

Empresa
País
Proyecto
Descripción

AES Andes
Chile
Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB
Informe de Mínimo Técnico

 | 

CÓDIGO DE PROYECTO EE-2020-159
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2023-0732
REVISIÓN B



29 jun. 23



Este documento **EE-EN-2023-0732-RB** 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 43 páginas y ha sido guardado por última vez el 29/06/2023 por Nicolás Silva; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	9.6.2023	Para presentar	NS	AC	PR
B	29.6.2023	Se elimina leyenda en pie de página	NS	AC	PR

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



Contenido

1	Introducción.....	4
	1.1 Fecha ensayo y personal auditor	5
	1.2 Fecha ensayo y personal auditor	5
	1.3 Nomenclatura utilizada	5
2	ASPECTOS NORMATIVOS.....	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	8
	3.1 Unifilar de Planta	10
	3.2 Datos de los paneles solares	14
	3.3 Datos de los inversores	16
	3.4 Datos de los transformadores de bloque.....	19
	3.5 Datos del transformador de poder.....	20
	3.6 Datos de consumos de SSAA de planta	21
4	DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO.....	22
	4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio.....	23
	4.1.1 Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta	23
	4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares	26
	4.1.3 Potencia de Pérdidas de la Central.....	26
	4.1.4 Potencia Neta	27
	4.1.5 Potencia Bruta	27
	4.1.6 Resultados	28
	4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo.....	29
	4.2.1 Ensayos con paneles fotovoltaicos	29
	4.2.2 Ensayos con baterías	30
	4.2.3 Ensayos con paneles fotovoltaicos y baterías.....	30
	4.2.4 Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta	32
	4.2.5 Potencia de Servicios Auxiliares	36
	4.2.6 Potencia de Pérdidas de la Central.....	37
	4.2.7 Determinación Potencia Bruta	39
	4.2.8 Resultados	40
5	CONCLUSIONES.....	41
6	ANEXOS	42
	6.1 Certificado de calibración del medidor de energía.....	42



1 Introducción

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

AES Andes es propietario del **Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB** el cual se ubica en la región de Antofagasta, emplazado en la comuna homónima. Cuenta con una capacidad instalada en DC de 180 MWp provenientes de paneles fotovoltaicos, además de 560 MWh en baterías (112 MW durante 5 horas). En tanto, la potencia instalada del parque en AC es de 121.9 MVA, distribuida en 46 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 23 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. Adicionalmente, el parque cuenta con 3 equipos STATCOM marca GPTech modelo SVC3MWD3-V690 de 4.2 MVA de capacidad nominal y 690 V de tensión nominal, para compensación de reactivos, cada uno con un transformador de bloque de relación 0.69 kV / 34.5 kV ($\pm 2.5 \times 5\%$) y 4.2 MVA de potencia aparente nominal.

La red colectora de media tensión está constituida por 5 alimentadores, en 3 de ellos se conectan 6 centros de transformación, en otro se conectan 5 centros de transformación y en el restante los 3 equipos STATCOM.

El parque se vincula al SEN mediante un transformador de poder de relación 33 kV / 33 kV / 220 kV ($\pm 10 \times 1.25\%$) y de capacidad 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.

En lo que refiere a la operación conjunta, el Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB cuenta con un sistema de control marca GPTech que permite el control de variables eléctricas en su punto de



interconexión con el sistema (POI). La medición de las variables eléctricas necesarias para el control es llevada a cabo en el lado de 220 kV del transformador principal.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Fernando Montecinos	12 y 13 de mayo 2023

1.2 Fecha ensayo y personal auditor

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

Tabla 1.1 – Equipos utilizados

Además de lo mostrado en la Tabla 1.1, se cuenta con datos complementarios del sistema controlador de planta adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 1 segundo para todas las mediciones de inversores, POI y 10 minutos en el caso de las variables meteorológicas.

1.3 Nomenclatura utilizada

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

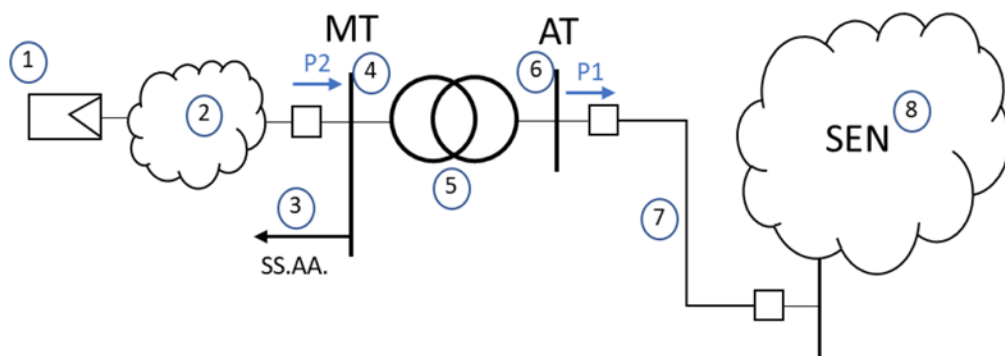


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque solar

- 1) **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.



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

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

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



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 Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB, 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.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

AES Andes es propietario del **Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB** el cual se ubica en la región de Antofagasta, emplazado en la comuna homónima. Cuenta con una capacidad instalada en DC de 180 MWp provenientes de paneles fotovoltaicos, además de 560 MWh en baterías (112 MW durante 5 horas). En tanto, la potencia instalada del parque en AC es de 121.9 MVA, distribuida en 46 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 23 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. Adicionalmente, el parque cuenta con 3 equipos STATCOM marca GPTech modelo SVC3MWD3-V690 de 4.2 MVA de capacidad nominal y 690 V de tensión nominal, para compensación de reactivos, cada uno con un transformador de bloque de relación 0.69 kV / 34.5 kV ($\pm 2.5 \times 5\%$) y 4.2 MVA de potencia aparente nominal.

. La red colectora está compuesta por cinco (5) circuitos colectores en MT, donde la disposición de los Centros de Transformación dentro de dichos circuitos es la siguiente:

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

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.



En lo que refiere a la operación conjunta, el Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB cuenta con un sistema de control marca GPTech que permite el control de variables eléctricas en su punto de interconexión con el sistema (POI). La medición de las variables eléctricas necesarias para el control es llevada a cabo en el lado de 220 kV del transformador principal.



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.

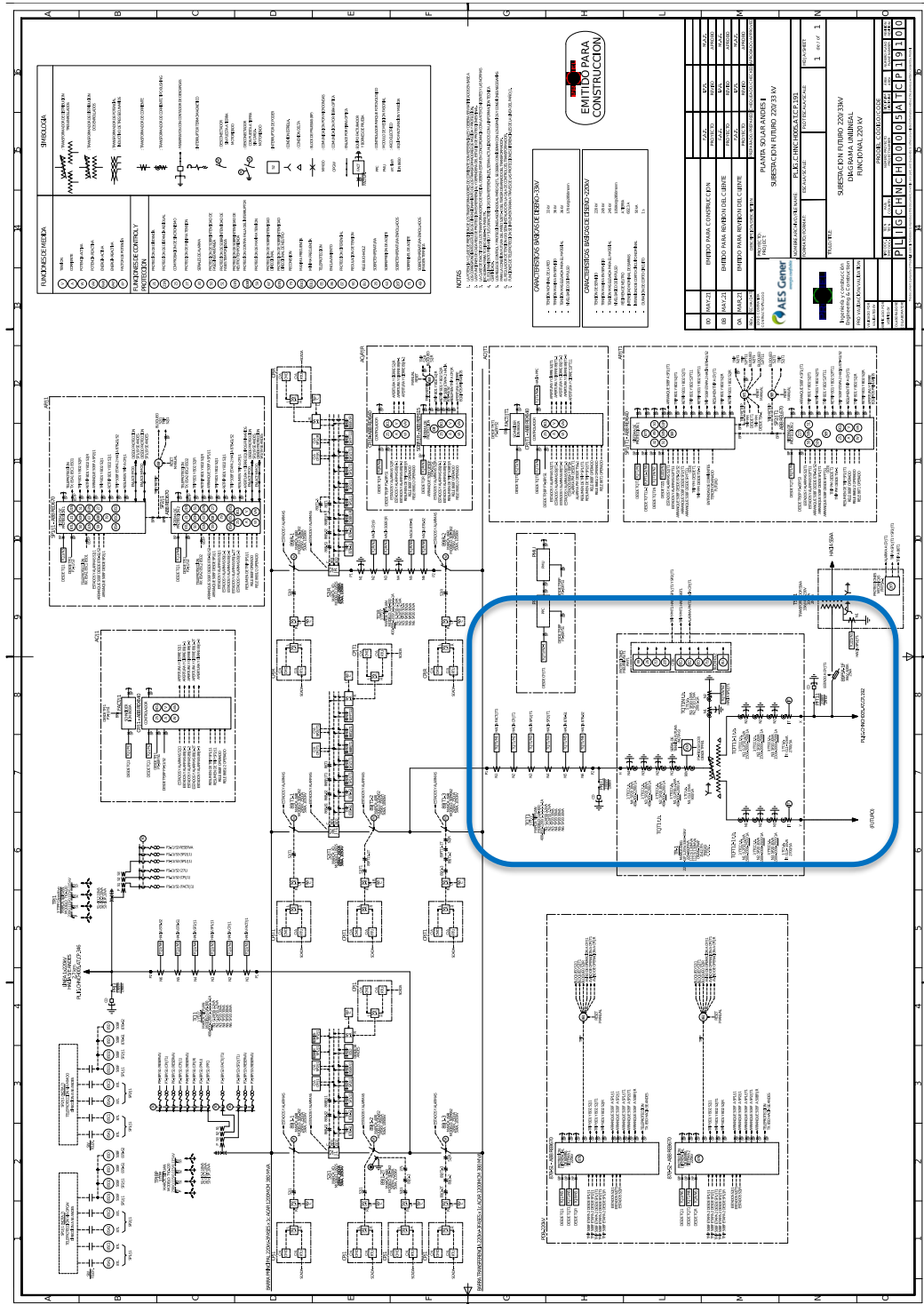


Figura 3.1 – Diagrama unifilar de S/E Futuro



En la Figura 3.2 se muestra la barra principal de 33 kV del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB, se observa la acometida de los 5 alimentadores del parque.

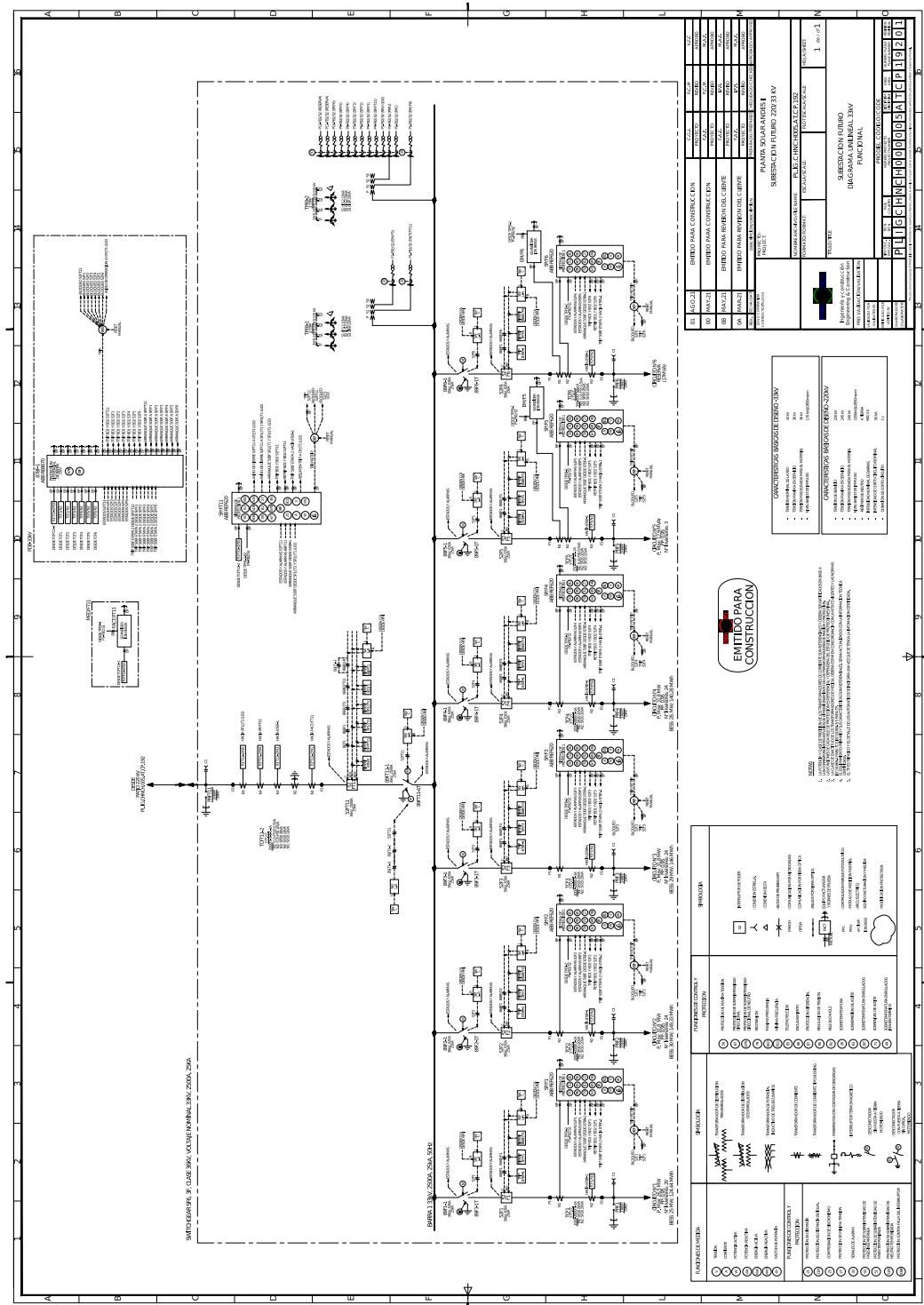


Figura 3.2 – Diagrama unilineal barra principal de 33 kV Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB



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

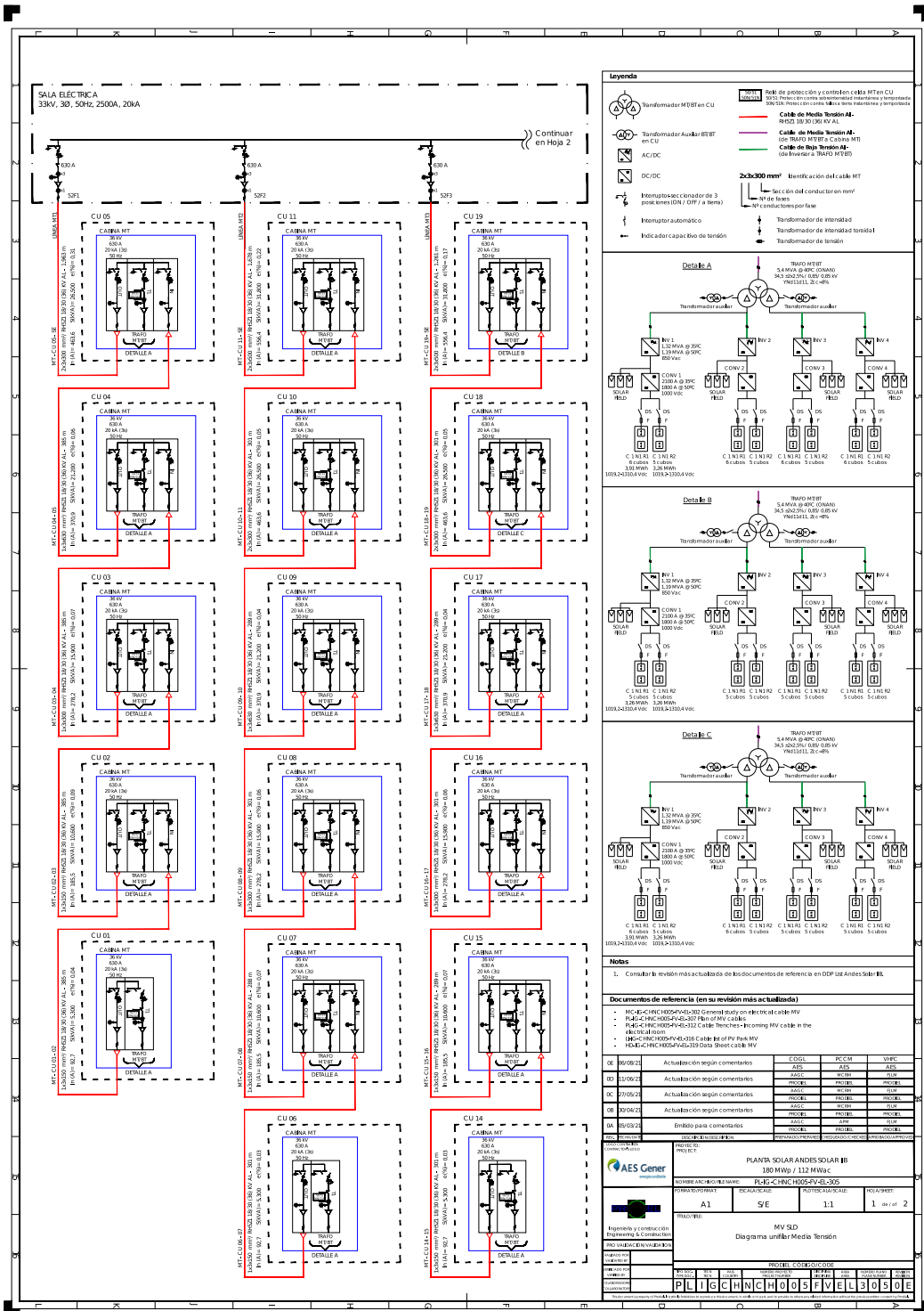


Figura 3.3– Diagrama unilínea circuito colector 1, 2 y 3

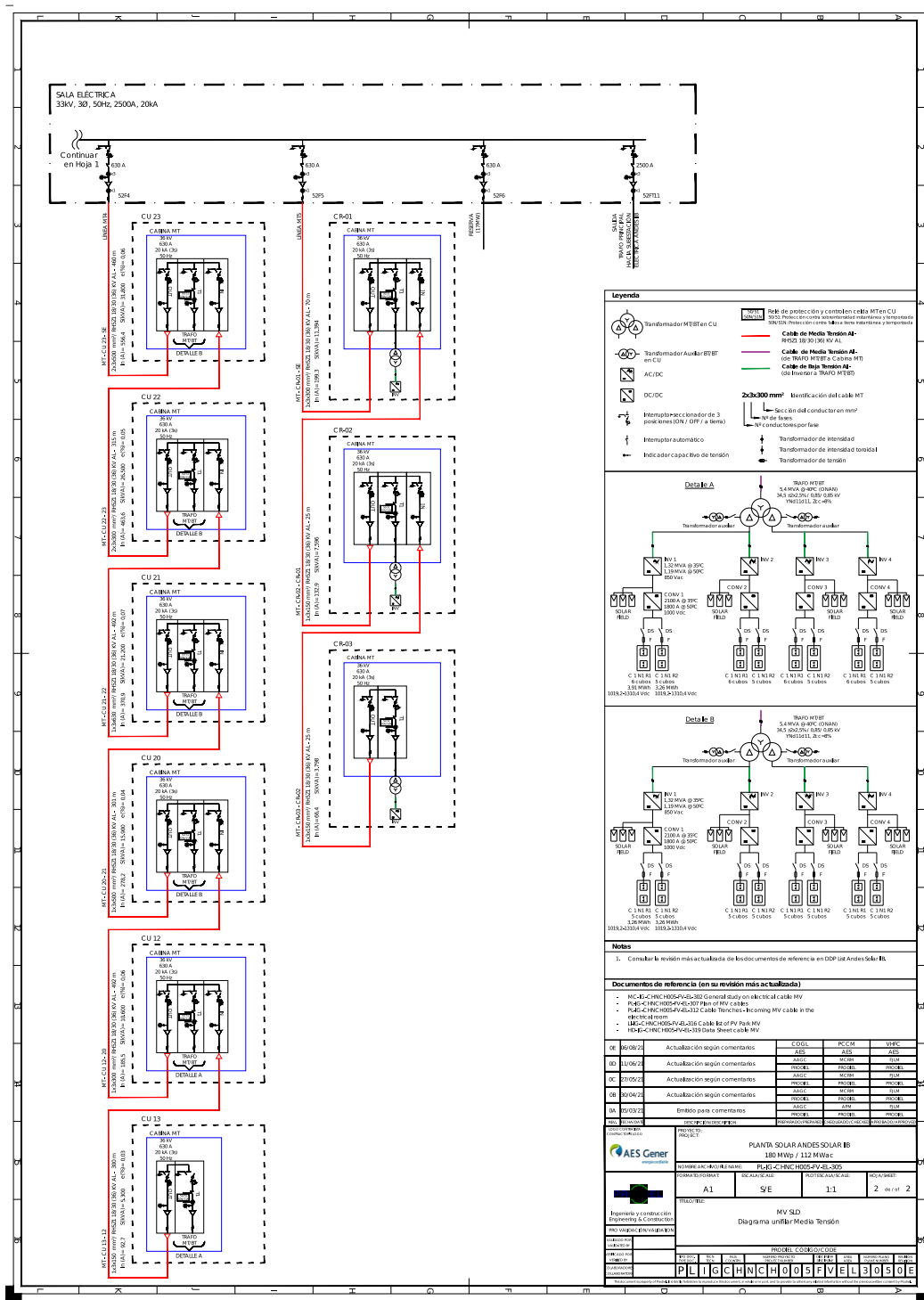


Figura 3.4 – Diagrama unilineal circuito colector 4 y 5



3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB son marca AstroTiwns, modelos CHSM72M(DG)/F-BH bifacial de 530Wp y 535Wp. Sus principales características se presentan en la Figura 3.5.

ELECTRICAL SPECIFICATIONS										
Power rating (front)	520 Wp		525 Wp		530 Wp		535 Wp		540 Wp	
Testing Condition	Front	Back	Front	Back	Front	Back	Front	Back	Front	Back
STC rated output (P_{mpc}/Wp)*	520	364	525	368	530	371	535	375	540	378
Rated voltage (V_{mpc}/V) at STC	41.26	41.31	41.43	41.48	41.60	41.65	41.76	41.81	41.93	41.98
Rated current (I_{mpc}/A) at STC	12.60	8.82	12.67	8.87	12.74	8.92	12.81	8.97	12.88	9.01
Open circuit voltage (V_{oc}/V) at STC	49.10	49.05	49.30	49.25	49.50	49.45	49.70	49.65	49.90	49.85
Short circuit current (I_{sc}/A) at STC	13.32	9.22	13.40	9.27	13.48	9.33	13.57	9.39	13.66	9.45
Module efficiency	20.3%	14.2%	20.5%	14.4%	20.7%	14.5%	20.9%	14.7%	21.1%	14.8%
Temperature coefficient (P_{mpc})					- 0.350%/°C					
Temperature coefficient (I_{sc})					+0.045%/°C					
Temperature coefficient (V_{oc})					- 0.270%/°C					
Nominal module operating temperature (NMOT)					45±2°C					
Maximum system voltage (IEC/UL)					1500V _{DC}					
Number of diodes					3					
Junction box IP rating					IP 68					
Maximum series fuse rating					30 A					

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

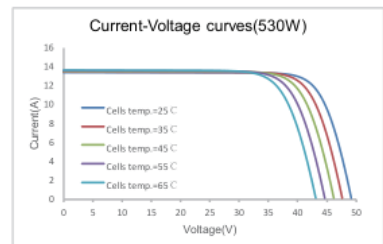
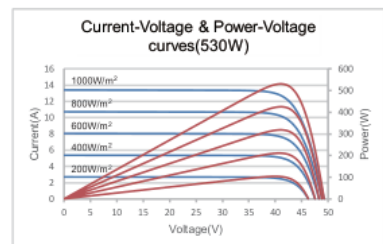
ELECTRICAL SPECIFICATIONS (Integrated power)					
P_{mpc} gain	P_{mpc}	V_{mpc}	I_{mpc}	V_{oc}	I_{sc}
5%	557 Wp	41.60 V	13.38 A	49.50 V	14.16 A
10%	583 Wp	41.60 V	14.02 A	49.50 V	14.83 A
15%	610 Wp	41.61V	14.65 A	49.51 V	15.50 A
20%	636 Wp	41.61 V	15.29 A	49.51 V	16.18 A
25%	663 Wp	41.61 V	15.92 A	49.52 V	16.85 A

Electrical characteristics with different rear power gain (reference to 530W)

MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Outer dimensions (L x W x H)	2256 x 1133 x 35 mm
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Glass thickness	2.0 mm
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 300 mm Landscape: 1400 mm
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
¹⁾ Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Connector type (IEC/UL)	MC4 compatible

¹⁾ Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5*Maximum Mechanical Design Load.

CURVE



PACKING SPECIFICATIONS

¹⁾ Weight (module only)	32.3 kg
²⁾ Packing unit	31 pcs / box
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	1040 kg
Number of modules per 40'HQ container	620 pcs

¹⁾ Tolerance +/- 1.0kg
²⁾ Subject to sales contract

Figura 3.5 – Datos de paneles AstroTiwns modelo CHSM72M(DG)/F-BH



Se presenta en la Figura 3.6 el número y distribución de módulos solares en el Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB. Se destaca un total de 323.960 paneles distribuidos en 11.570 de 28 paneles cada uno.

Bloque	Tipo de panel	Potencia módulos	Cantidad	Potencia DC [MWp]
1	CHSM72M(DG)/F-BH	530	229152	121.45
2	CHSM72M(DG)/F-BH	535	94808	50.72
		Total	323960	172.17

Figura 3.6 - Distribución de paneles solares



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB está constituido por 46 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 3.7 y Figura 3.8.

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 3.7 – 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 3.8 – Datos nominales del inversor GPTech MP2M2.3WF3-3L-V850, 2 de 2



La curva de capacidad de los inversores se presenta en la Figura 3.9.

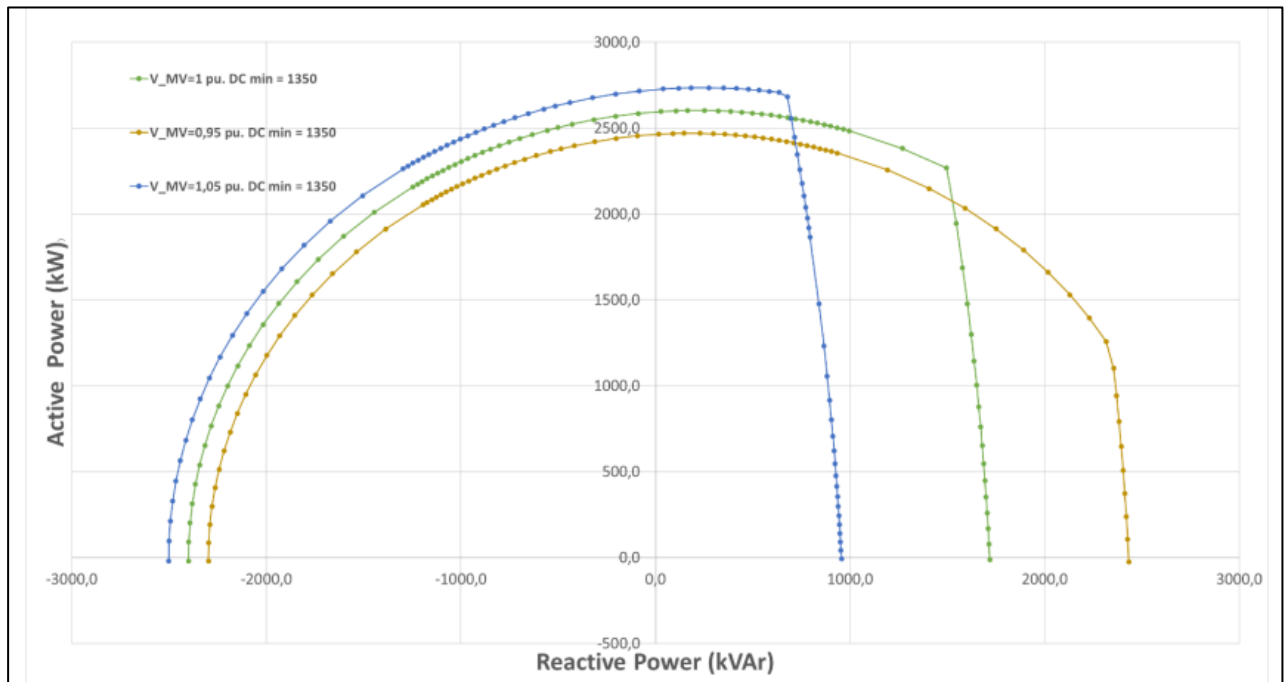


Figura 3.9 – Curva de capacidad del inversor GPTech MP2M2.3WF3-3L-V850

Las FAT del archivo “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 46 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 3.10 – 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 3.11 – Consumo auxiliar Inversor GPTech en standby



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB cuenta con veintitrés (23) transformadores de bloque de 5.4 MVA de potencia aparente nominal cada uno. Posee dos devanados de baja tensión que permite la interconexión de dos inversores en 850 V y un devanado de media tensión que permite la inyección de potencia en la red de 34.5 kV. Los transformadores cuentan con cambiador de tomas el cual no puede ser operado bajo carga.

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

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

Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque



3.5 Datos del transformador de poder

El Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB 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:

Parámetro	Valor devanado 1	Valor devanado 2
Potencia Nominal	112.5/130 MVA	112.5/130 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220.0 kV	220.0 kV
Tensión nominal lado LV	33.0 kV	33.0 kV
Grupo de conexión	YNd1	YNd1
Impedancia	11.94 %	12.00 %
Pérdidas en carga	713 kW	
Pérdidas en vacío	93 kW	
Posiciones de TAP	$\pm 10 \times 1.25 \%$	

Tabla 3.2 – Datos transformadores de poder



3.6 Datos de consumos de SSAA de planta

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

Se ha registrado el consumo de los servicios auxiliares de la central a través del analizador de red asociado al transformador de los servicios. Se presenta en la Figura 3.12 el consumo de las tres fases, totalizando **11.2 kW** en esta materia.



Figura 3.12 – Medición Consumos SSAA



4 DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO

El Mínimo Técnico corresponde al menor valor de potencia activa bruta que el parque es capaz de mantener de manera estable.

Tal como se ha mencionado en el capítulo 2 se determina el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo** y el **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio**.

Para cada una de las pruebas de Mínimo Técnico realizadas, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

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



4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio

El día 12 de mayo de 2023 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio. Para lograr esta condición, se da orden de detención a todos los inversores del parque a excepción del inversor CU23_1. En esta condición los circuitos colectores y los transformadores de bloque se mantienen energizados.

En la Figura 4.1 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando únicamente el inversor CU23_1 en servicio.

Como escenario de operación inicial se cuenta con los 46 inversores del parque operativos, luego se da orden de detención a todos los inversores, a excepción del equipo CU23_1. A continuación, se procede a consignarle, a través del PPC, un valor de potencia activa de 0 MW sobre el POI, ubicado en el JT1 de la S/E Futuro 220 kV.

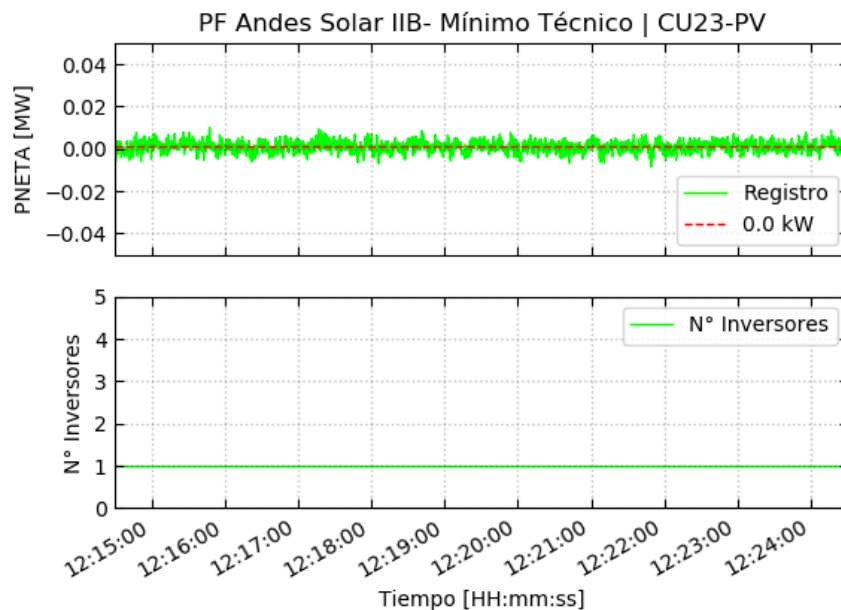


Figura 4.1 – Mínimo Técnico – Potencia neta JT1

4.1.1 Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta

Para poder determinar la potencia bruta es necesario calcular el valor de potencia de pérdidas totales del parque. La potencia de pérdidas totales considera las pérdidas en el transformador principal de la central, las pérdidas en red colectora de media tensión en la condición de ensayo y la potencia asociadas a consumos de servicios auxiliares.

$$P_{bruta} = P_{neta,med} + L_{Totales}$$

El valor de **Potencia de Pérdidas totales** debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- P_{SSAA} : Potencia de Servicios Auxiliares
- $P_{Perd,tr_{ppal}}$: Pérdidas en el transformador principal
- $P_{Perd,redMT}$: Pérdidas en red colectora de media tensión

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{Perd,tr_{ppal}} + P_{Perd,redMT}$$

Para determinar el valor pérdidas asociada a cada elemento (P_{SSAA} , $P_{Perd,tr_{ppal}}$ y $P_{Perd,redMT}$), y de esta manera obtener el valor de potencia bruta del parque, se realizan simulaciones de flujos de potencias sobre el modelo completo del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB desarrollado en DigSilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.2. El mismo contempla las pérdidas en la red, se le agrega las pérdidas en los transformadores de cada inversor y el consumo registrado de los servicios auxiliares de planta.

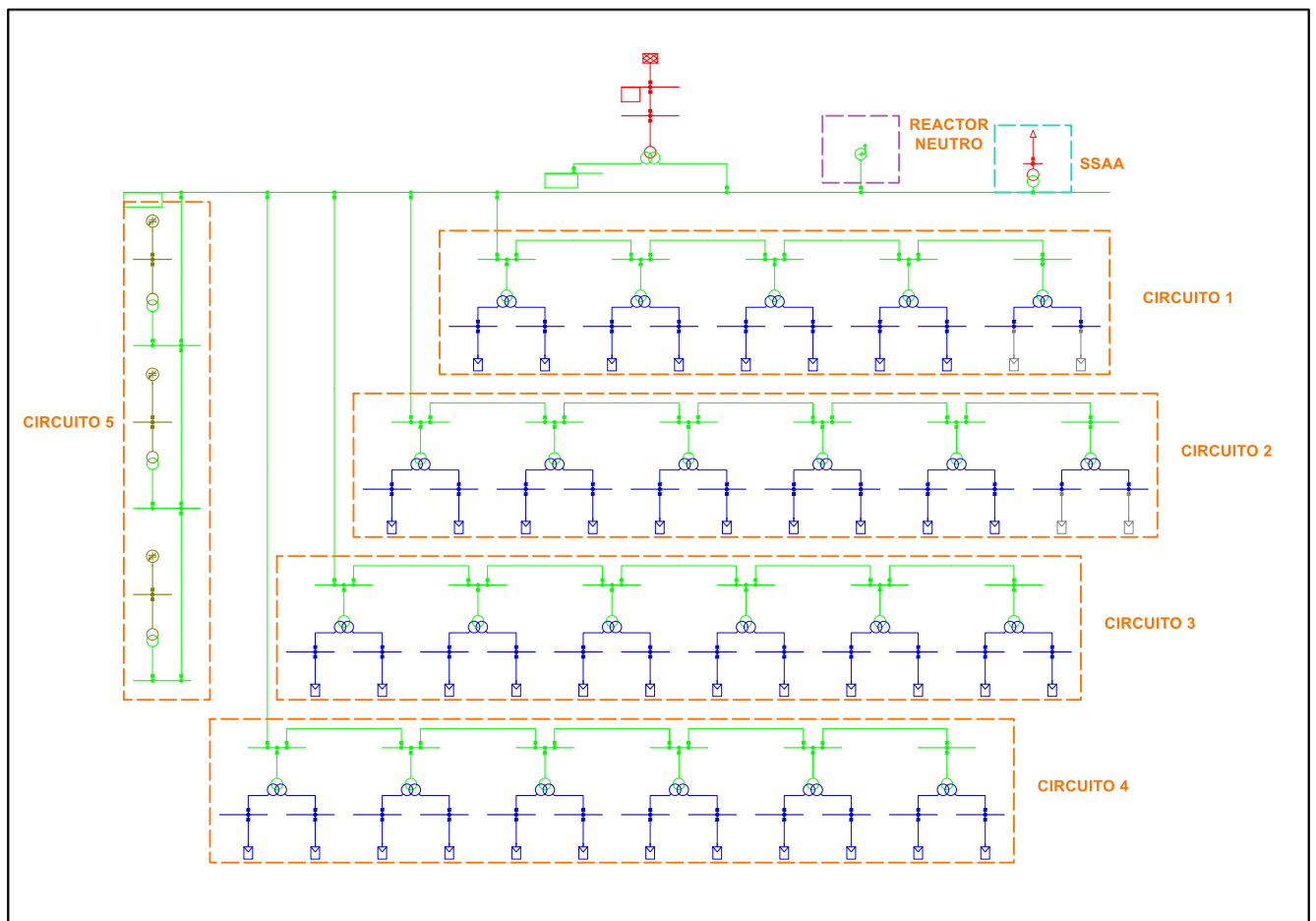


Figura 4.2 – Modelo desarrollado en DigSilent



En base a lo presentado en el capítulo 3.6, se ha registrado un consumo de servicios auxiliares de 11.2 kW, por lo que para las simulaciones se consideró que el parque alimenta una carga de SSAA de este monto.

Para realizar esta simulación se debe hallar la potencia generada por el inversor CU23_1, y para esto se procede a despacharlo de modo de conseguir la potencia neta registrada en el punto de interconexión, es decir, los 0 MW.

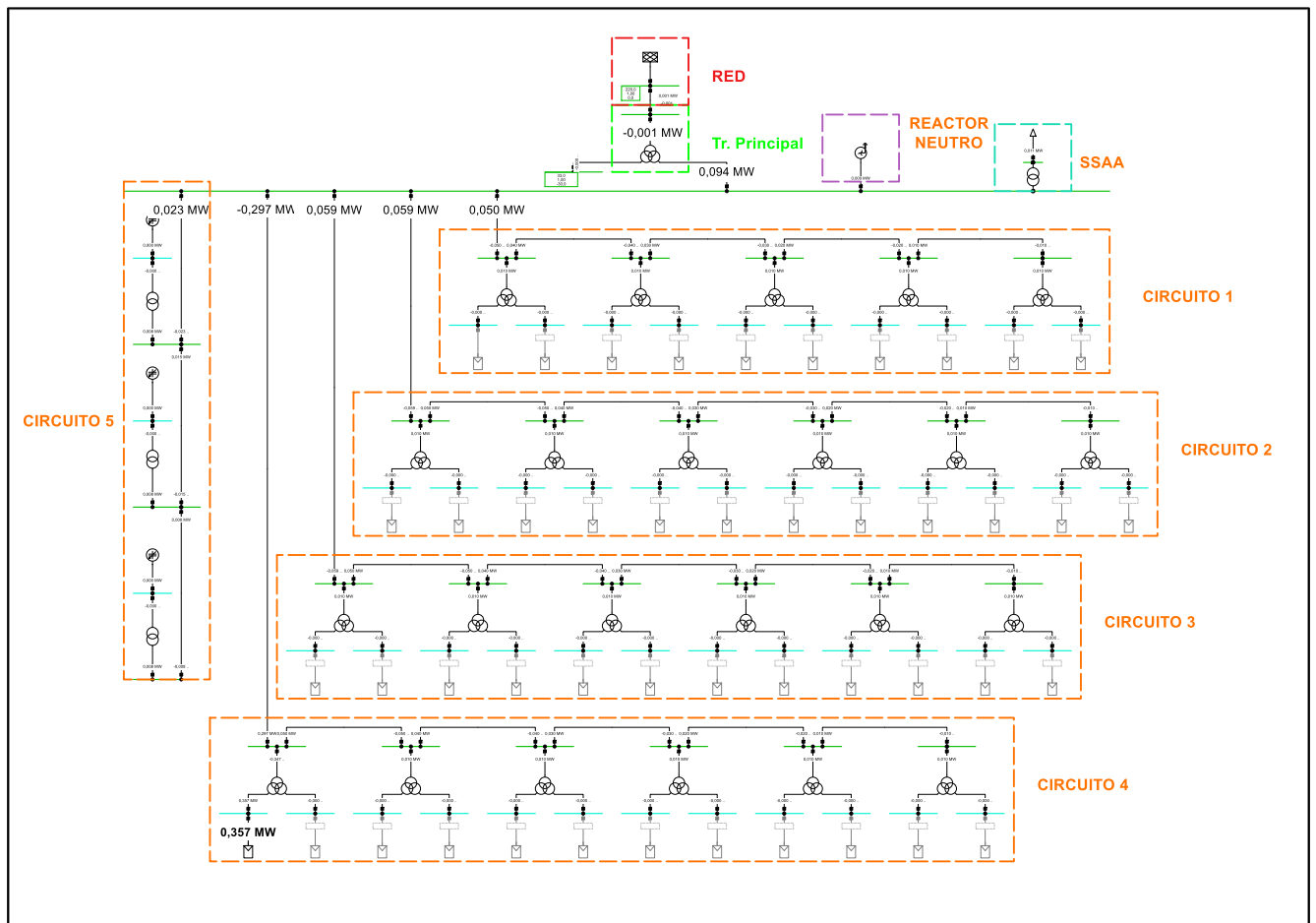


Figura 4.3 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, considerando el resto de los inversores fuera de servicio y manteniendo los transformadores de bloque y red colectora energizados, se obtiene que la potencia de despacho para el inversor CU23_1 es:

$$P_{INV} = 0.357 \text{ MW}$$



4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios del inversor en operación en kW y el consumo de potencia a través del transformador de servicios auxiliares de la planta.

Según se observa en la Figura 3.10, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 3.75 kW y, según la Figura 3.11, se estima en 0.55 kW para los inversores en *standby*. Adicionalmente, en base a lo presentado en la Figura 3.12, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 11.2 kW.

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

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV_{en\ servicio} \times Consumos_{en\ servicio} + N^{\circ} INV_{standby} \times Consumos_{standby} + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 1 \times 3.75\ kW + 45 \times 0.55\ kW + 11.2\ kW = 39.7\ kW$$

4.1.3 Potencia de Pérdidas de la Central

La Potencia de 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.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Mínimo Técnico, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia en el inversor CU23-1 y la **Potencia Neta Medida** (P_{neta} , ver Figura 4.1).

Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 11.2 kW.

La expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas en la central** se presenta a continuación.

$$P_{perd,central} = PINV - P_{tr,SSAA} - N^{\circ} INV_{standby} \times Consumos_{standby} - P_{neta,med}$$

$$P_{perd,central} = 0.357\ MW - 11.2\ kW - 45 \times 0.55\ kW - 0.0\ MW = 321.1\ kW$$

El valor de **Potencia de Pérdidas en la central** debe ser desglosado en los siguientes elementos:



- Pérdidas en el transformador principal ($P_{Perd, tr_{ppal}}$)
- Pérdidas en red colectora de media tensión ($P_{Perd, redMT}$)

En la Tabla 3.2 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y deben ser determinadas en la condición particular de carga particular del ensayo. La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{Perd, tr_{ppal}} = Pérdidas_{carga} + Pérdidas_{vacío}$$

Las pérdidas en carga en este escenario se pueden aproximar a 0.0 kW, ya que el nivel de carga del transformador principal es menor a 1%. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{Perd, tr_{ppal}} = 0.0 \text{ kW} + 93 \text{ kW} = 93 \text{ kW}$$

En tanto, el valor de pérdidas en la red colectora queda determinado por la siguiente ecuación.

$$P_{Perd, redMT} = P_{Perd, central} - P_{Perd, tr_{ppal}}$$

$$P_{Perd, redMT} = 321.1 \text{ kW} - 93 \text{ kW} = 228.1 \text{ kW}$$

4.1.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 220 kV en el paño JT1 de la S/E Futuro. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 0 MW, considerando la operación de un único inversor.

$$P_{neta} = 0.0 \text{ kW}$$

4.1.5 Potencia Bruta

Finalmente, se calcula la potencia bruta en base a la formula:

$$P_{bruta} = P_{neta, med} + L_{Totales}$$



$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{Perd, tr_{ppal}} + P_{Perd, redMT}$$

Es decir:

$$L_{Totales} = 39.7 \text{ kW} + 93 \text{ kW} + 228.1 \text{ kW} = 360.8 \text{ kW}$$

$$P_{bruta} = 0,0 \text{ kW} + 360.8 \text{ kW} = 360.8 \text{ kW}$$

4.1.6 Resultados

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

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-B	360.8	39.7	321.1 ¹	0.0

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Inversor CU23-1 – Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB

¹ Desglosado en 93 kW de pérdidas en el transformador principal y 228.1 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

A continuación, se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando el parque considerando la totalidad del número de inversores en servicio en cada configuración. Para lograr esta condición se debe buscar el valor mínimo de potencia que permite la operación estable y segura del parque con la totalidad de inversores en servicio.

Los días 12 y 13 de mayo se realizaron los ensayos de Mínimo Técnico considerando la totalidad del número de inversores en servicio en cada configuración. Se presentan las mediciones de la potencia neta, inyectada en el lado de 220 kV del transformador principal del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB.

Se presentan en los siguientes subcapítulos los resultados obtenidos para cada ensayo: Sólo paneles fotovoltaicos, sólo baterías y operación mixta, es decir, con paneles fotovoltaicos mientras se cargan las baterías.

4.2.1 Ensayos con paneles fotovoltaicos

La Figura 4.4 se muestra el registro de potencia neta de salida del transformador principal medida en el paño JT1 de la S/E Futuro 220 kV. Además, se incorpora la cantidad de inversores en servicio al momento de realizar las pruebas.

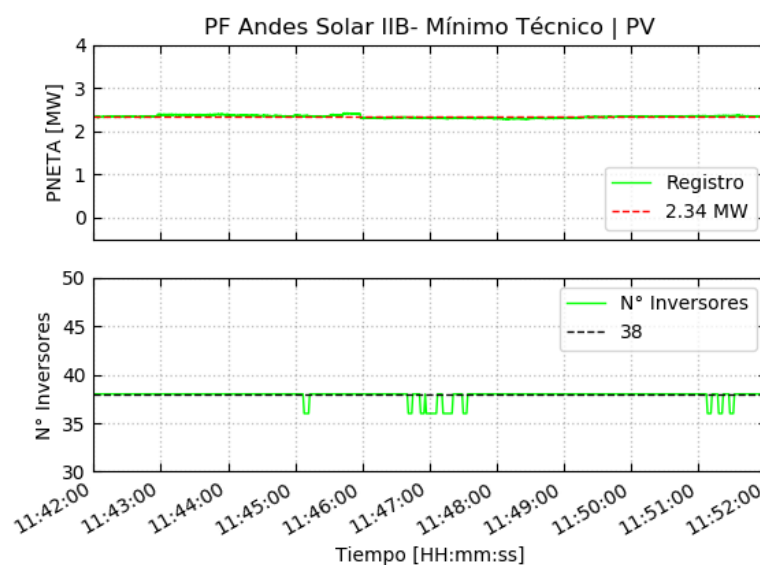




Figura 4.4 – Potencia Máxima – Potencia neta JT1

4.2.2 Ensayos con baterías

La Figura 4.5 se muestra el registro de potencia neta de salida del transformador medida en el paño JT1 de la S/E Futuro 220 kV.

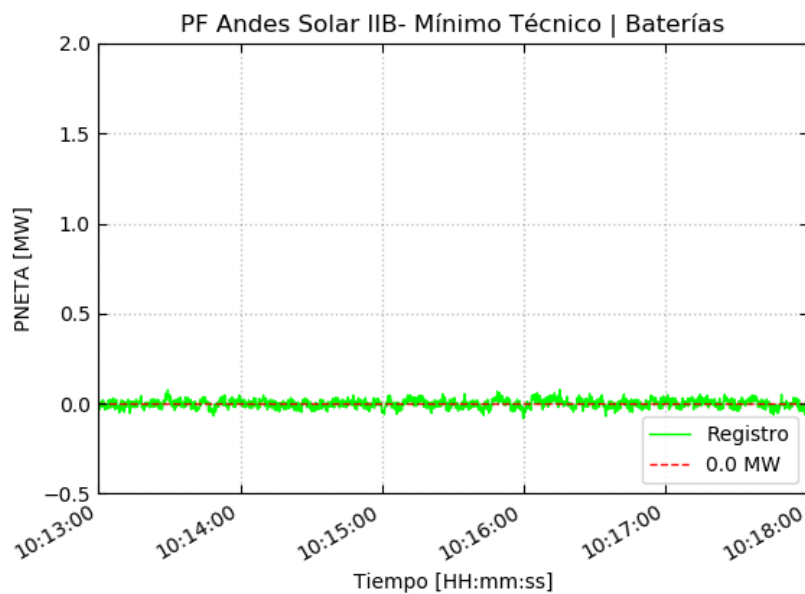


Figura 4.5 – Potencia Máxima – Potencia neta JT1

4.2.3 Ensayos con paneles fotovoltaicos y baterías

La Figura 4.6 se muestra el registro de potencia neta de salida del transformador medida en el paño JT1 de la S/E Futuro 220 kV. Además, se incorpora la cantidad de inversores en servicio al momento de realizar las pruebas.

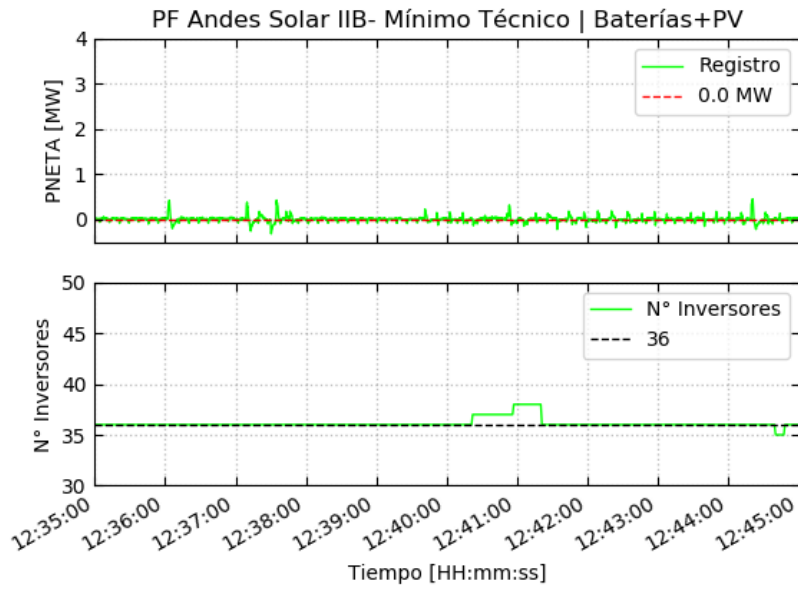


Figura 4.6 – Potencia Máxima – Potencia neta JT1



4.2.4 Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta

Para poder determinar la potencia bruta es necesario calcular el valor de potencia de pérdidas totales del parque. La potencia de pérdidas totales considera las pérdidas en carga en el transformador principal de la central, las pérdidas en red colectora de media tensión en la condición de ensayo y la potencia asociadas a consumos de servicios auxiliares.

$$P_{bruta} = P_{neta,med} + L_{Totales}$$

El valor de **Potencia de Pérdidas totales** debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- P_{SSAA} : Potencia de Servicios Auxiliares
- $P_{Perd,tr_{ppal}}$: Pérdidas en el transformador principal
- $P_{Perd,redMT}$: Pérdidas en red colectora de media tensión

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{Perd,tr_{ppal}} + P_{Perd,redMT}$$

Para determinar el valor pérdidas asociada a cada elemento (P_{SSAA} , $P_{Perd,tr_{ppal}}$ y $P_{Perd,redMT}$), y de esta manera obtener el valor de potencia bruta del parque, se realizan simulaciones de flujos de potencias sobre el modelo completo del Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB desarrollado en DigSilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.2. El mismo contempla las pérdidas en la red, se le agrega las pérdidas en los transformadores de cada inversor y el consumo registrado de los servicios auxiliares de planta.

El objetivo de simular el flujo de potencia es calcular la inyección de cada inversor (P_{INV}) necesaria para igualar la potencia neta medida en POI durante el día de ensayos.

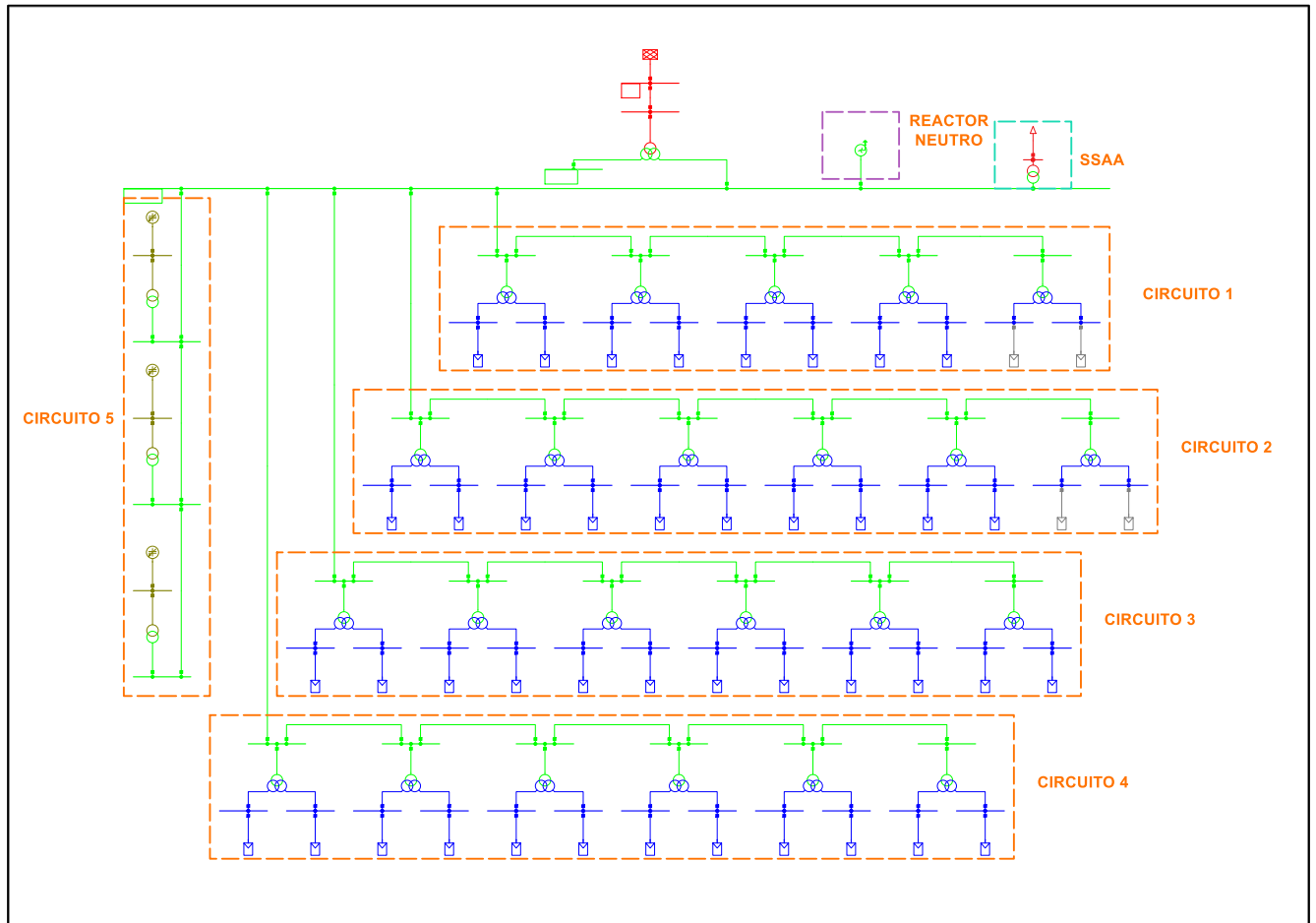


Figura 4.7 – Modelo desarrollado en DigSilent

En base a lo presentado en el capítulo 3.6, se ha registrado un consumo de servicios auxiliares de 11.2 kW, por lo que para las simulaciones se consideró que el parque alimenta una carga de SSAA de este monto.

Para realizar esta simulación se debe hallar la potencia generada por cada inversor, y para esto se procede a despacharlos a todos equitativamente de modo de conseguir la potencia neta registrada en el punto de interconexión.



4.2.4.1 Ensayos con paneles fotovoltaicos

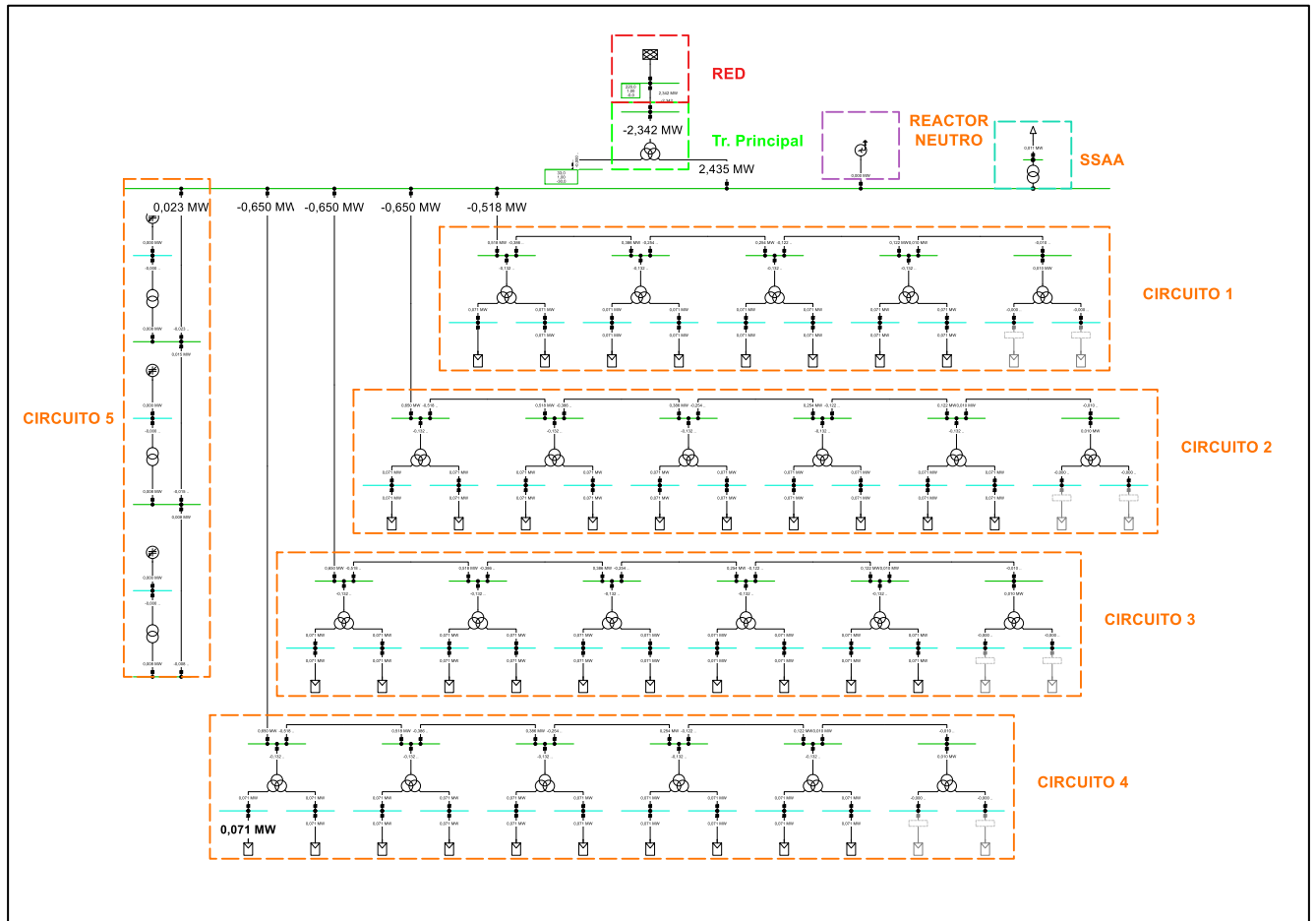


Figura 4.8 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho para cada inversor es de 0.071MW. Considerando los 38 inversores en servicio durante las pruebas (Ver Figura 4.4), se puede determinar la potencia total de despacho de los inversores:

$$P_{Total,INV,PV} = 38 \times 0.071 \text{ MW} = 2.7 \text{ MW}$$



4.2.4.2 Ensayos con baterías

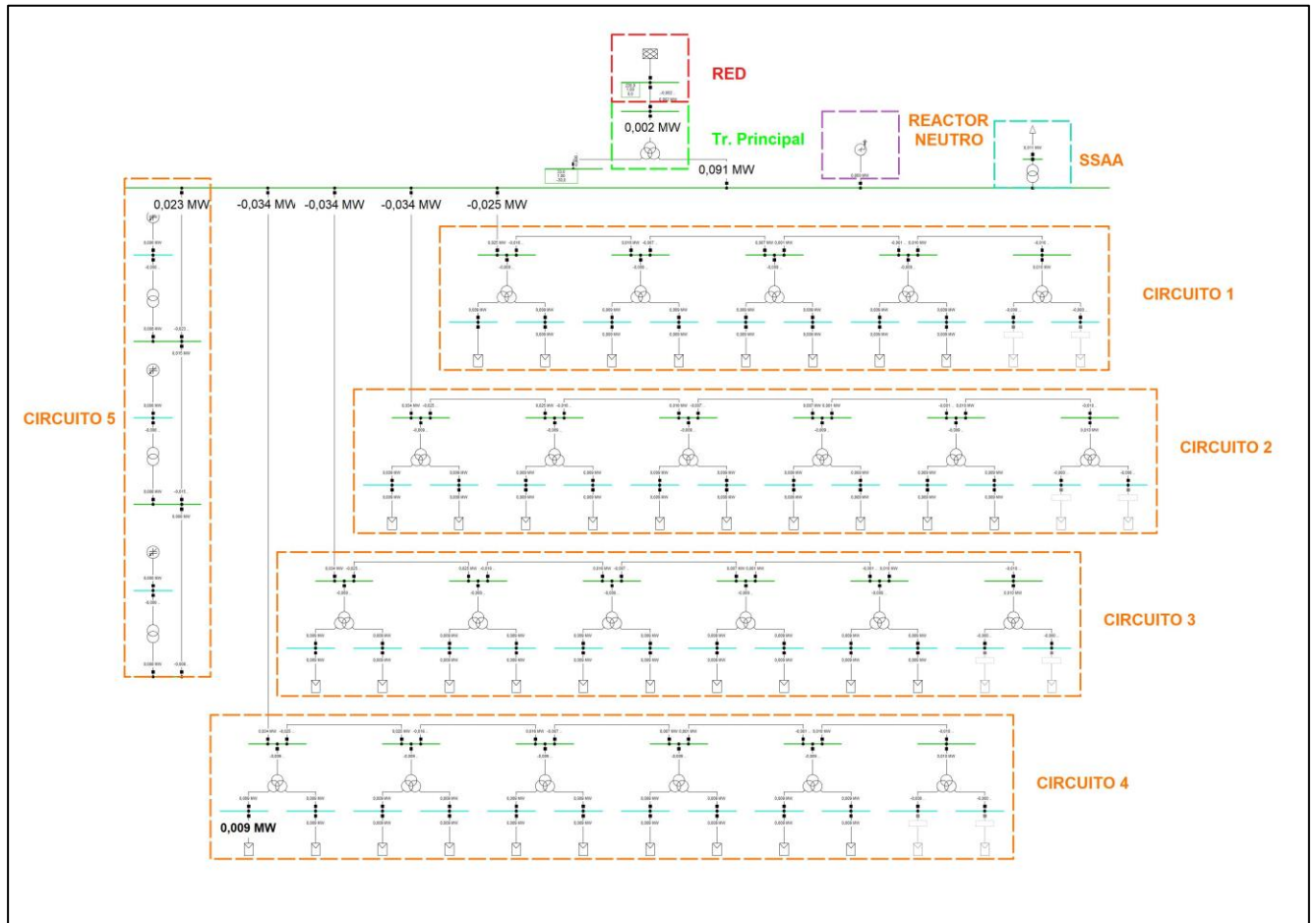


Figura 4.9 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho para cada inversor es de 0.0093 MW. Considerando los 38 inversores en servicio durante las pruebas, se puede determinar la potencia total de despacho de los inversores:

$$P_{Total,INV,BESS} = 38 \times 0.0093 \text{ MW} = 0.353 \text{ MW}$$



4.2.4.3 Ensayos con baterías y paneles fotovoltaicos

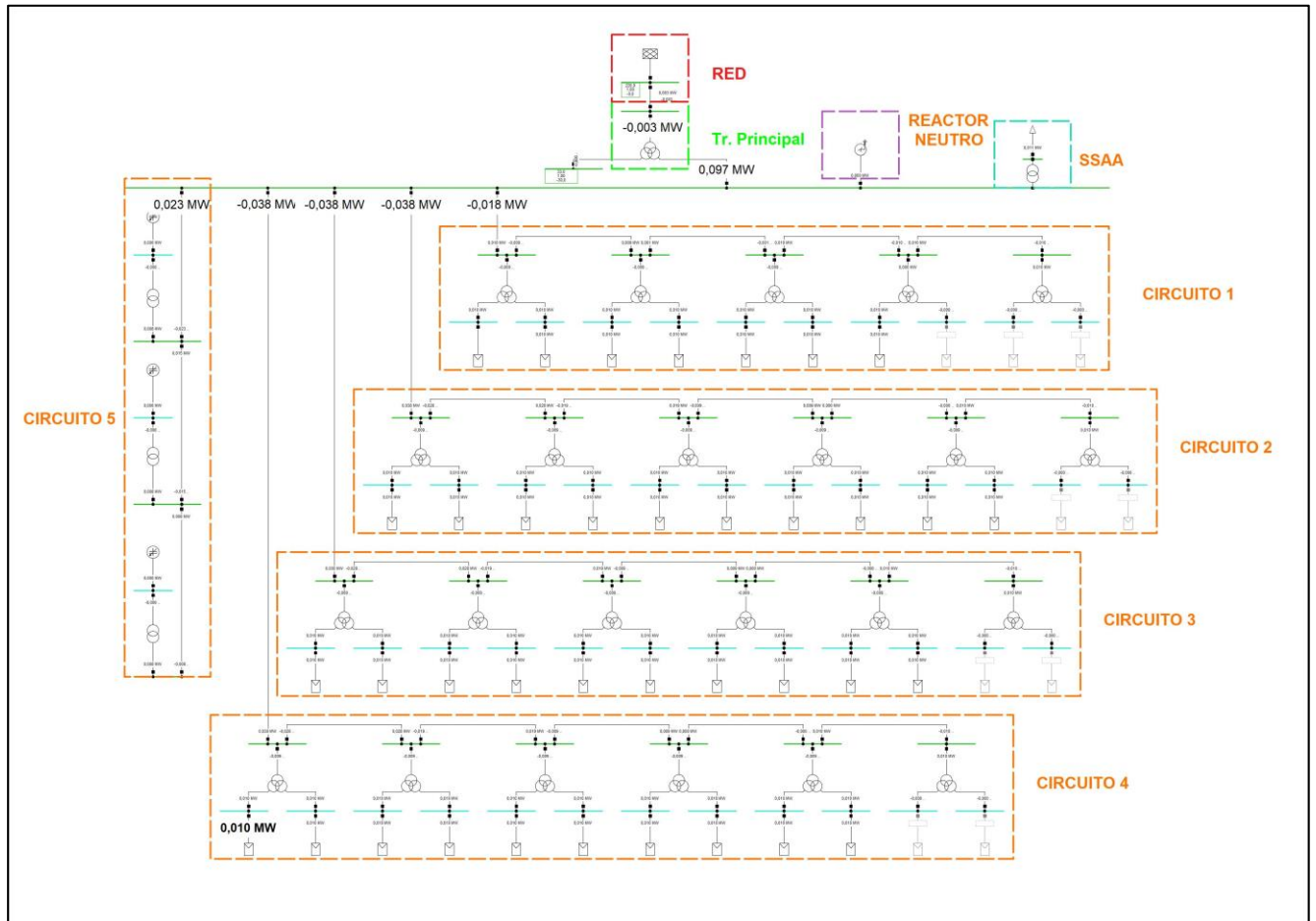


Figura 4.10 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho para cada inversor es de 0.01 MW. Considerando los 36 inversores en servicio durante las pruebas (Ver Figura 4.6), se puede determinar la potencia total de despacho de los inversores:

$$P_{Total,INV,BESS} = 36 \times 0.01 \text{ MW} = 0.36 \text{ MW}$$

4.2.5 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios del inversor en operación en kW y el consumo de potencia a través del transformador de servicios auxiliares de la planta.

Según se observa en la Figura 3.10, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 3.75 kW y, según la Figura 3.11, se estima en 0.55 kW para los inversores en *standby*. Adicionalmente, en



base a lo presentado en la Figura 3.12, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 11.2 kW.

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

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV_{en\ servicio} \times Consumos_{en\ servicio} + N^{\circ} INV_{standby} \times Consumos_{standby} + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA,PV} = 38 \times 3.75 \text{ kW} + 8 \times 0.55 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 158.1 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA,BESS} = 38 \times 3.75 \text{ kW} + 8 \times 0.55 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 158.1 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA,BESS+PV} = 36 \times 3.75 \text{ kW} + 10 \times 0.55 \text{ kW} + 11.2 \text{ kW} = 151.7 \text{ kW}$$

4.2.6 Potencia de Pérdidas de la Central

La Potencia de 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.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Mínimo Técnico, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia de los inversores P_{INV} y la **Potencia Neta Medida** para cada ensayo.

Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 11.2 kW.

La expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas en la central**, para cada ensayo, se presenta a continuación.

$$P_{perd,central} = P_{INV} - P_{tr,SSAA} - N^{\circ} INV_{standby} \times Consumos_{standby} - P_{neta,med}$$

$$P_{perd,central,PV} = 2.7 \text{ MW} - 11.2 \text{ kW} - 8 \times 0.55 \text{ kW} - 2.34 \text{ MW} = 344.4 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central,BESS} = 0.353 \text{ MW} - 11.2 \text{ kW} - 8 \times 0.55 \text{ kW} - 0.0 \text{ MW} = 337.4 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central,BESS+PV} = 0.36 \text{ MW} - 11.2 \text{ kW} - 10 \times 0.55 \text{ kW} - 0.0 \text{ MW} = 343.3 \text{ kW}$$



El valor de **Potencia de Pérdidas en la central** debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en el transformador principal ($P_{Perd, tr_{ppal}}$)
- Pérdidas en red colectora de media tensión ($P_{Perd, redMT}$)

En la Tabla 3.2 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y deben ser determinadas en la condición particular de carga particular del ensayo. La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{Perd, tr_{ppal}} = Pérdidas_{carga} + Pérdidas_{vacío}$$

Las pérdidas en carga en este escenario se pueden aproximar a 0.0 kW, ya que el nivel de carga del transformador principal es menor a 1%. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{Perd, tr_{ppal}} = 0.0 \text{ kW} + 93 \text{ kW} = 93 \text{ kW}$$

En tanto, el valor de pérdidas en la red colectora queda determinado por la siguiente ecuación.

$$P_{Perd, redMT} = P_{Perd, central} - P_{Perd, tr_{ppal}}$$

$$P_{Perd, redMT, PV} = 344.4 \text{ kW} - 93 \text{ kW} = 251.4 \text{ kW}$$

$$P_{Perd, redMT, BESS} = 337.4 \text{ kW} - 93 \text{ kW} = 244.4 \text{ kW}$$

$$P_{Perd, redMT, BESS+PV} = 343.3 \text{ kW} - 93 \text{ kW} = 250.3 \text{ kW}$$



4.2.7 Determinación Potencia Bruta

A partir de los valores de pérdidas determinados en los capítulos anteriores se puede determinar la potencia de pérdidas totales con la siguiente ecuación:

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{Perd, tr_{ppal}} + P_{Perd, redMT}$$

$$L_{Totales, PV} = 158.1 \text{ kW} + 93 \text{ kW} + 251.4 \text{ kW} = 502.5 \text{ kW}$$

$$L_{Totales, BESS} = 158.1 \text{ kW} + 93 \text{ kW} + 244.4 \text{ kW} = 495.5 \text{ kW}$$

$$L_{Totales, BESS+PV} = 151.7 \text{ kW} + 93 \text{ kW} + 250.3 \text{ kW} = 495 \text{ MW}$$

Con este valor de pérdidas totales y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta, med, i}$), se puede determinar la potencia bruta el parque:

$$P_{bruta} = P_{neta, med} + L_{Totales}$$

$$P_{bruta, PV} = 2.34 \text{ MW} + 0.5025 \text{ MW} = 2.8425 \text{ MW}$$

$$P_{bruta, BESS} = 0.0 \text{ MW} + 0.4955 \text{ MW} = 0.4955 \text{ MW}$$

$$P_{bruta, BESS+PV} = 0.0 \text{ MW} + 0.495 \text{ MW} = 0.495 \text{ MW}$$



4.2.8 Resultados

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

Parque Fotovoltaico	Configuración	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-B	PV	2.8425	158.1	344.4	2.34
	BESS	0.4955	158.1	337.4	0.0
	BESS+PV	0.495	151.7	343.3	0.0

Tabla 4.3 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB



5 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado el Mínimo Técnico para tres configuraciones operativas del parque. Sin embargo, se ha ensayado cada configuración con el número de inversores disponibles en operación sin lograr la operación completa del parque en ningún escenario.

Se demuestra que, en condiciones de generación primaria basada exclusivamente en paneles fotovoltaicos, la central posee una potencia bruta mínima de 2.84 MW resultando en una inyección de 2.34 MW en el POI correspondiente al paño JT1 de S/E Futuro 220kV.

Por otro lado, se demuestra que bajo condiciones de ensayo en que se involucren las baterías en la generación (lado de corriente continua), la central es capaz de mantener una inyección de 0 MW en el POI correspondiente al paño JT1 de S/E Futuro 220kV.

La Tabla 5.1 resume los resultados obtenidos mientras que la Tabla 5.2 presenta el desglose de las pérdidas de la central en cada caso.

Parque Fotovoltaico	Configuración	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Andes Solar II-B	PV	2.8425	158.1	344.4	2.34
	BESS	0.4955	158.1	337.4	0.0
	BESS+PV	0.495	151.7	343.3	0.0

Tabla 5.1 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Andes Solar IIB

Pérdidas en la central [kW]	Pérdidas Tr. Principal [kW]	Pérdidas red colectora [kW]
344.4	93	251.4
337.4	93	244.4
343.3	93	250.3

Tabla 5.2 – Potencia Máxima – Desglose de pérdidas



6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración del medidor de energía

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

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

Nombre Inspector: Leiss, Jorge
Firma:





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.