado lo anterior, se determina el valor de potencia de inversor a través de un flujo de potencia desde el modelo de red desarrollado del parque implementado en Digsilent, tomando en consideración las condiciones de red según la Figura 4.11 obtenidas desde las mediciones desde el POI. Además, el parque fotovoltaico Andes Solar IIA se considera fuera de servicio. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos

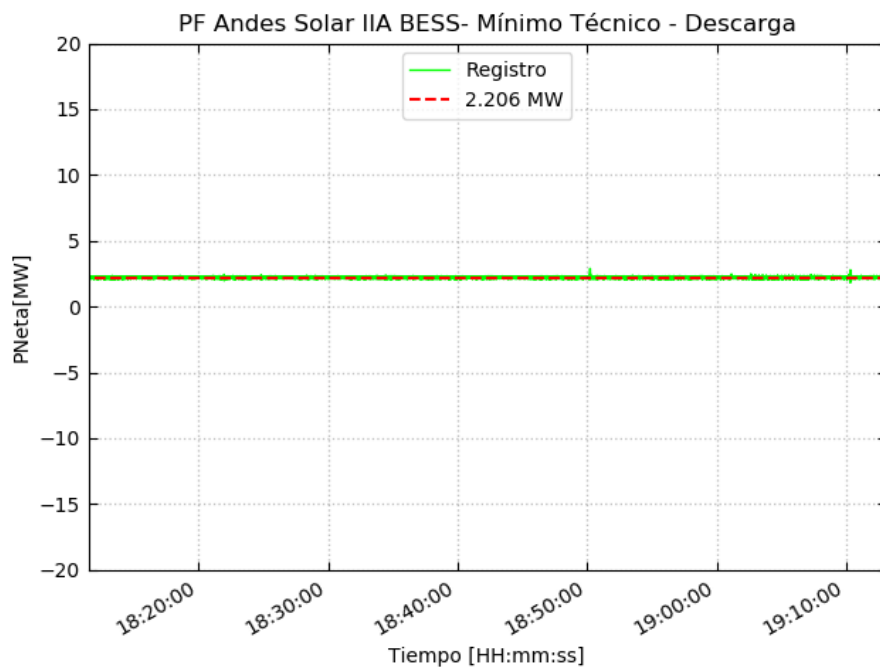


Figura 4.8 – Registro de medición a nivel POI – Potencia Neta

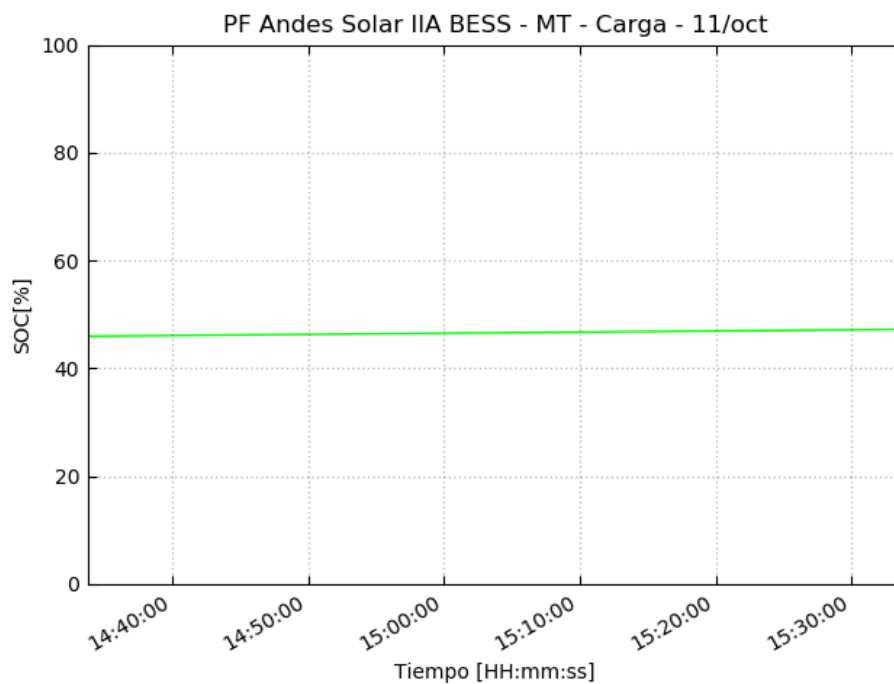


Figura 4.9 – Nivel de SOC [%] – Mínimo Técnico en Descarga – Todos los inversores en servicio

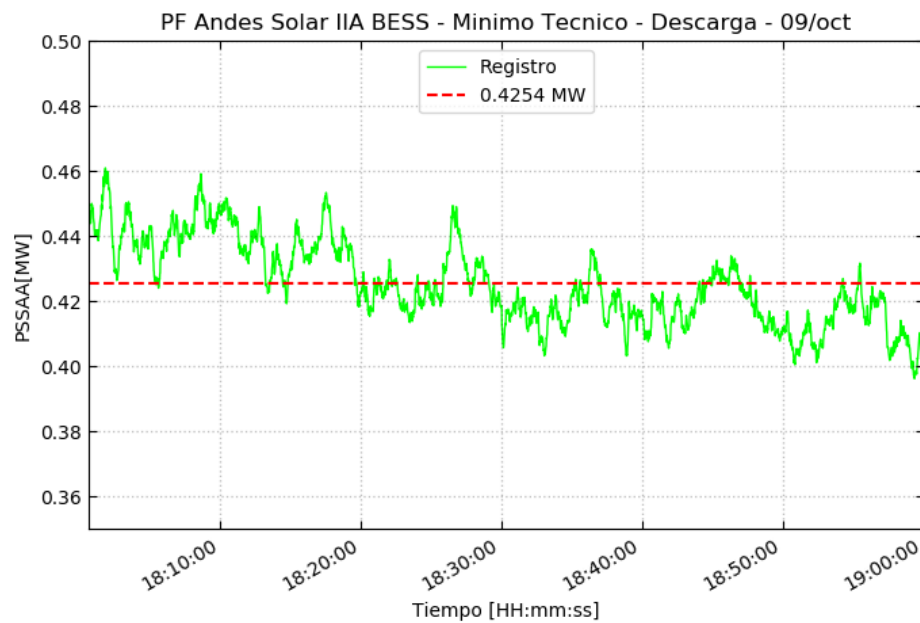


Figura 4.10 – Consumo SSAA PF Andes Solar IIA BESS – Mínimo Técnico en Descarga

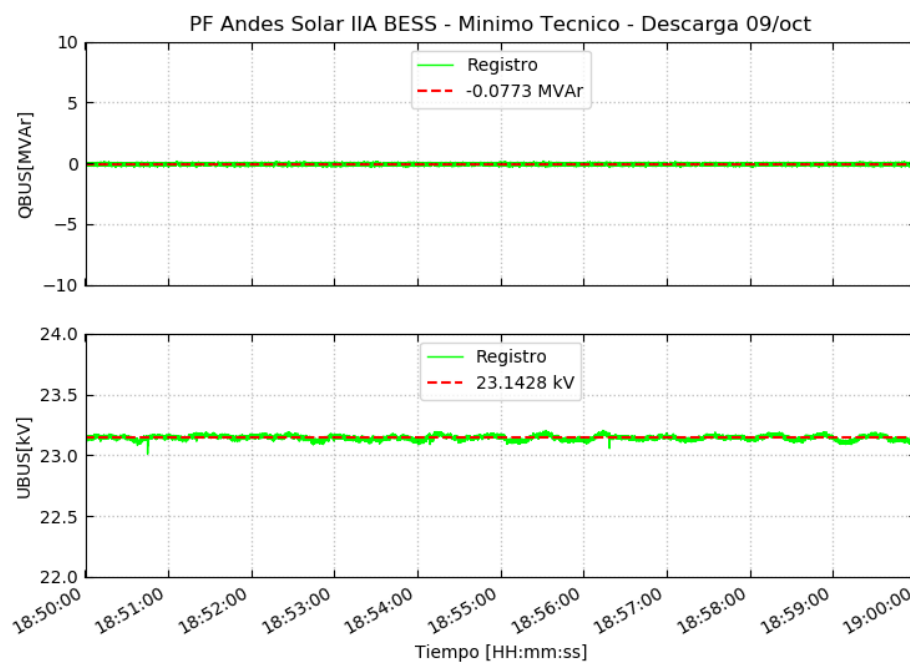


Figura 4.11 – Condiciones de red – Mínimo Técnico en Descarga

En las siguientes secciones se presentan los cálculos para determinar los valores desglosados según se muestra en la Tabla 4.1.



4.2.1 Consideraciones para el cálculo de la Potencia Bruta

Para poder determinar el valor de mínimo técnico bruto en condiciones de ensayo (P_{Bruta}) es necesario calcular el valor de pérdidas totales del parque. La potencia de pérdidas totales ($L_{Totales}$) considera las pérdidas el sistema colector de media tensión (compuesto por la red de MT y los transformadores de bloque) y los consumos del transformador de SSAA del parque.

$$P_{Bruta} = P_{Neta} + L_{Totales}$$

El valor de potencia de pérdidas totales debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- P_{SSAA} : Potencia de Servicios Auxiliares
- $P_{perd,redMT}$: Pérdida del sistema colector de media tensión (Red de media tensión y transformadores de bloque)

$$L_{totales} = P_{SSAA} + P_{perd,redMT}$$

Para determinar el valor de pérdidas totales y de manera de obtener el valor de potencia bruta de la central, se realizan simulaciones de flujo de potencia sobre el modelo completo del BESS Andes Solar IIA desarrollado en Digsilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.12.

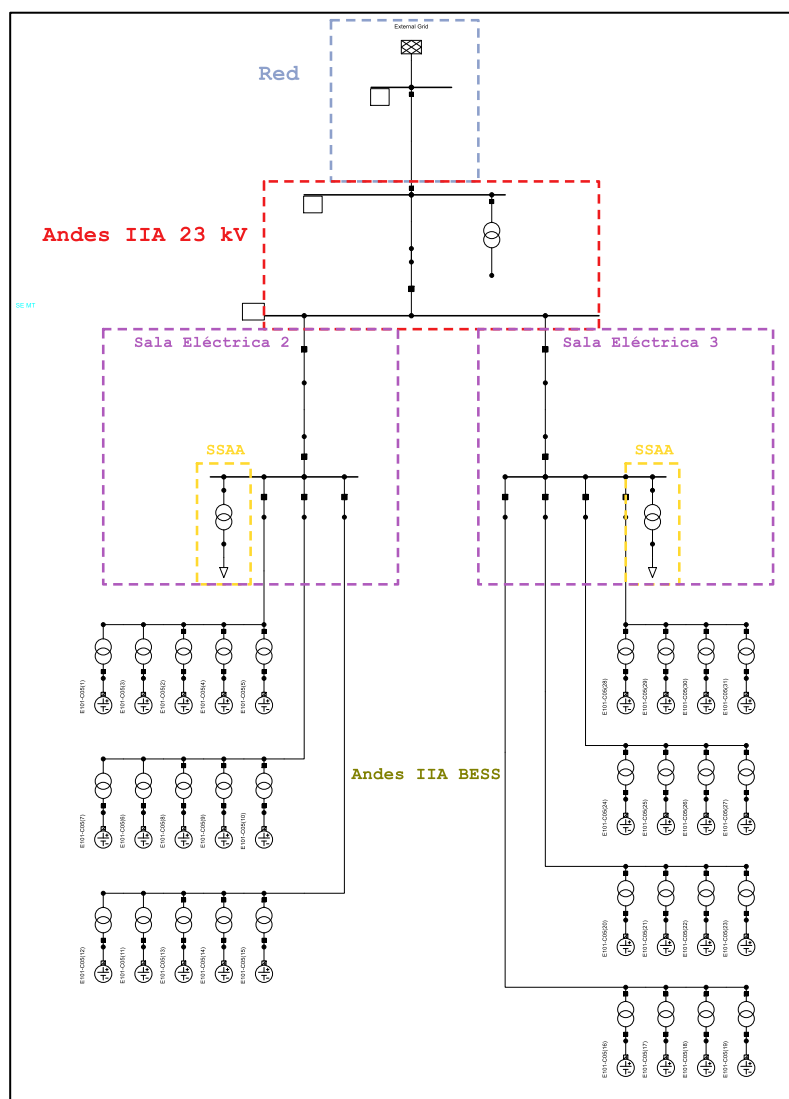


Figura 4.12 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

En base a lo presentado en la Figura 4.10, se estiman los consumos de servicios auxiliares en 0.4254 kW. Para las simulaciones esta carga se ha dividido en partes iguales entre los dos transformadores de SSAA.

A continuación, se determina la potencia generada por cada inversor tal de que se obtenga la potencia neta registrada en la Figura 4.8. Cabe mencionar que también se replican las condiciones de tensión e inyección de potencia reactiva de los ensayos (ver Figura 4.11)

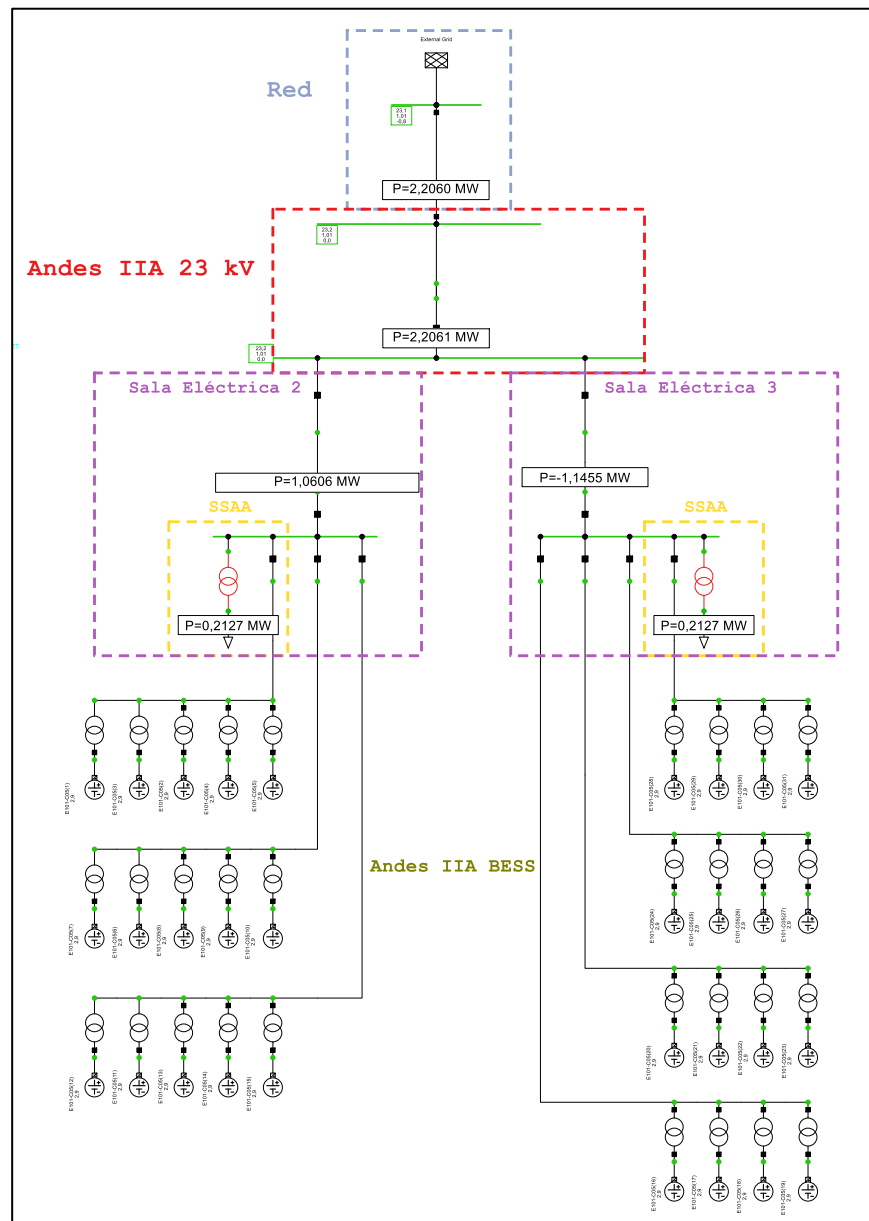


Figura 4.13 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

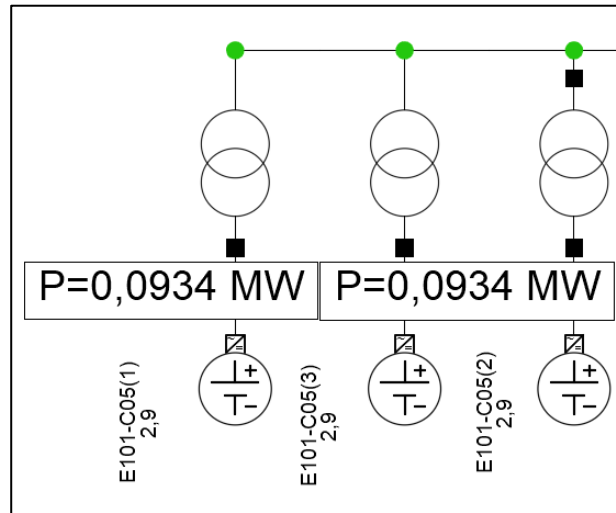


Figura 4.14 – Potencia de inyección de inversores – Modo Descarga

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.13 y Figura 4.14, se obtiene que la potencia de despacho sumada de todos los inversores es el siguiente.

$$P_{INV} = 31 \cdot (0.0934) \text{ MW}$$

$$P_{INV} = 2.8954 \text{ MW}$$

4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** (P_{SSAA}) corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor más los Servicios Auxiliares de la instalación.

Tal como se ha mencionado, los consumos propios de los inversores se han dimensionado en 0.0050 MW. En tanto, los consumos auxiliares del parque se presentan en la Figura 4.10 correspondiente a una potencia de 0.4254 MW.

Entonces, la Potencia de Servicios Auxiliares queda determinada por la siguiente expresión.

$$P_{SSAA} = N^{\circ}INV \cdot \text{Consumos propios} + P_{consumo,SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 31 \cdot 0.005 + 0.4254 \text{ MW}$$

$$P_{SSAA} = 0.5804 \text{ MW}$$



4.2.3 Potencia de pérdidas en la central

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados se determinan las pérdidas del sistema de red de media tensión, compuesto por las pérdidas de los transformadores de bloque y la red colectora de media tensión. Este valor se calcula mediante la diferencia entre la potencia despachada por los inversores y la potencia neta medida en la barra de 23 kV, descontando la potencia asociada a los transformadores de SSAA.

$$P_{pérd,redMT} = P_{INV} - P_{neta} - P_{tr,SSAA}$$

Considerando los valores presentados en las secciones precedentes, se obtiene el resultado:

$$P_{pérd,redMT} = 2.8954 - 2.2060 - 0.4254 \text{ MW}$$

$$P_{perd,redMT} = 0.2640 \text{ MW}$$

4.2.4 Determinación de la Potencia Bruta

A partir de los valores de pérdidas determinados en las secciones precedentes se puede determinar la potencia de pérdidas totales.

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{perd,redMT}$$

$$L_{totales} = 0.5804 + 0.2640 \text{ MW}$$

$$L_{Totales} = 0.8444 \text{ MW}$$

Con este valor de pérdidas y el mínimo técnico neto medido, se puede determinar la potencia de mínimo técnico bruto del parque en la condición de ensayos.

$$P_{Bruta} = P_{Neta} + L_{Totales}$$

$$P_{Bruta} = 2.206 + 0.8444$$

$$P_{Bruta} = 3.0504 \text{ MW}$$

4.2.5 Potencia Neta

La **Potencia Neta** corresponde a la potencia absorbida en el lado de 23 kV del transformador de bloque de la instalación, según lo presentado en la Figura 4.8 se obtiene un mínimo de operación estable según la siguiente expresión.

$$P_{Neta} = 2.2060 \text{ MW}$$



4.2.6 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Instalación	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PF Andes Solar IIA BESS	3.0504	0.5804	0.2640	2.2060

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – PF Andes Solar IIA BESS - Descarga



4.3 Prueba 3 – Mínimo Técnico Carga desde ERNC

A continuación, se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando tanto el BESS como el parque fotovoltaico completamente operativos. Para este ensayo, se tomó en cuenta que el parque fotovoltaico genera su máxima potencia disponible, mientras que el BESS absorbe la mayor cantidad de energía generada, inyectando a la red cualquier excedente que pudiera existir. Para llevar a cabo esta condición, se consigna una potencia neta de 0.0 MW en POI, considerando los inversores del BESS en la modalidad de absorción (carga) y con la planta fotovoltaica disponiendo de su fuente primaria para la inyección de energía.

En la Figura 4.17 se muestra el registro de potencia absorbida en los bornes de inversor del BESS, considerando todos los inversores en servicio. En tanto, en la Figura 4.18 se presenta el registro de potencia medida en el lado de media tensión de 23kV, correspondiente al Punto de Interconexión (POI)

En la Figura 4.19 se presenta el registro del nivel de SOC (%) en el intervalo correspondiente al ensayo. En tanto, en la Figura 4.20 se presentan las mediciones del consumo de los transformadores de Servicios Auxiliares asociados al BESS al momento de realizar las pruebas de mínimo técnico, extraídas desde el SCADA de planta.

Esta condición se ha mantenido por 1 hora, según lo acordado en el procedimiento de ensayos.

Cabe destacar que no se cuenta con las mediciones del consumo de SSAA de los inversores del parque fotovoltaico Andes Solar IIA, por lo que se utilizará el valor obtenido del informe *"EE-EN-2021-1424-RB_Minimo_Tecnico_PF_Andes_Solar_IIA"* (NUP 930) correspondiente a las pruebas de mínimo técnico del parque Fotovoltaico Andes Solar IIA.

Por otro lado, no se dispone de registros de potencia de inversor del parque fotovoltaico, ya que no se cuenta con una medición exclusiva del aporte fotovoltaico. Esto se observa en el diagrama unilineal mostrado en la Figura 4.15, donde se destaca en **rojo** el único medidor ION 8650, el cual registra la potencia de la totalidad del parque, considerando el aporte del parque fotovoltaico y el aporte del BESS. Por otro lado, a comparación del sistema PV, el sistema BESS cuenta con medidores exclusivos según array, según se observa en la Figura 4.16, por lo que es posible obtener de forma exclusiva las mediciones a nivel inversor.

Dado lo anterior es que se implementa un cálculo de flujo de potencia desde el modelo de red desarrollado del parque implementado en Digsilent, considerando las condiciones de red según la Figura 4.11, medidas desde el POI. De esta manera, es posible calcular las potencias relacionadas al parque fotovoltaico según las medidas registradas a nivel POI y potencia de inversores BESS. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos.

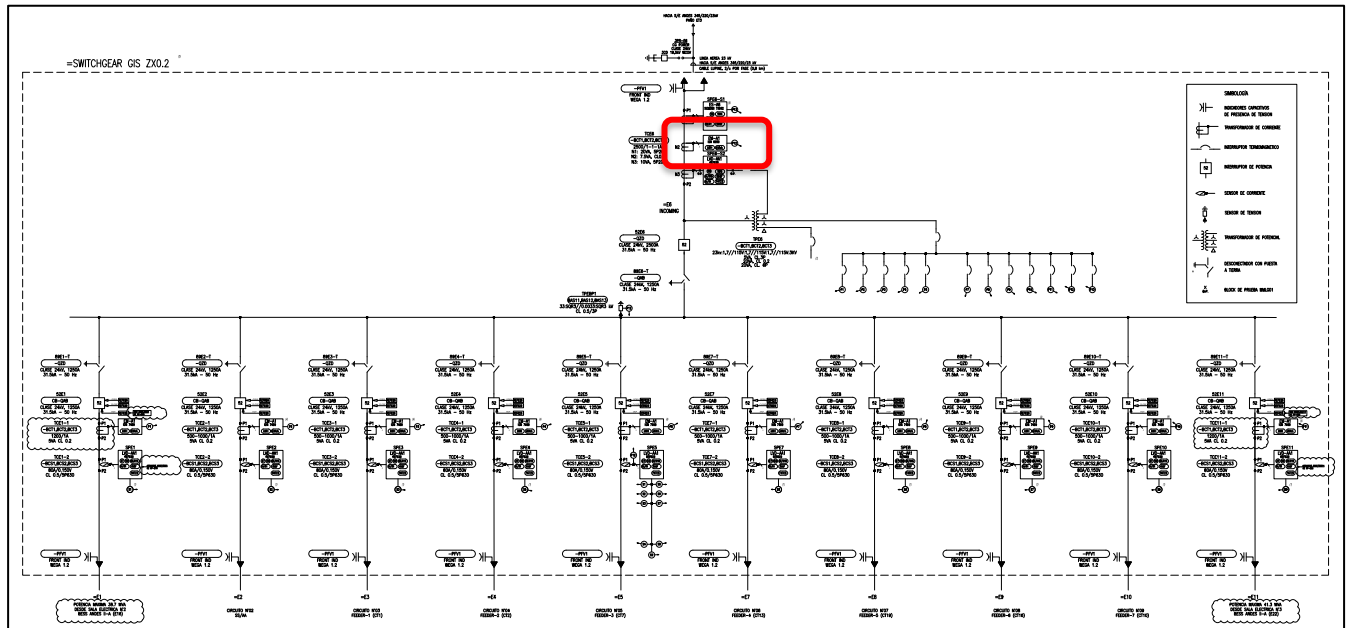


Figura 4.15 – Diagrama unilineal de barra principal de 23 kV del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIA

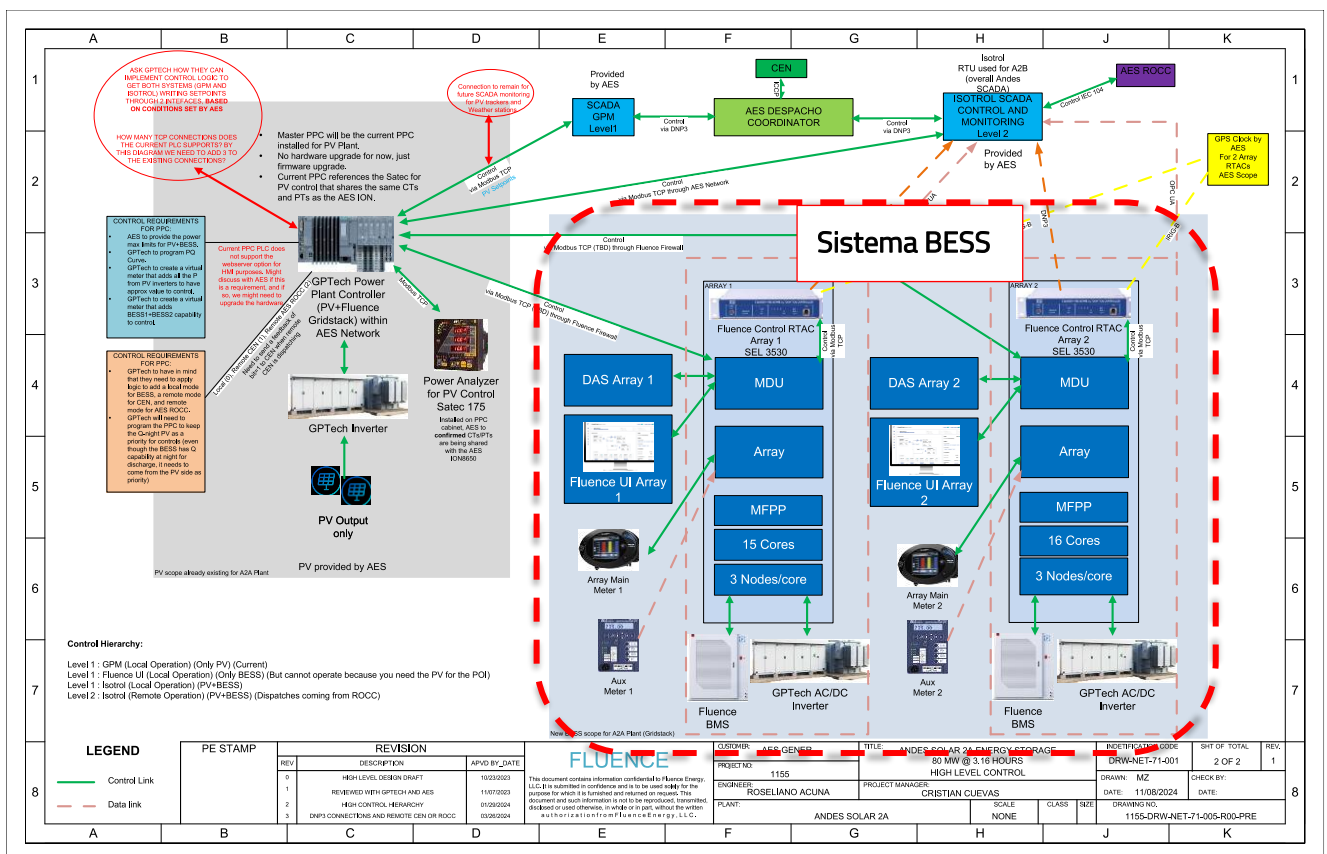


Figura 4.16 – Arquitectura de PPC de PF Andes Solar IIA

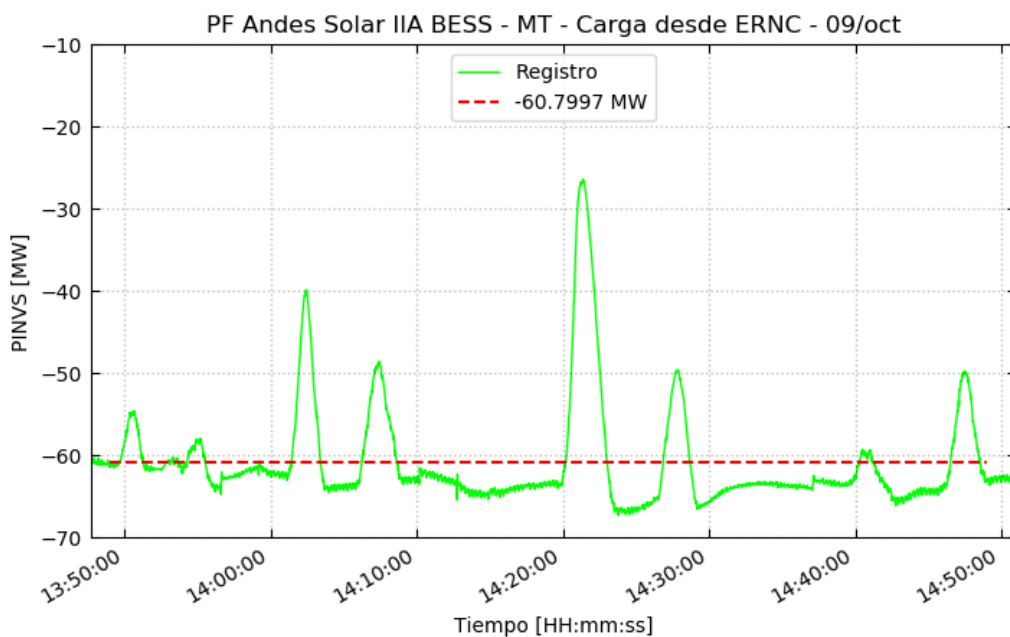


Figura 4.17 – BESS – Carga desde ERNC – Todos los inversores en servicio

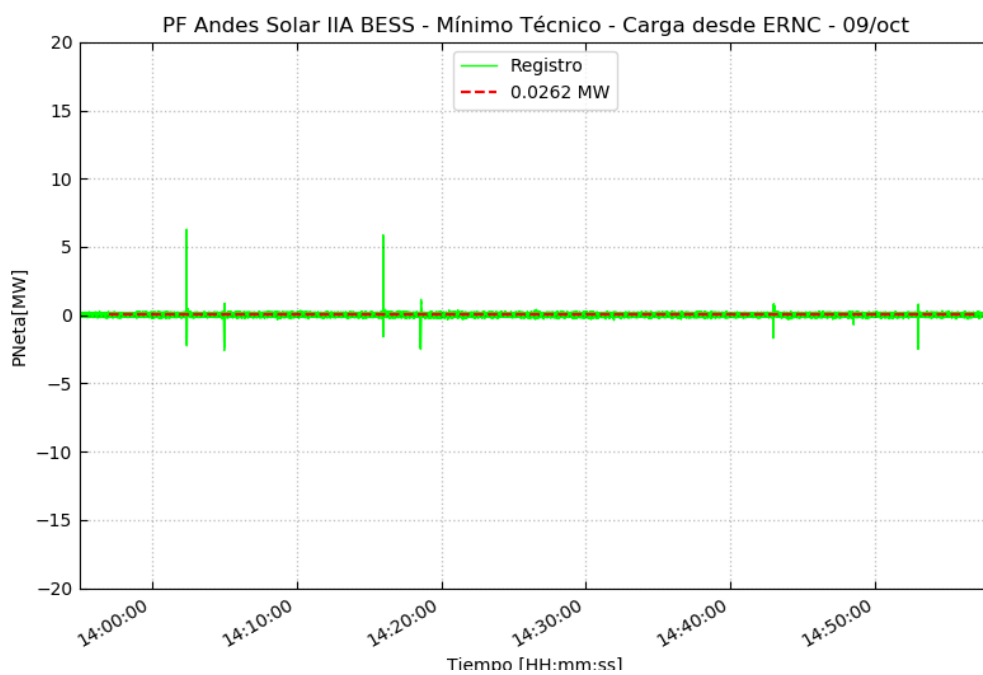


Figura 4.18 – Registro de medición a nivel POI – Potencia Neta

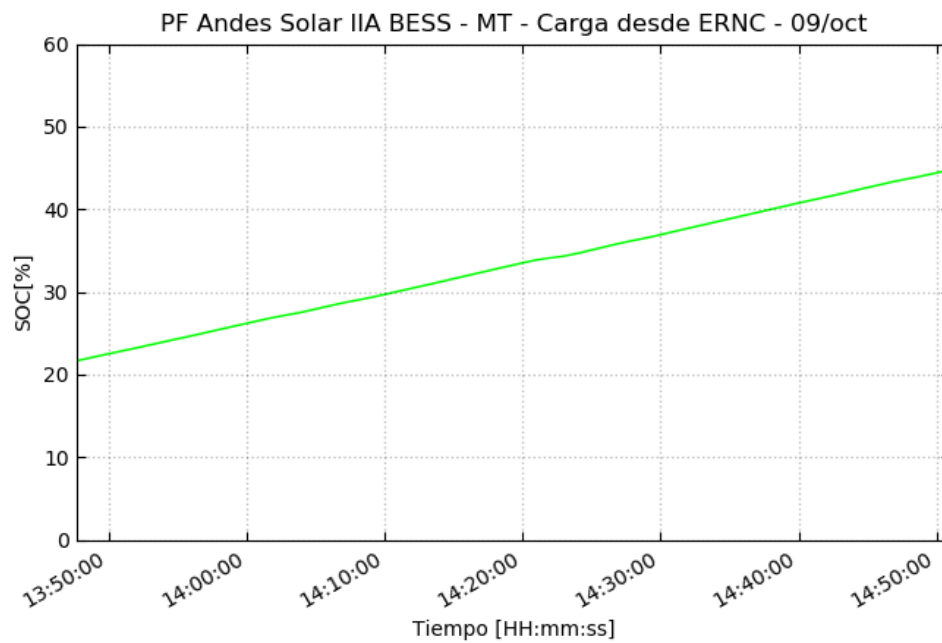


Figura 4.19 – Nivel de SOC [%] – Mínimo Técnico en Descarga – Todos los inversores en servicio

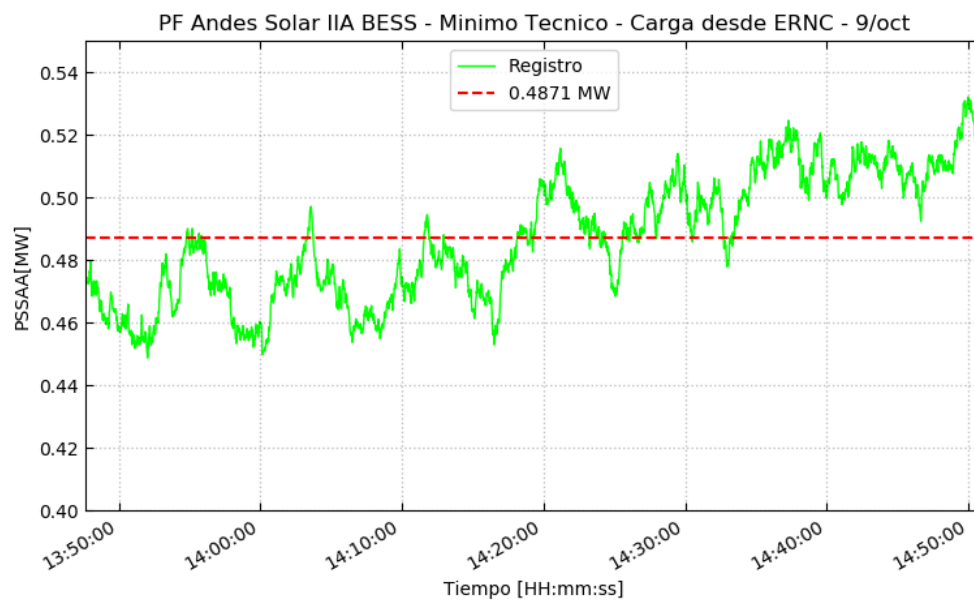


Figura 4.20 – Consumo SSAA PF Andes Solar IIA BESS – Carga desde ERNC

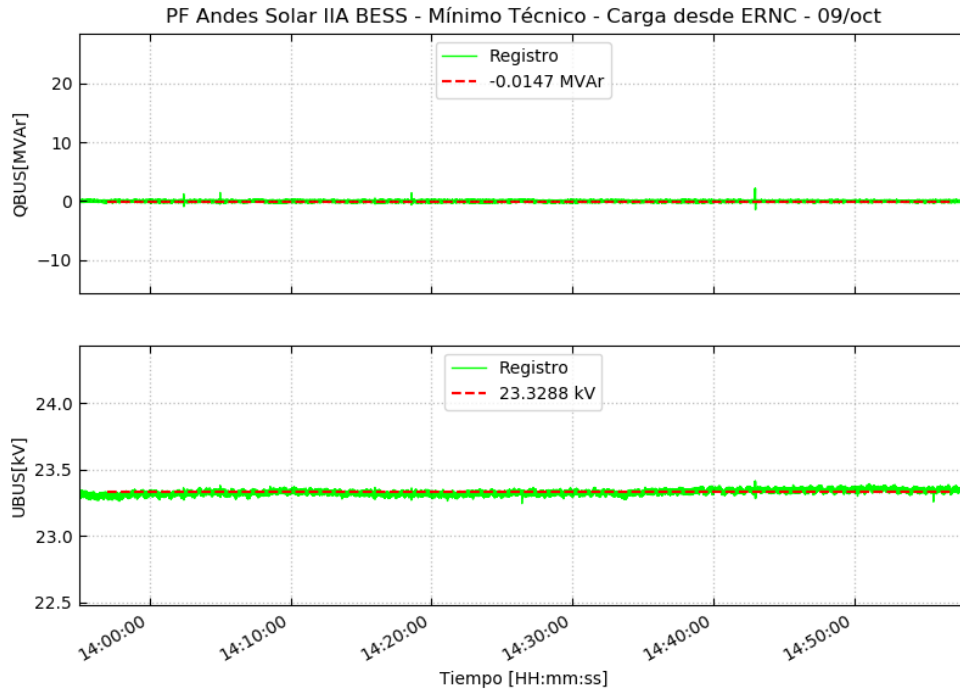


Figura 4.21 – Condiciones de Red – Carga desde ERNC

En las siguientes secciones se presentan los cálculos para determinar los valores desglosados según se muestra en la Tabla 4.1.

4.3.1 Consideraciones para el cálculo de la Potencia Bruta

Para poder determinar el valor de mínimo técnico bruto en condiciones de ensayo (P_{Bruta}) es necesario calcular el valor de pérdidas totales del parque. La potencia de pérdidas totales ($L_{Totales}$) considera las pérdidas el sistema colector de media tensión (compuesto por la red de MT y los transformadores de bloque del parque y BESS) y los consumos del transformador de SSAA.

$$P_{Bruta} = P_{Neta} + L_{Totales}$$

El valor de potencia de pérdidas totales debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- P_{SSAA} : Potencia de Servicios Auxiliares
- $P_{perd,redMT}$: Pérdida del sistema colector de media tensión (Red de media tensión y transformadores de bloque)

$$L_{totales} = P_{SSAA} + P_{Perd,redMT}$$



Para determinar el valor de pérdidas totales y de manera de obtener el valor de potencia bruta de la central, se realizan simulaciones de flujo de potencia sobre el modelo completo del BESS Andes Solar IIA desarrollado en Digsilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.22.

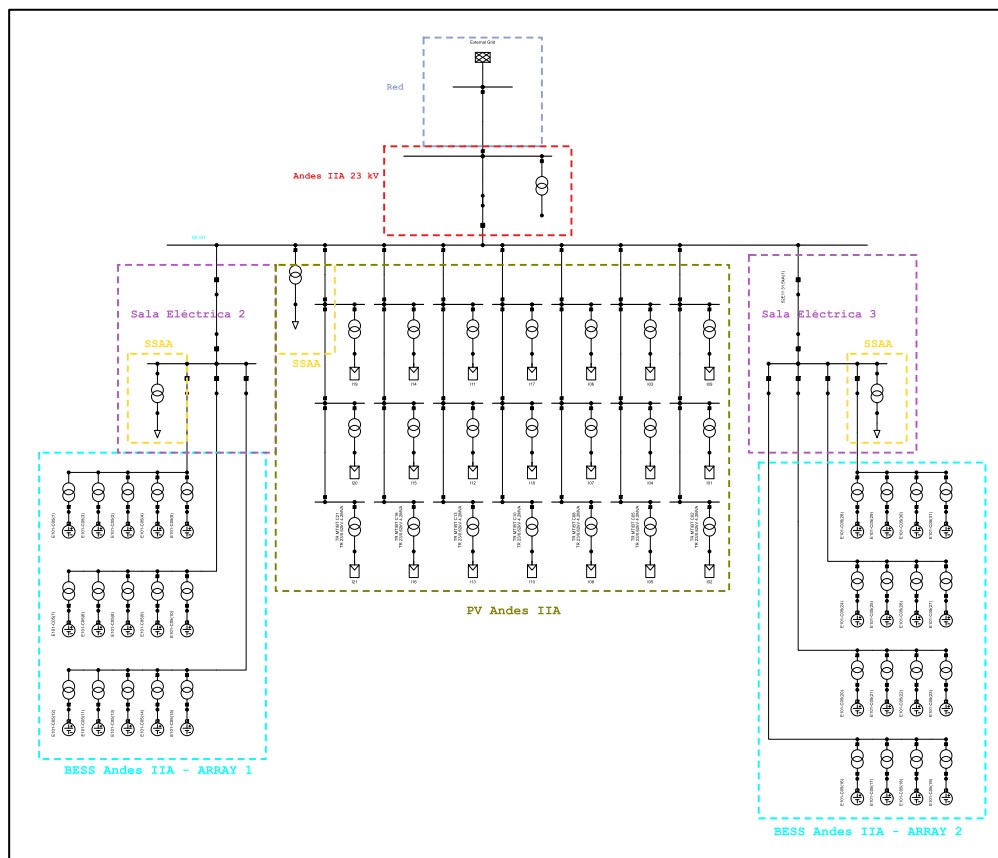


Figura 4.22 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

Para realizar la simulación, se debe hallar la potencia absorbida desde la barra de media tensión de 23kV y la potencia generada por cada uno de los 21 inversores del parque Fotovoltaico, y para esto se procede a despacharlos por igual, de modo de conseguir la potencia registrada a nivel de 23 kV, es decir, de 0.0262 MW. Para esto, cada uno de los 31 inversores del BESS se consideran en el estado de carga (absorbiendo), según el valor de potencia medido de -60.7997 MW de la Figura 4.17, obteniendo una potencia de -1,96128 MW por inversor.

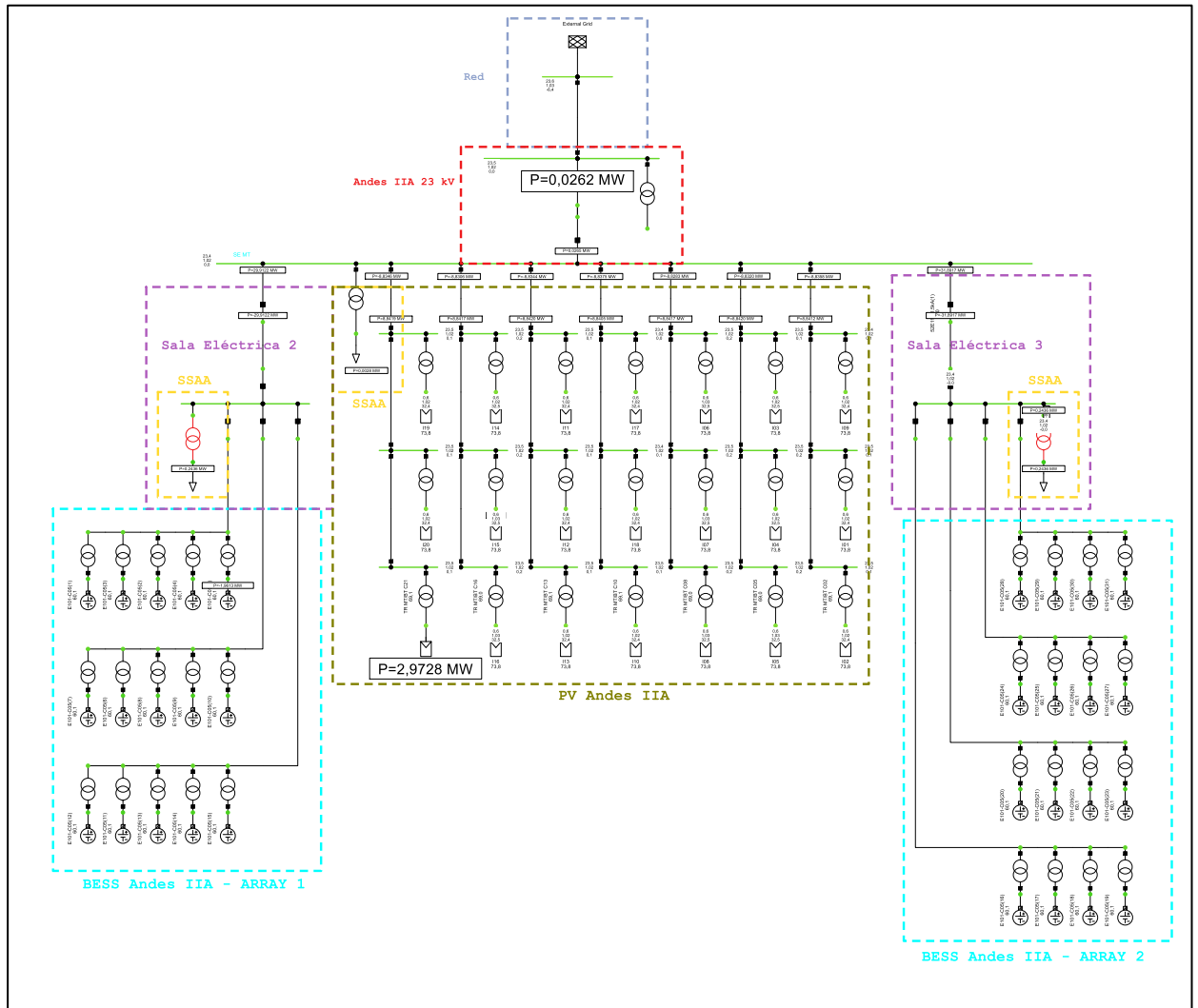


Figura 4.23 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho de cada uno de los inversores del parque fotovoltaico es de 2.9728 MW, por lo que se calcula el total de potencia de inversor según la siguiente expresión:

$$P_{INV,PV} = 21 \cdot (2.9728) \text{ MW}$$

$$P_{INV,PV} = 62.4288 \text{ MW}$$

4.3.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** (P_{SSAA}) corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor más los Servicios Auxiliares de la instalación. Los consumos propios de los inversores del BESS se han dimensionado en 0.0050 MW. En tanto, los consumos auxiliares del BESS se presentan en la Figura 4.20 correspondiente a una potencia de 0.4871 MW.



Tal como se ha comentado previamente, la Potencia de Servicios Auxiliares del parque ($P_{SSAA,PV}$) se extrae del informe de mínimo técnico *"EE-EN-2021-1424-RB_Minimo_Tecnico_PF_Andes_Solar_IIA"* (NUP 930) y corresponde a un valor de 0.1267 MW, el cual considera los consumos propios del inversor y el consumo del transformador de SSAA.

$$P_{SSAA,PV} = 0.1267 MW$$

Según el informe indicado, la potencia de SSAA ($P_{SSAA,PV}$) se compone por los consumos propios de los inversores (0.1239 MW) y la potencia del transformador de SSAA (0.0028 MW).

Entonces, la Potencia de Servicios Auxiliares queda determinada por la siguiente expresión.

$$P_{SSAA} = N^{\circ}INV_{BESS} \cdot Consumos\ propios_{BESS} + P_{tr,SSAA,BESS} + P_{SSAA,PV}$$

$$P_{SSAA} = 31 \cdot 0.0050 + 0.4871 + 0.1267 MW$$

$$P_{SSAA} = 0.7688 MW$$

4.3.3 Potencia de Pérdidas en la central

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados se determinan las pérdidas del sistema de red de media tensión, compuesto por las pérdidas de los transformadores de bloque y la red colectora de media tensión. Este valor se calcula mediante la diferencia entre la potencia despachada por los inversores potencia neta medida en la barra de 23 kV, descontando la potencia asociada a los transformadores de SSAA.

$$P_{pérd,central} = P_{INV,PV} + P_{INV,BESS} - P_{neta} - P_{tr,SSAA}$$

De acuerdo con los resultados de la simulación (ver Figura 4.23), se obtiene que la potencia de despacho sumada de todos los inversores del parque es la siguiente.

$$P_{INV,PV} = 21 \cdot (2.9728) MW$$

$$P_{INV,PV} = 62.4288 MW$$

Considerando la potencia de inversores del BESS, presentado en la Figura 4.18, se obtienen las pérdidas de la central según los valores presentados en las secciones precedentes, se obtiene el resultado:

$$P_{pérd,central} = 62.4288 + (-60.7997) - 0.0262 - (0.0028 + 0.4871) MW$$



$$P_{pérd,central} = 1.1130 \text{ MW}$$

4.3.4 Determinación de la Potencia Bruta

A partir de los valores de pérdidas determinados en las secciones precedentes se puede determinar la potencia de pérdidas totales.

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{perd,central}$$

$$L_{totales} = 0.7688 + 1.1130 \text{ MW}$$

$$L_{Totales} = 1.8818 \text{ MW}$$

Con este valor de pérdidas y el mínimo técnico neto medido, se puede determinar la potencia de mínimo técnico bruto de la central en la condición de ensayos.

$$P_{Bruta} = P_{Neta} + L_{Totales}$$

$$P_{Bruta} = 0.0262 + 1.8818$$

$$P_{Bruta} = 1.9080 \text{ MW}$$

4.3.5 Potencia Neta

La **Potencia Neta** corresponde a la potencia absorbida en el lado de 23 kV del transformador de bloque de la instalación, según lo presentado en la Figura 4.18 se obtiene un mínimo de operación estable según la siguiente expresión.

$$P_{Neta} = 0.0262 \text{ MW}$$

4.3.6 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Instalación	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PF Andes Solar IIA BEES	1.9080	0.7688	1.1130	0.0262

Tabla 4.4 – Mínimo Técnico – PF Andes Solar IIA BESS – Carga desde ERNC



4.4 Prueba 4 – Mínimo técnico PV Planta completa

El siguiente ensayo se ha realizado con anterioridad en el proceso de entrada de operación del parque fotovoltaico Andes Solar IIA. El desarrollo de las pruebas se presenta en el informe "EE-EN-2021-1424-RB_Minimo_Tecnico_PF_Andes_Solar_IIA" y aprobados según carta DE 04771-21.

A continuación, se presenta la tabla resumen de resultados.

Instalación	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PFV Andes Solar IIA	0.5	0.1267	0.3733	0.0

Tabla 4.5 – Mínimo Técnico –PF Andes Solar IIA – Planta completa



4.5 Prueba 5 – Mínimo técnico PV a único Inversor

El siguiente ensayo se ha realizado con anterioridad en el proceso de entrada de operación del parque fotovoltaico Andes Solar IIA. El desarrollo de las pruebas se presenta en el informe "EE-EN-2021-1424-RB_Minimo_Tecnico_PF_Andes_Solar_IIA" y aprobados según carta DE 04771-21.

A continuación, se presenta la tabla resumen de resultados.

Instalación	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PFV Andes Solar IIA	0.1400	0.0197	0.1203	0.0

Tabla 4.6 – Mínimo Técnico –PF Andes Solar IIA – Planta completa



4.6 Prueba 6 – Mínimo técnico de generación conjunta

El siguiente ensayo no se ha podido llevar a cabo, dado que el objetivo de la prueba es lograr una inyección neta de 0.0 MW en el POI, con el sistema BESS y parque fotovoltaico inyectando una mínima potencia. Sin embargo, la lógica de control del PPC impide cumplir esta condición, ya que se utiliza principalmente la energía del parque fotovoltaico para cumplir con la consigna y, si existe alguna diferencia, el sistema BESS la compensa. Debido a esta configuración del PPC, no es posible lograr una consigna de 0.0 MW y que ambos sistemas inyecten, siempre que el parque fotovoltaico disponga de la energía necesaria para cumplir con la consigna.

Por lo tanto, alcanzar la condición de mínimo técnico de generación conjunta se convierte en una situación circunstancial. El único escenario en el que sería posible es con una disponibilidad de energía del parque fotovoltaico lo suficientemente baja, lo que permitiría que el sistema BESS compense la diferencia y se obtenga una inyección para obtener 0.0 MW en el POI.



5 Conclusiones

En base a los cálculos presentados, se muestra a continuación el resumen de resultados. Se presentan los valores obtenidos para cada una de las condiciones operativas consideradas.

Instalación	Modo de operación	Tiempo carga/descarga	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PF Andes Solar IIA BESS	BESS – Carga	Indefinido ¹	-2.1824	0.5534	0.2630	-2.9988
	BESS – Descarga	Indefinido	3.0504	0.5804	0.2640	2.2060
	BESS + PV – Carga desde ERNC	Indefinido	1.9080	0.7688	1.1130	0.0262
	PV – Planta Completa	Indefinido	0.5000	0.1267	0.3733	0.0000
	PV – Único inversor	Indefinido	0.1400	0.0197	0.1203	0.0000
	BESS + PV – Generación conjunta	-	-	-	-	-

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – PF Andes Solar IIA BESS

Cabe destacar que el modo de operación “BESS + PV – Generación conjunta”, no es posible ensayar según lo explicado en el capítulo 4.6.

¹ Se define como “indefinido” dado que la baja potencia asociada a un mínimo técnico por definición, implica que el tiempo de carga/descarga para ir de 0% a 100% (y viceversa) es demasiado grande para definirlo de forma práctica a través de ensayos. (Se estiman valores mayores a 100 horas).



6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración de medidor de energía



CERTIFICADO DE CALIBRACION
ESTUDIOS_001_BLACKBOX G4500

DATOS GENERALES							
Cliente	ESTUDIOS ELECTRICOS CHILE S.A.			Fecha de certificación	24 de junio de 2024		
Dirección	Manquehue norte #160, Las Condes			Fecha próxima certificación	24 de junio de 2025		
Contacto	Jorge Leiss			Temperatura y Humedad	21 ± 2 °C --- 38 ± 10 %		
Email	jorge.leiss@estudios-electricos.com						

IDENTIFICACIÓN DEL ELEMENTO			
Tipo	Marca	Modelo	Numero Serie
Analizador de red	BLACKBOX	G4500	00-60-35-2D-E8-4F

INSTRUMENTOS UTILIZADOS			
Instrumento	Marca	Modelo	Numero Serie
Multímetro	RSPRO	RSDM-9061	344B033G2
SHUNT	Sin Marca	400A/50mV	5558581

Medida de tensión alterna (V)							
Escala	RSDM-9061	G4500	G4500	G4500	Error	Incertidumbre	Observaciones
VAC	VAC	VAC	VAC	VAC	Absoluto	Expandida K=2	
20	20,001	20,000	20,000	20,000	-0,001	0,0007	----
40	40,003	40,002	40,002	40,002	-0,001	0,0007	----
60	60,002	60,000	60,000	60,000	-0,002	0,0013	----
80	80,002	80,000	80,000	80,000	-0,002	0,0013	----
100	100,003	100,001	100,001	100,001	-0,002	0,0013	----

Medida de corriente alterna							
Escala	RSDM-9061	G4500	G4500	G4500	Error	Incertidumbre	Observaciones
IAC	IAC	IAC	IAC	IAC	Absoluto	Expandida K=2	
20	20,158	20,152	20,153	20,155	-0,006	0,0042	----
50	50,362	50,357	50,359	50,340	-0,005	0,0035	----
80	80,145	80,131	80,133	80,137	-0,0014	0,0099	----

Los resultados entregados solo representan a la unidad ensayada por el Laboratorio de Ensayos D.L.T. No haciéndose responsable por el uso indebido o incorrecto que se hiciere de este Informe
contactodlt@gmail.com

Figura 6.1 – Certificado de calibración medidor de potencia neta (1 de 2)





NOTAS
1. El instrumento muestra estabilidad en todas sus mediciones
2. Los instrumentos utilizados se encuentran calibrados y con trazabilidad bajo norma NCH-ISO 17025
3. Los resultados de la calibración están relacionados con el ítem calibrado, referidos al momento y condiciones en las cuales fueron realizadas las mediciones
4. La Incertidumbre expandida ha sido estimada multiplicando la incertidumbre estándar por un factor de cobertura aproximadamente $k=2$. El valor del mensurando se encuentra dentro del intervalo indicado de valores con una probabilidad del 95%



Junio de 2024
ESTUDIOS_001_BLACKBOX G4500
(Próxima certificación, junio de 2025)

Claudio Machuca

Firmado digitalmente por Claudio Machuca
DN: cn=Claudio Machuca, gn=Claudio Machuca, c=CL, Chile, o=DIELECTRIC LAB TESTING, ou=DLT, email=claudio@dl.cl
Motivo: Soy el autor de este documento
Ubicación:
Fecha: 2024-06-24 15:30-04:00

Realizado Por
Técnico de Laboratorio de Ensayo

Antonio Ibarra

Firmado digitalmente por Antonio Ibarra
DN: cn=Antonio Ibarra, gn=Antonio Ibarra, c=CL, Chile, o=DIELECTRIC LAB TESTING, ou=DLT, email=antonio@dl.cl
Motivo: Soy el autor de este documento
Ubicación:
Fecha: 2024-06-24 15:30-04:00

Revisado Por:
Ingeniero de Laboratorio de Ensayo



#ESTUDIOS_ELECTRICOS/ESTUDIOS_1

Los resultados entregados solo representan a la unidad ensayada por el Laboratorio de Ensayos D.L.T. No haciéndose responsable por el uso indebido o incorrecto que se hiciere de este Informe
contactodlt@gmail.com

Figura 6.2 – Certificado de calibración medidor de potencia neta (2 de 2)



6.2 Registro de inversores

6.2.1 Registro Prueba 3 – Carga desde Parque ERNC

PF Andes Solar IIA BESS - Carga desde ERNC - 09/sep - Array 1

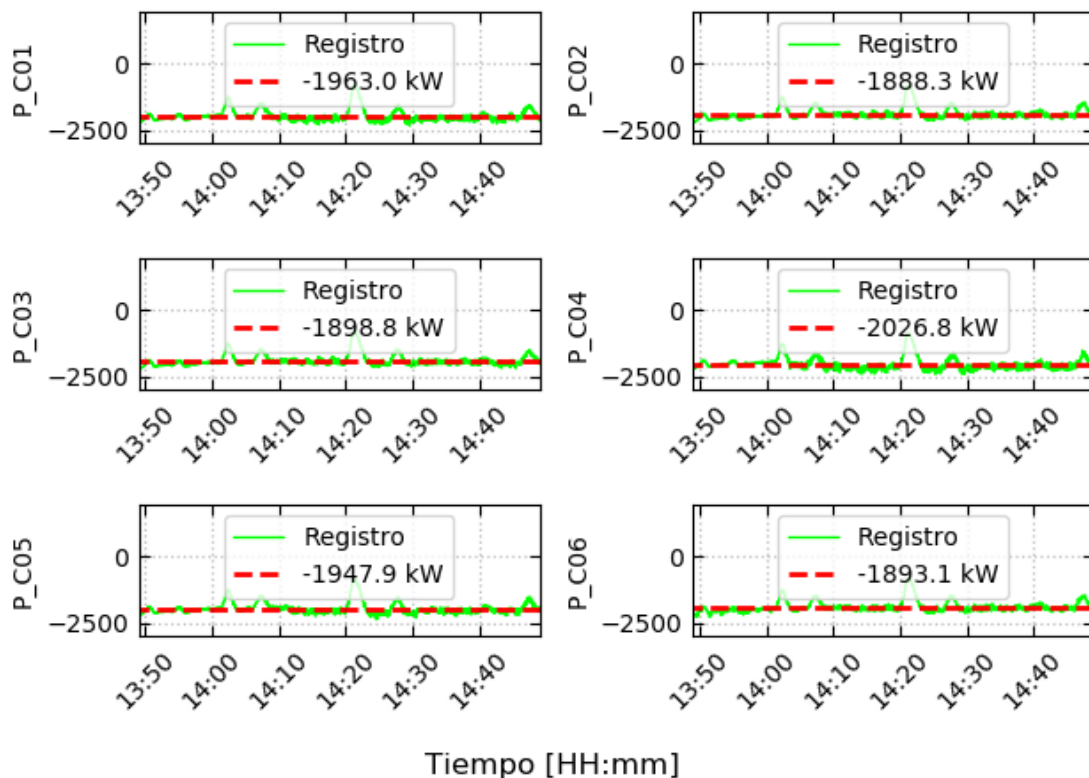


Figura 6.3 – Potencia inversores 1 al 6 – Array 1 – Mínimo técnico Carga desde ERNC



PF Andes Solar IIA BESS - Carga desde ERNC - 09/sep - Array 1

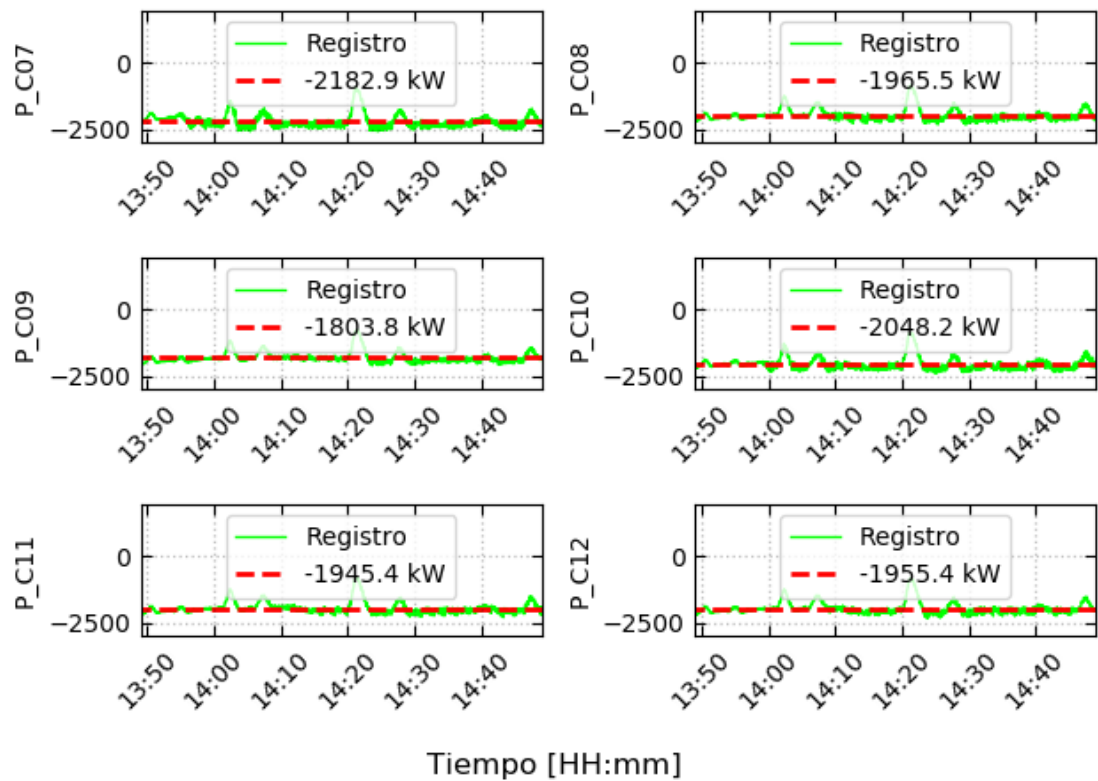
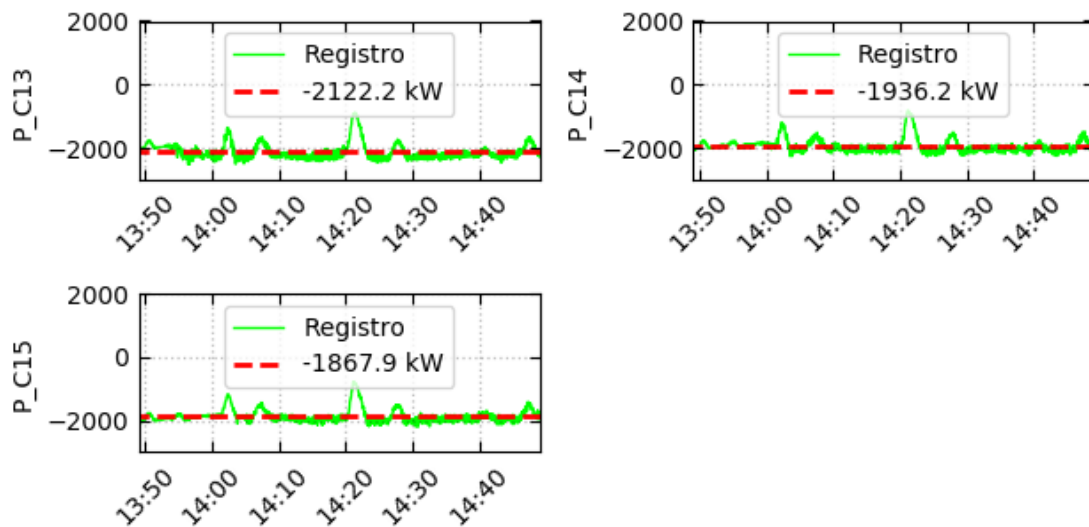


Figura 6.4 – Potencia inversores 7 al 12 – Array 1 – Mínimo técnico Carga desde ERNC



PF Andes Solar IIA BESS - Carga desde ERNC - 09/sep - Array 1



Tiempo [HH:mm]

Figura 6.5 – Potencia inversores 13 al 15 – Array 1 – Mínimo técnico Carga desde ERNC



PF Andes Solar IIA BESS - Carga desde ERNC - 09/sep - Array 2

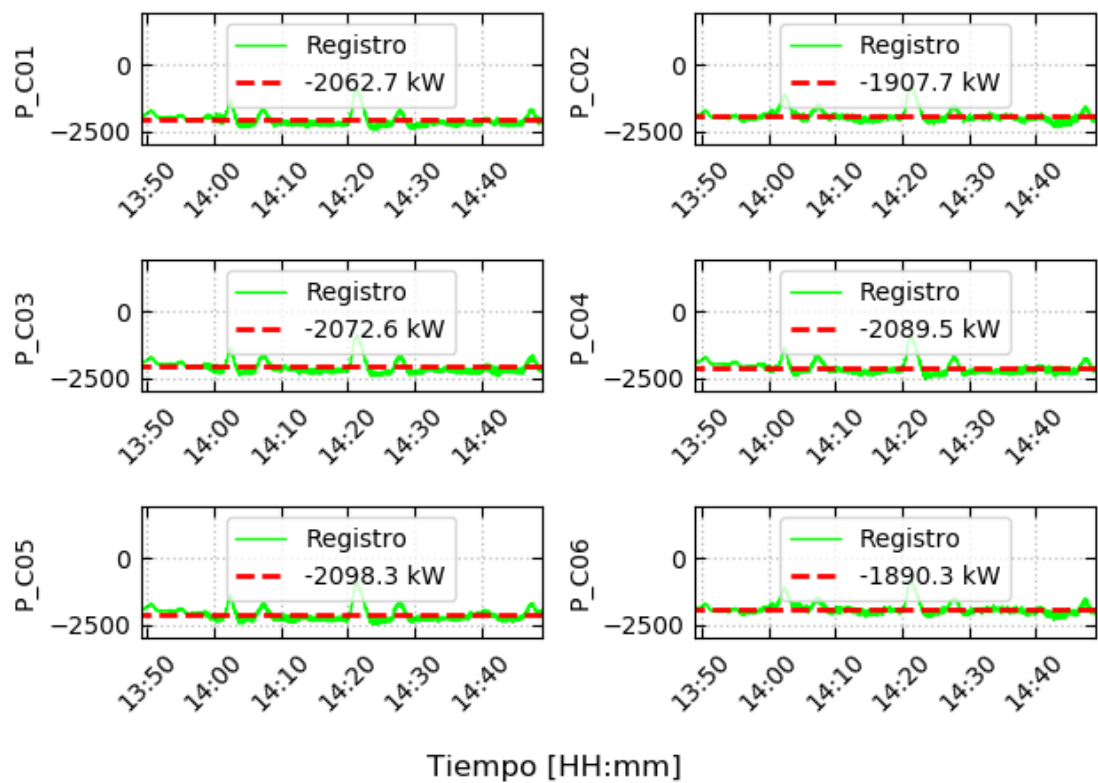


Figura 6.6 – Potencia inversores 1 al 6 – Array 2 – Mínimo técnico Carga desde ERNC



PF Andes Solar IIA BESS - Carga desde ERNC - 09/sep - Array 2

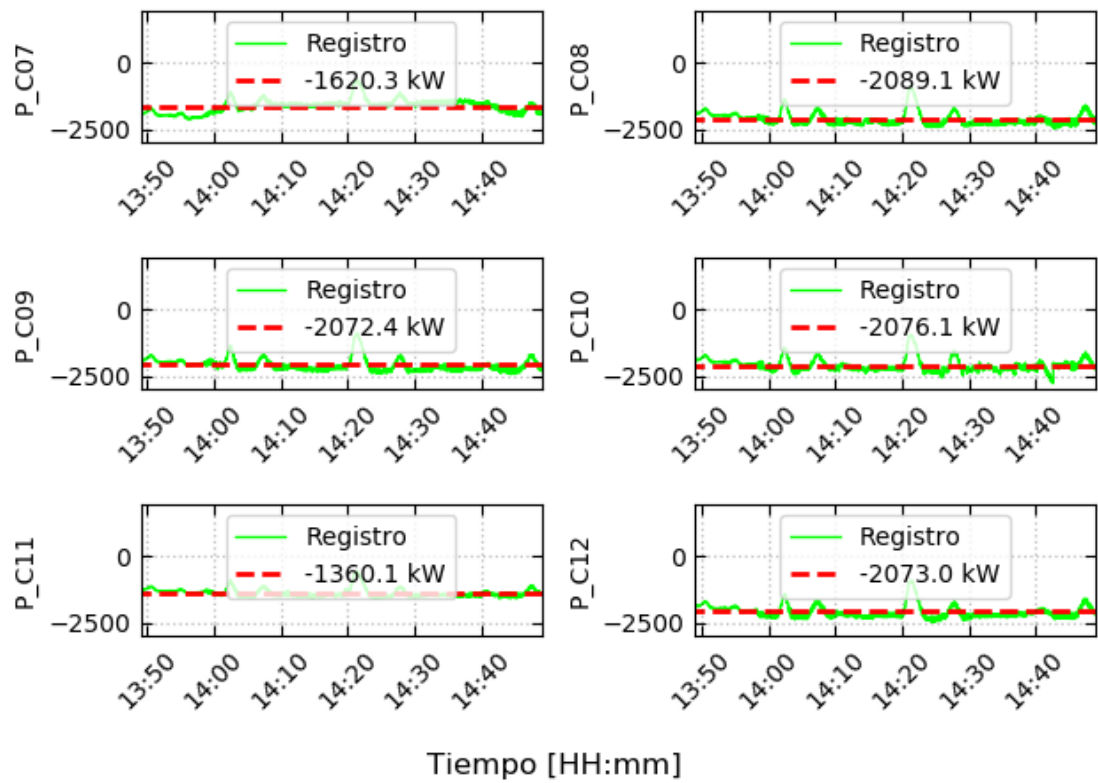
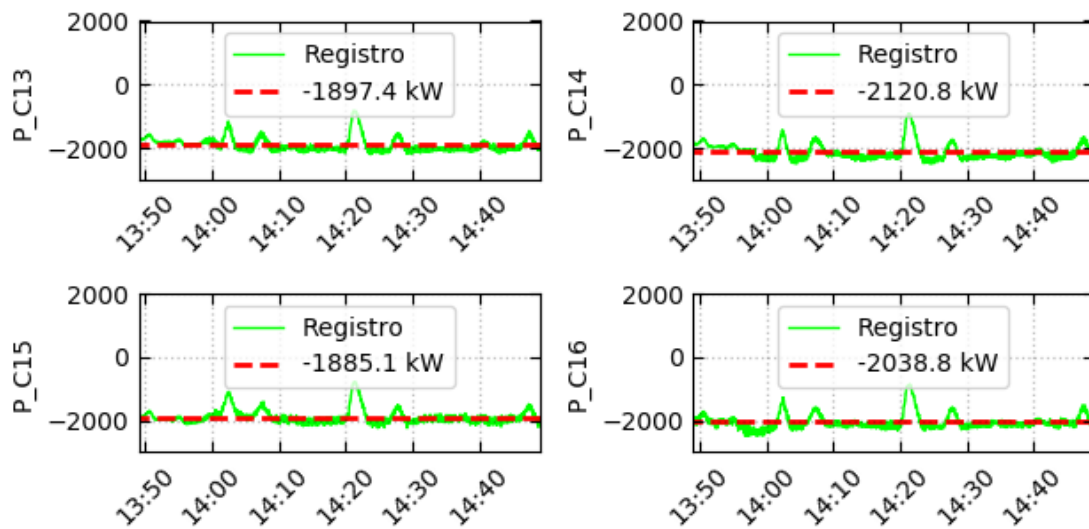


Figura 6.7 – Potencia inversores 7 al 12 – Array 2 – Mínimo técnico Carga desde ERNC



PF Andes Solar IIA BESS - Carga desde ERNC - 09/sep - Array 2



Tiempo [HH:mm]

Figura 6.8 – Potencia inversores 13 al 16 – Array 2 – Mínimo técnico Carga desde ERNC



PF Andes Solar IIA BESS - Carga desde ERNC - 09/sep - Array 1

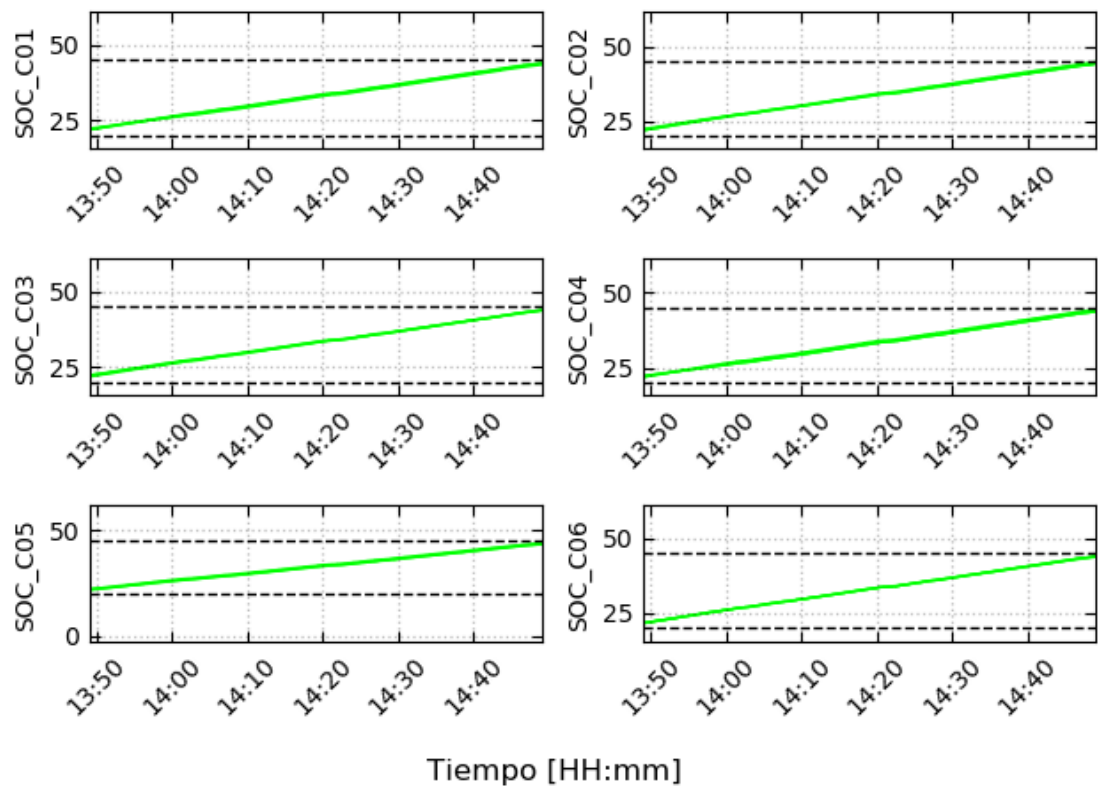


Figura 6.9 – Nivel de SOC [%] Inversores 1 al 6 – Array 1 – Mínimo técnico Carga desde ERNC



PF Andes Solar IIA BESS - Carga desde ERNC - 09/sep - Array 1

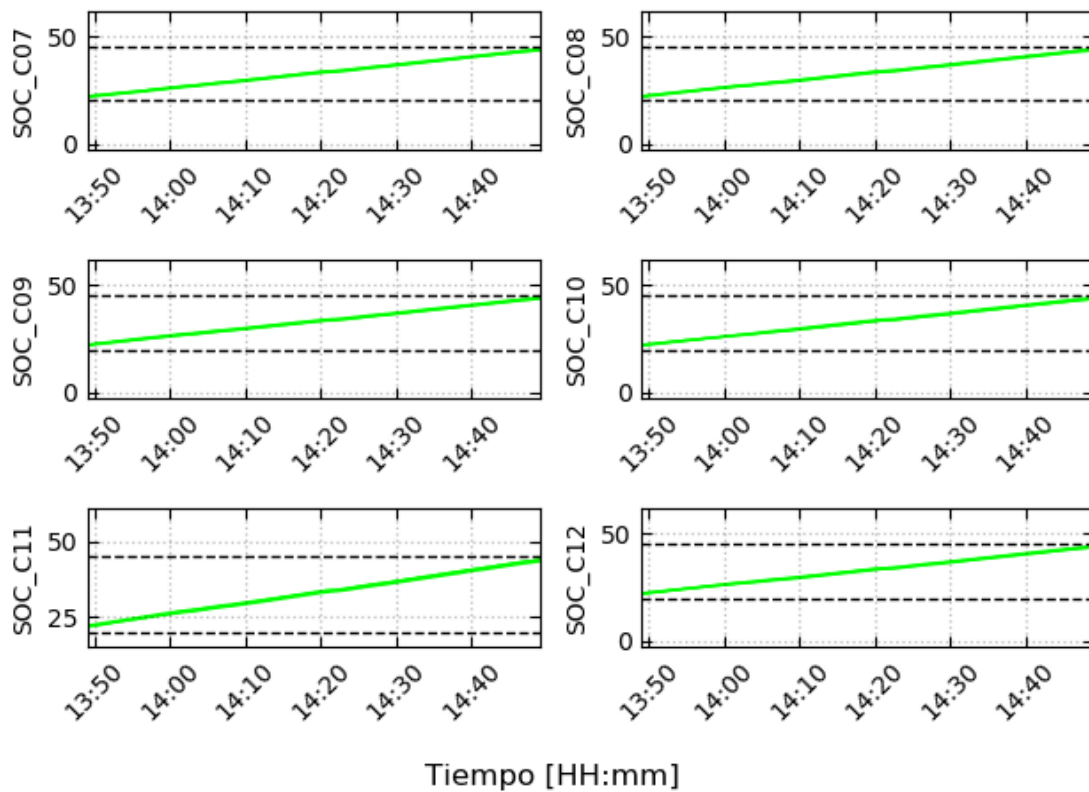
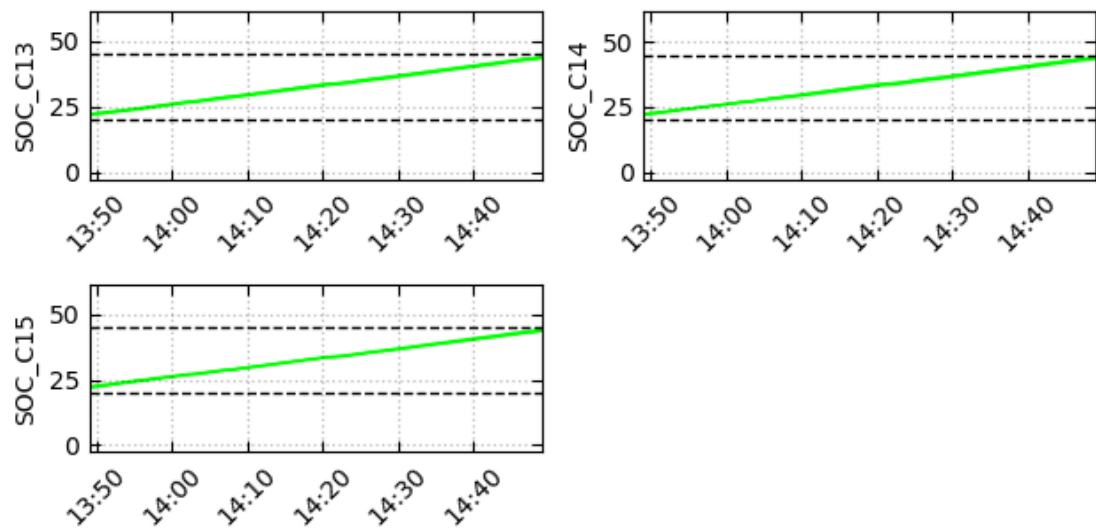


Figura 6.10 – Nivel de SOC [%] Inversores 7 al 12 – Array 1 – Mínimo técnico Carga desde ERNC



PF Andes Solar IIA BESS - Carga desde ERNC - 09/sep - Array 1



Tiempo [HH:mm]

Figura 6.11 – Nivel de SOC [%] Inversores 13 al 15 – Array 1 – Mínimo técnico Carga desde ERNC



PF Andes Solar IIA BESS - Carga desde ERNC - 09/sep - Array 2

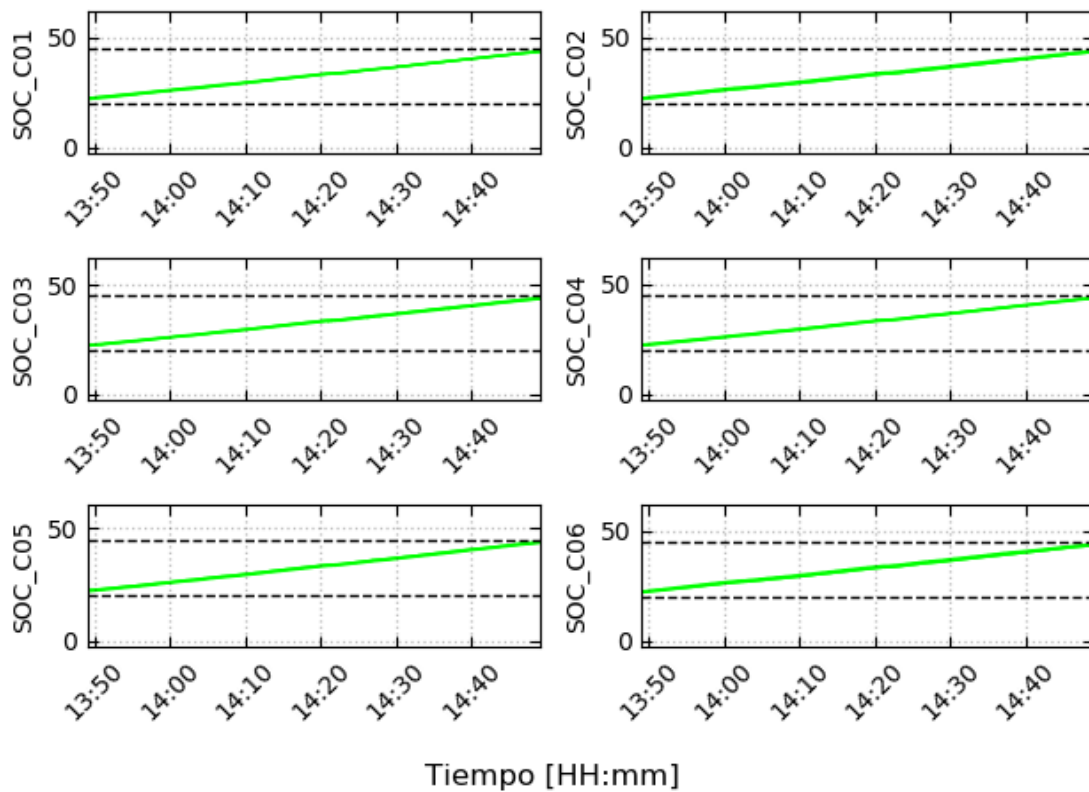


Figura 6.12 – Nivel de SOC [%] Inversores 1 al 6 – Array 2 – Mínimo técnico Carga desde ERNC



PF Andes Solar IIA BESS - Carga desde ERNC - 09/sep - Array 2

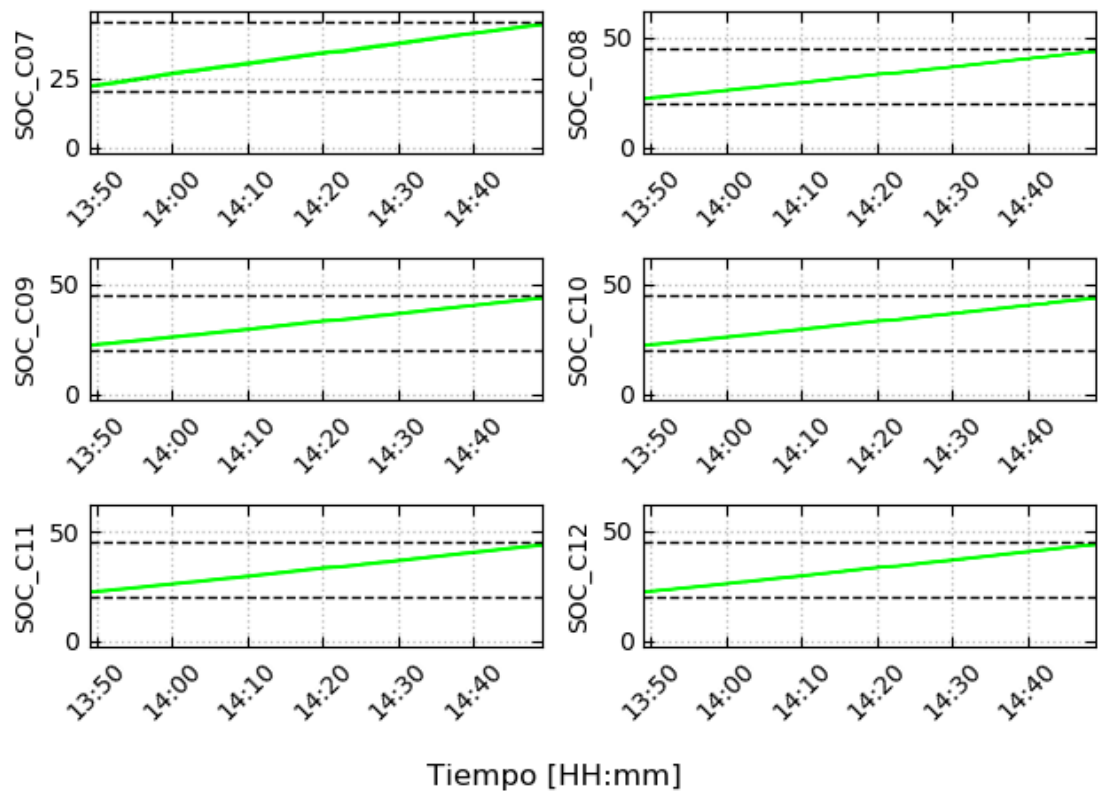


Figura 6.13 – Nivel de SOC [%] Inversores 7 al 12 – Array 2 – Mínimo técnico Carga desde ERNC

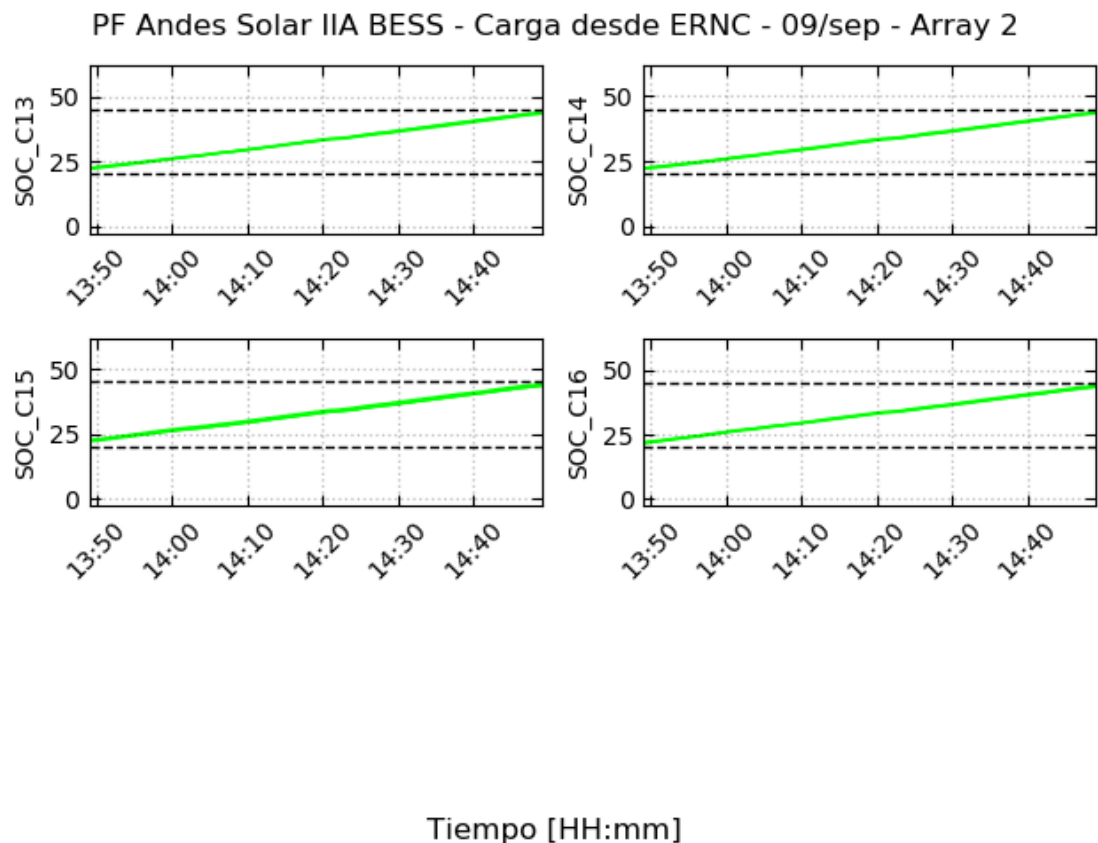


Figura 6.14 – Nivel de SOC [%] Inversores 13 al 16 – Array 2 – Mínimo técnico Carga desde ERNC

6.3 Registro de mínimo técnico

En la Figura 6.15 se observan los distintos intentos para encontrar el mínimo técnico del PF Andes Solar IIA BESS en modo descarga. Como se puede apreciar, para despachos menores a 2.2 MW, la operación del parque presenta oscilaciones en el estado de los inversores para mantenerlos encendidos.

En la Figura 6.16 se observan los distintos intentos para encontrar el mínimo técnico del PF Andes Solar IIA BESS en modo carga. Como se puede apreciar, para despachos menores a -2.99 MW, la operación del parque presenta oscilaciones en el estado de los inversores para mantenerlos encendidos

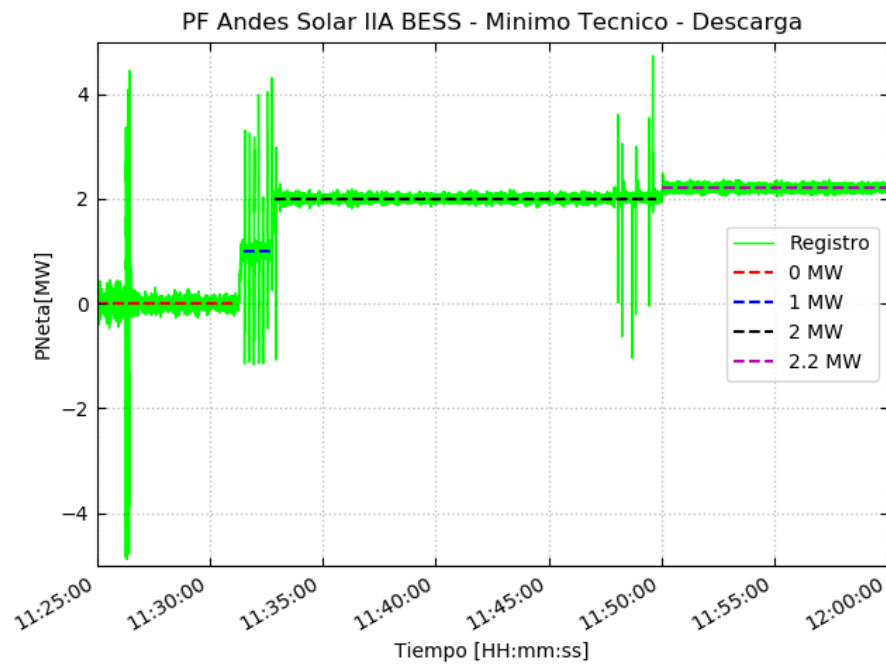


Figura 6.15 – Registro de mínimo técnico – Descarga

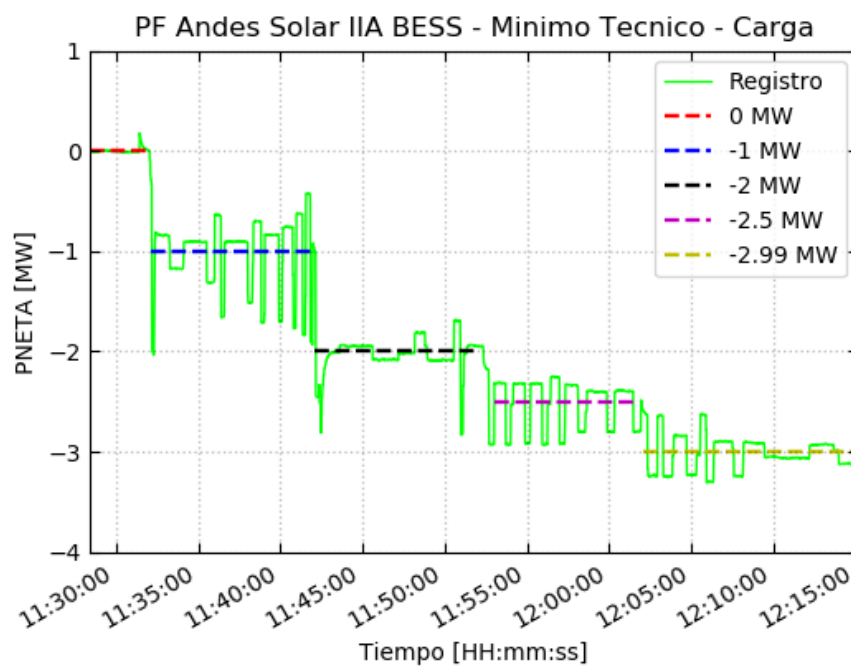


Figura 6.16 – Registro de mínimo técnico – Carga



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.