

**Empresa:** Enel Green Power

**País:** Chile

**Proyecto:** Parque Fotovoltaico Finis Terrae

**Descripción:** Informe de Potencia Máxima

**Código de Proyecto:** EE-2020-051

**Código de Informe:** EE-EN-2023-0468

**Revisión:** A



**05 de mayo de 2023**



Este documento EE-EN-2023-0468-RA fue preparado para Enel Green Power por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

**Ing. Claudio Celman**

Coordinador Dpto. Ensayos

[claudio.celman@estudios-electricos.com](mailto:claudio.celman@estudios-electricos.com)

**Ing. Andrés Capalbo**

Coordinador Dpto. Ensayos

[andres.capalbo@estudios-electricos.com](mailto:andres.capalbo@estudios-electricos.com)

**Ing. Pablo Rifrani**

Gerente Dpto. Ensayos

[pablo.rifrani@estudios-electricos.com](mailto:pablo.rifrani@estudios-electricos.com)

[www.estudios-electricos.com](http://www.estudios-electricos.com)

Este documento contiene 62 páginas y ha sido guardado por última vez el 05/05/2023 por Federico García, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	05/05/2023	Para presentar.	FG	AC	PR

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



## Índice

1	INTRODUCCIÓN .....	4
1.1	Medidores utilizados .....	7
1.2	Nomenclatura y observaciones generales .....	7
2	ASPECTOS NORMATIVOS .....	9
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE .....	10
3.1	Unifilar de planta.....	11
3.2	Datos de los paneles solares .....	18
3.3	Datos de los inversores .....	21
3.4	Datos de los transformadores de bloque.....	26
3.5	Datos del transformador de poder .....	28
3.6	Datos de consumos de SSAA de planta.....	29
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA .....	35
4.1	Ensayo de Potencia Máxima .....	36
4.1.1	Mediciones en B1 y T1 .....	37
4.1.2	Mediciones en B2 y T2 .....	40
4.1.3	Mediciones en B3 y T3 .....	43
4.2	Correcciones y resultados .....	45
4.2.1	Potencia Bruta Medida.....	45
4.2.2	Potencia Bruta Corregida .....	47
4.2.3	Potencia de Servicios Auxiliares .....	52
4.2.4	Potencia de Pérdidas en la central .....	53
4.2.5	Potencia Neta .....	57
4.2.6	Resultados .....	58
5	CONCLUSIONES .....	59
6	ANEXOS .....	60
6.1	Registro histórico de irradiancia en la zona .....	60



## 1 INTRODUCCIÓN

---

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

Enel Green Power es propietario del **Parque Fotovoltaico Finis Terrae** el cual se encuentra en servicio desde el año 2017 y cuenta con doscientos veinte (220) inversores distribuidos en ocho (8) circuitos colectores de media tensión los cuales a su vez acometen a dos barras de 33 kV (barras B1 y B2) que operan de forma independiente por lo que cada una posee su propio transformador elevador de relación 220 / 33 kV, denominados T1 y T2. La planta totaliza una potencia de 138 MW la cual es inyectada sobre la subestación Rande 220 kV.

Los 220 inversores de Finis Terra (existente) son marca Fimer, modelo R7500 TL, de 690 kVA de capacidad nominal y 270 V de tensión nominal. Cada 2 inversores se conectan a un transformador de bloque de tres devanados de relación 0.27 kV / 0.27 kV / 33 kV y capacidad 1.6 MVA, que interconecta la salida de cada par con la red de media tensión.

Sobre dicha planta, Enel Green Power ha desarrollado un proyecto de ampliación denominado **Finis Terrae Extensión (NUP1755)** el cual considera la incorporación de cuarenta y dos (42) nuevos inversores dispuestos en ocho (8) circuitos colectores de media tensión, seis (6) de los cuales ingresan sobre una barra nueva (barra B3) que se vincula a 220 kV a través de un nuevo transformador de poder, denominado T3, de relación 220 / 33 kV y 150 MVA de capacidad. Los dos (2) circuitos restantes, que agrupan cuatro (4) inversores cada uno, acometen a las barras existentes, un circuito acomete a la barra B1 y el otro a la barra B2.

Adicionalmente se ha desarrollado el proyecto **Finis Terrae Extensión 2 (NUP2093)**, que considera la incorporación de seis (6) nuevos inversores dispuestos en un circuito adicional que se conecta a la barra B3 de 33 kV.



Tanto los cuarenta y dos (42) nuevos inversores de **Finis Terrae Extensión** como los seis (6) nuevos inversores de **Finis Terrae Extensión 2** son marca Sungrow, modelo SG3125HV-20, de 3.437/3.125 MVA (@45°C/50°C) de capacidad nominal y 600 V de tensión nominal. Cada 2 inversores se conectan a un transformador de bloque de tres devanados de relación 0.6 kV / 0.6 kV / 33 kV y capacidad 7.2 MVA (ONAN), que interconecta la salida de cada par con la red de media tensión.

La Figura 1.1 muestra la composición completa del Parque Finis Terrae considerando las extensiones descritas.

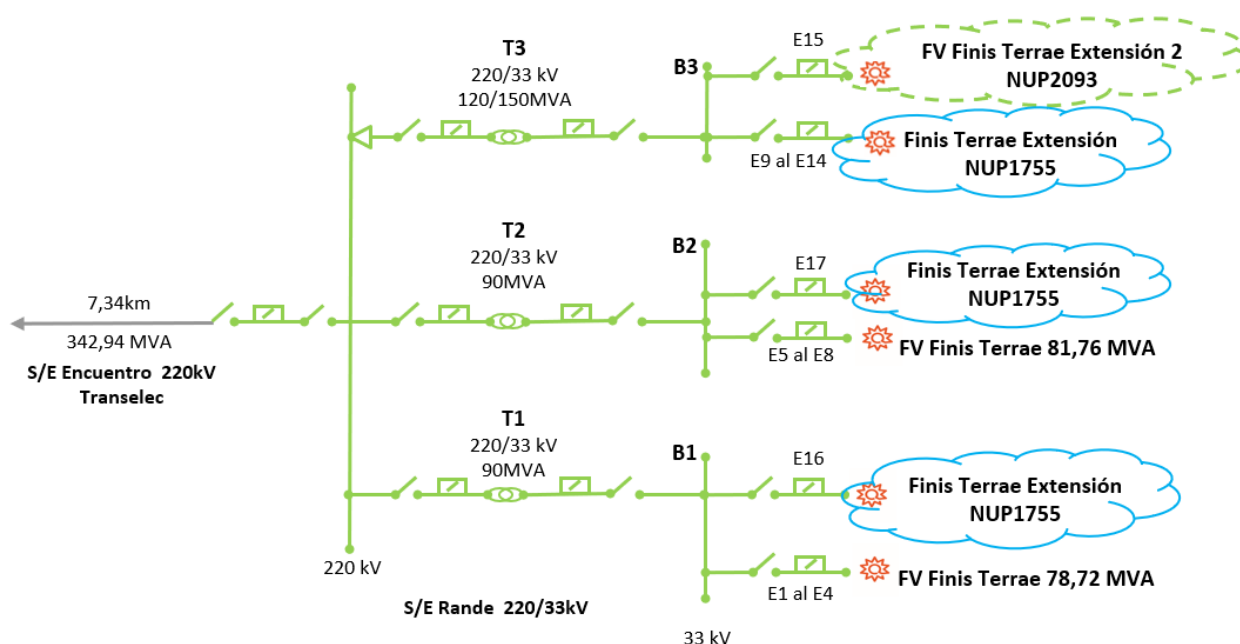


Figura 1.1 – Composición del Parque Finis Terrae considerando las extensiones

En lo que refiere a la operación conjunta, el parque existente desde el 2017, **Finis Terrae**, cuenta con un PPC propio. Luego, el proyecto de extensión ha incorporado un PPC que controla la potencia evacuada por la barra B3 (transformador T3), lo que para efectos operacionales de planta ha sido denominado **Finis Terrae Extensión**. Por otra parte, el proyecto de ampliación considera la implementación de un Control Conjunto Maestro (PPC Maestro) que realiza el control sobre cada uno de los PPC descritos anteriormente, los cuales pasan a ser PPC esclavos. A su vez, el PPC Maestro controla directamente los nuevos inversores incorporados a la barra B1 y barra B2, los cuales para efectos operacionales de planta han sido denominados **Finis Terrae Aceleración**. Dicho PPC maestro posee la capacidad de controlar el total de la potencia activa y reactiva suministrada por las instalaciones.



La Figura 1.2 grafica la jerarquía de control sobre el total de las instalaciones.

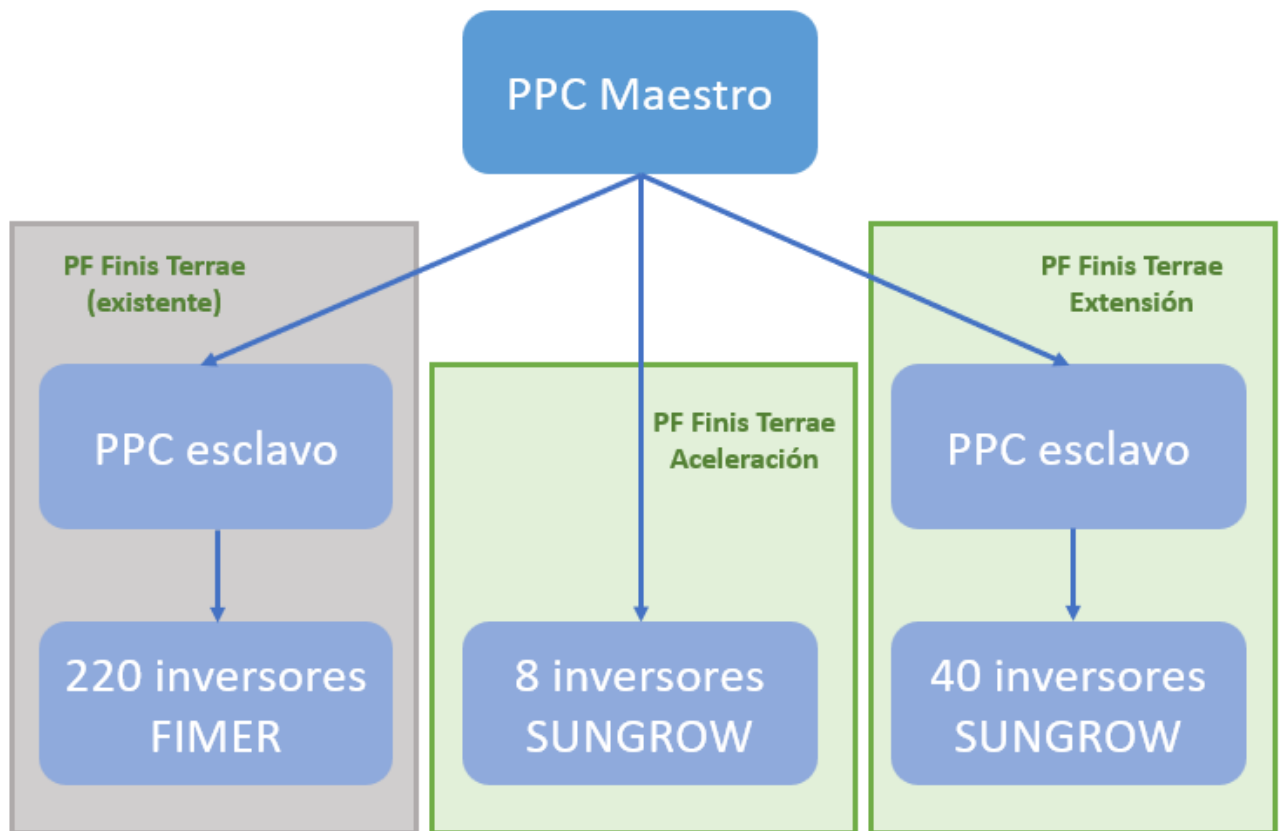


Figura 1.2 – Jerarquía del control conjunto de planta

La determinación de la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Finis Terrae se realiza a nivel planta completa incluyendo tanto las instalaciones preexistentes como las nuevas.



## 1.1 Medidores utilizados

Todas las mediciones han sido realizadas mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 1 minuto para todas las mediciones de inversores, POI y variables meteorológicas.

## 1.2 Nomenclatura y observaciones generales

La Figura 1.3, muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

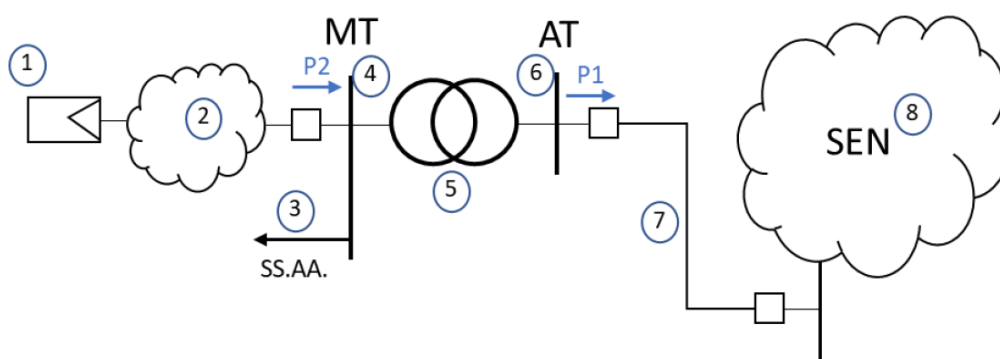


Figura 1.3 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 1) **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.
- 2) **Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector):** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
- 3) **Servicios Auxiliares de la central (SS.AA.).**
- 4) **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 5) **Transformador de Poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.
- 6) **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 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 1.3).
- ✓ **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 1.3).
- ✓ **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: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras**” establece las metodologías y procesos para efectuar los ensayos de verificación del máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación.

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



### 3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

---

El Parque Fotovoltaico Finis Terrae (existente) está constituido por 55 cabinas, cada una conformada por cuatro (4) inversores y dos (2) transformadores de tres devanados.

Los inversores son marca Fimer, modelo R7500, de 690 kVA de capacidad nominal y 270 V de tensión nominal. Cada 2 inversores se conectan a un transformador de bloque de tres devanados de relación 0.27 kV / 0.27 kV / 33 kV y capacidad 1.6 MVA (ONAN), que interconecta la salida de cada par con la red de media tensión.

Estas 55 cabinas están distribuidas en ocho (8) circuitos de alimentación, cuatro circuitos acometen a la barra B1 y cuatro a la barra B2 de la red de media tensión de 33 kV del parque.

Por otro lado, El Parque Fotovoltaico Finis Terrae y Extensión 2 está constituido en su totalidad por veinticuatro (24) cabinas denominadas "Power Station", las cuales cuentan con dos (2) inversores cada una y un (1) transformador de tres devanados.

Los inversores son marca Sungrow, modelo SG3125HV-20, de 3.437/3.125 MVA (@45°C/50°C) de capacidad nominal y 600 V de tensión nominal. Cada 2 inversores se conectan a un transformador de bloque de tres devanados de relación 0.6 kV / 0.6 kV / 33 kV y capacidad 7.2 MVA (ONAN), que interconecta la salida de cada par con la red de media tensión

Estas 24 cabinas están distribuidas a lo largo de nueve (9) circuitos de alimentación, un circuito acomete a la barra B1, un segundo circuito acomete a la barra B2 y los siete circuitos restantes acometen a la barra B3 de 33 kV del parque.

Las barras B1, B2 y B3 operan de forma independiente por lo que cada una posee su propio transformador elevador de relación 220 / 33 kV y desde ahí la energía es inyectada al sistema por medio de la S/E Rande.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca JINKO, modelos JKM310PP (Fimer) y JKM460M-7RL3-TV (Sungrow).



### 3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque está compuesta por diecisiete alimentadores en 33 kV que colectan la potencia generada por los paneles del parque. La disposición de las cabinas dentro de los diecisiete circuitos colectores en MT es la siguiente:

#### **Barra B1:**

- Feeder E1: Cabinas 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7 **(Finis Terrae existente)**
- Feeder E2: Cabinas 8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14 **(Finis Terrae existente)**
- Feeder E3: Cabinas 15, 16, 17, 18, 19, 20 y 21 **(Finis Terrae existente)**
- Feeder E4: Cabinas 22, 23, 24, 25, 26, 27 y 28 **(Finis Terrae existente)**
- Feeder E16: Cabinas PS03, PS04. **(Finis Terrae Extensión)**

#### **Barra B2:**

- Feeder E5: Cabinas 29, 30, 31, 32, 33, 34 y 35 **(Finis Terrae existente)**
- Feeder E6: Cabinas 36, 37, 38, 39, 40, 41 y 42 **(Finis Terrae existente)**
- Feeder E7: Cabinas 43, 44, 45, 46, 47, 48 y 49 **(Finis Terrae existente)**
- Feeder E8: Cabinas 50, 51, 52, 53, 54 y 55 **(Finis Terrae existente)**
- Feeder E17: Cabinas PS01, PS02. **(Finis Terrae Extensión)**

#### **Barra B3:**

- Feeder E9: Cabinas PS20, PS21. **(Finis Terrae Extensión)**.
- Feeder E10: Cabinas PS17, PS18, PS19. **(Finis Terrae Extensión)**.
- Feeder E11: Cabinas PS14, PS15, PS16. **(Finis Terrae Extensión)**.
- Feeder E12: Cabinas PS11, PS12, PS13. **(Finis Terrae Extensión)**.
- Feeder E13: Cabinas PS08, PS09, PS10. **(Finis Terrae Extensión)**.
- Feeder E14: Cabinas PS05, PS07, PS06. **(Finis Terrae Extensión)**.
- Feeder E15: Cabinas PS11, PS12, PS13. **(Finis Terrae Extensión 2)**

A continuación, se presentan los diagramas unilineales del parque



A continuación, se presenta en la Figura 3.1 el diagrama unilínea de la S/E Rande, barra B1 asociado al transformador T1.

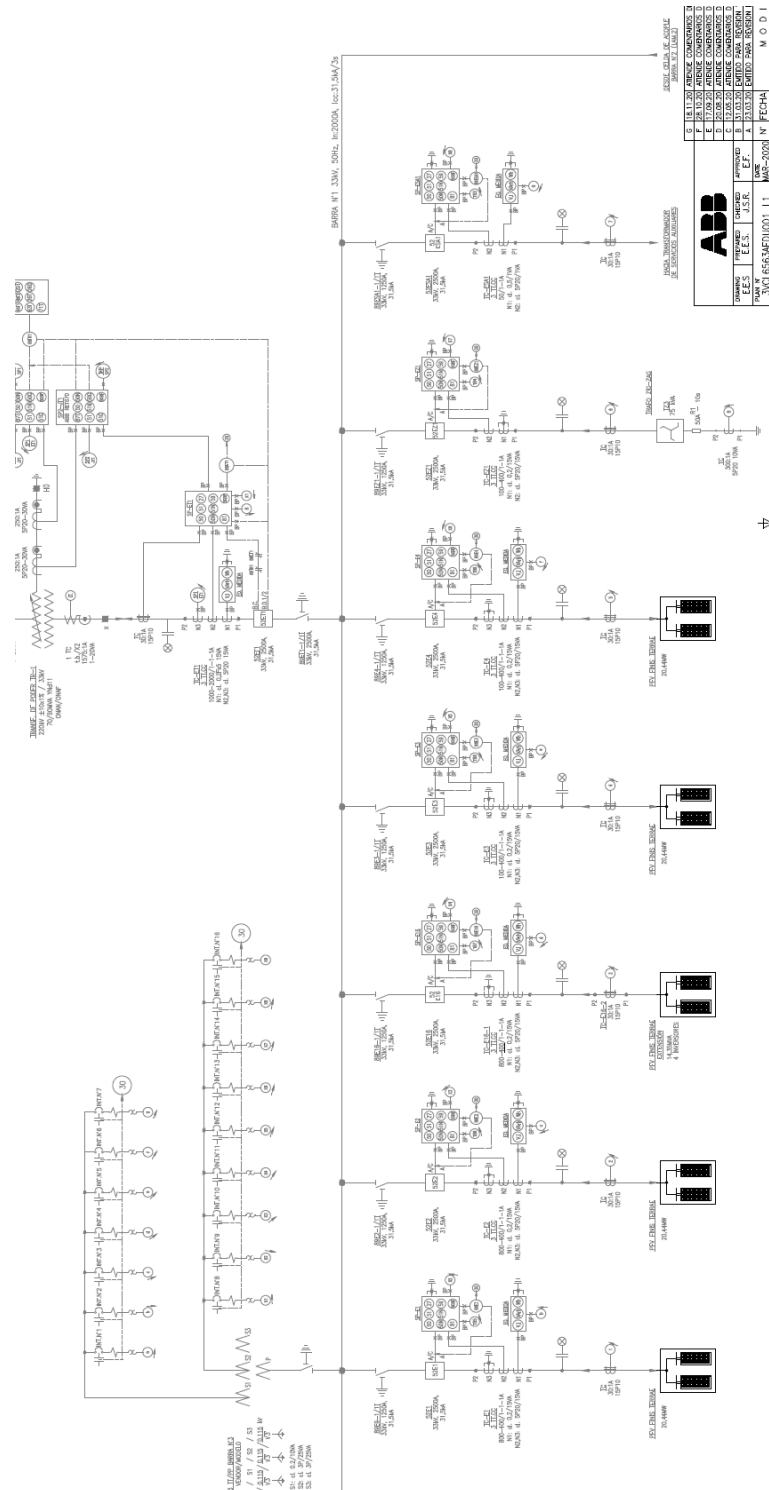


Figura 3.1 – Diagrama unilínea asociado al transformador T1 de la subestación elevadora S/E Rande 220 kV



Se presenta en la Figura 3.2 el diagrama unifilar de la S/E Rande, barra B2 asociado al transformador T2.

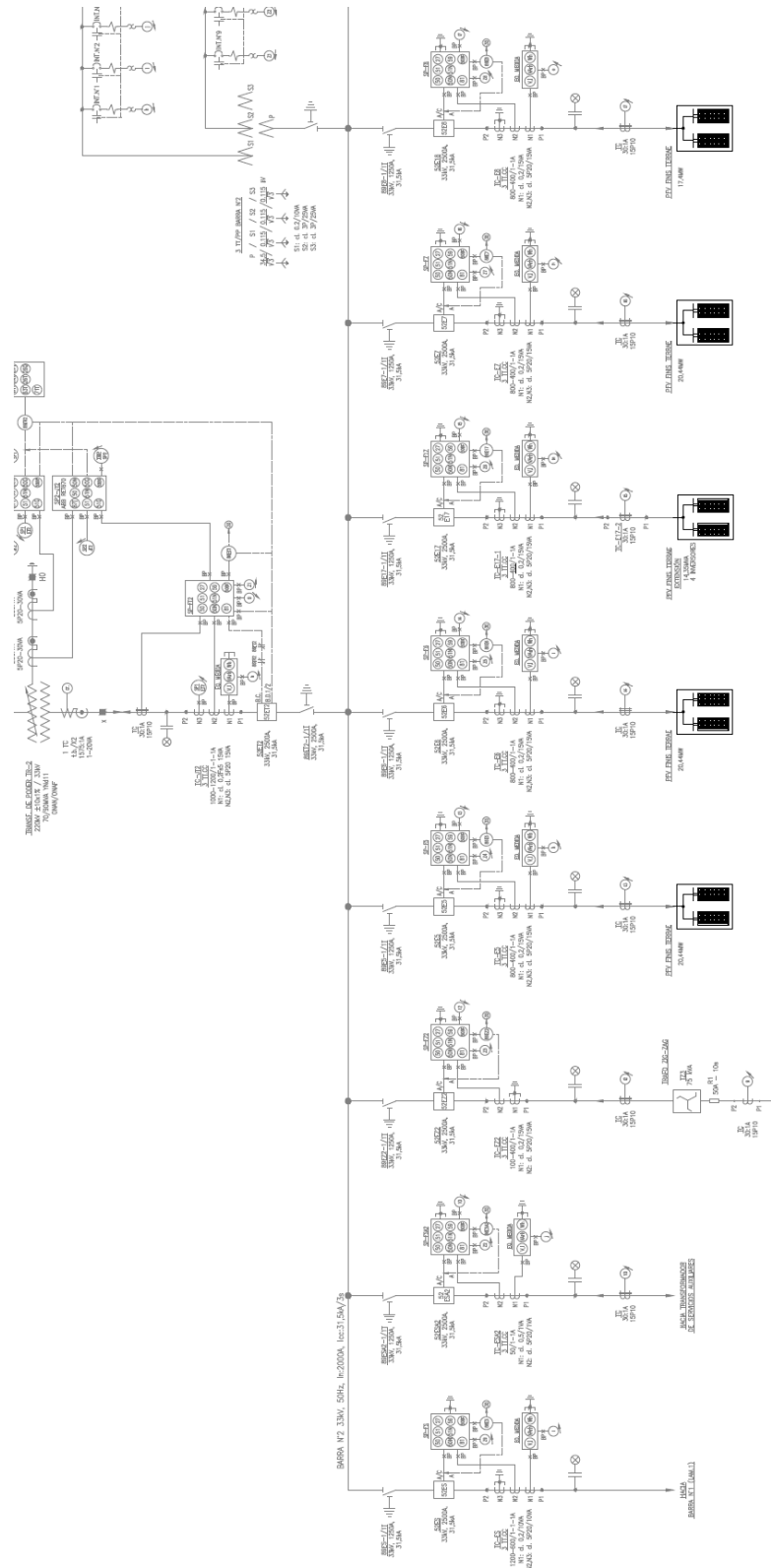


Figura 3.2 – Diagrama unifilar asociado al transformador T2 de la subestación elevadora S/E Rande 220 kV



Se presenta en la Figura 3.3 el diagrama unilineal de la S/E Rande, barra B3 asociado al transformador T3.

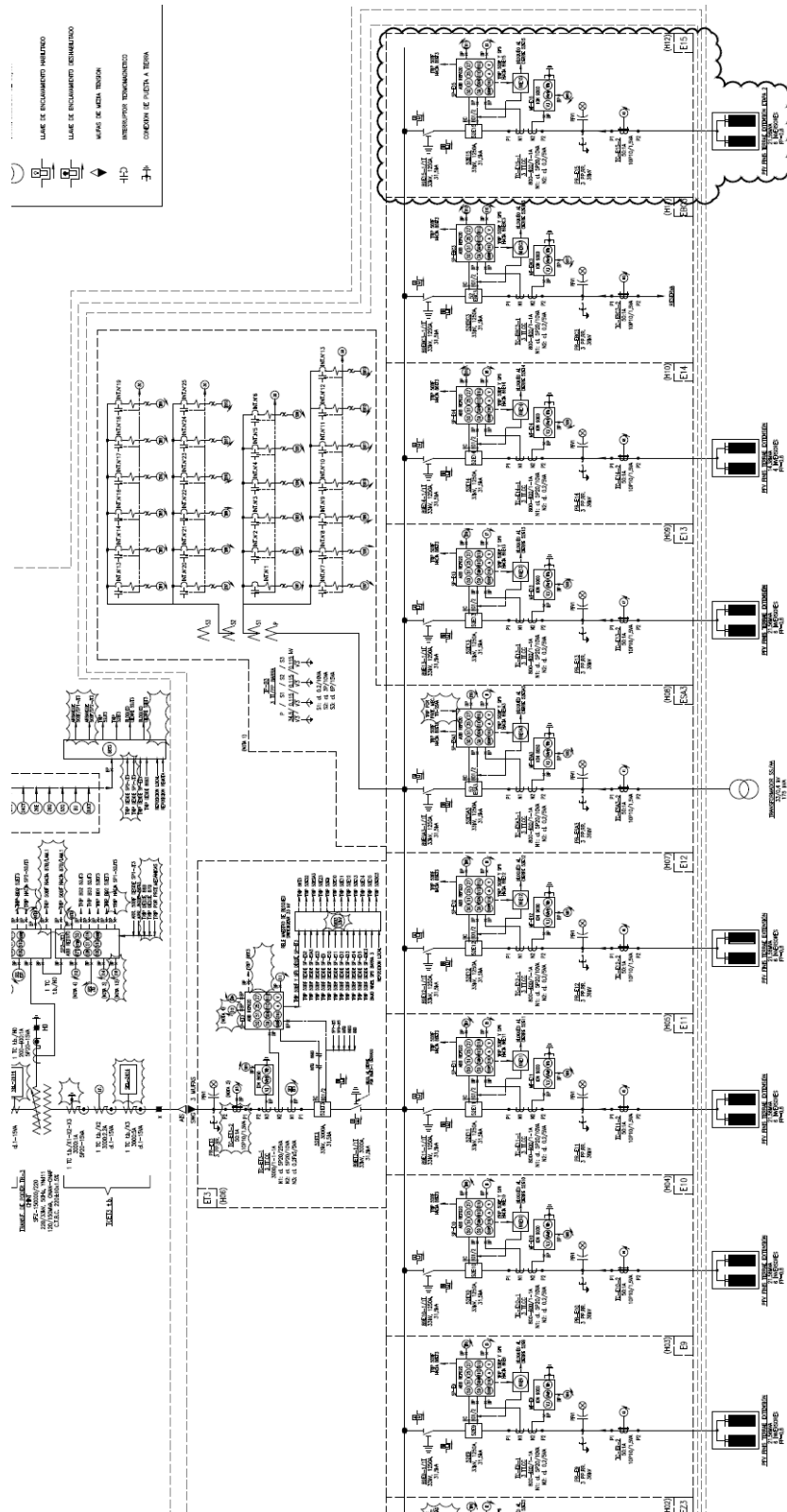


Figura 3.3 – Diagrama unifilar asociado al transformador T3 de la subestación elevadora S/E Rande 220 kV



Se presentan en la Figura 3.4 los siete circuitos que acometen a la barra B3 de 33 kV.

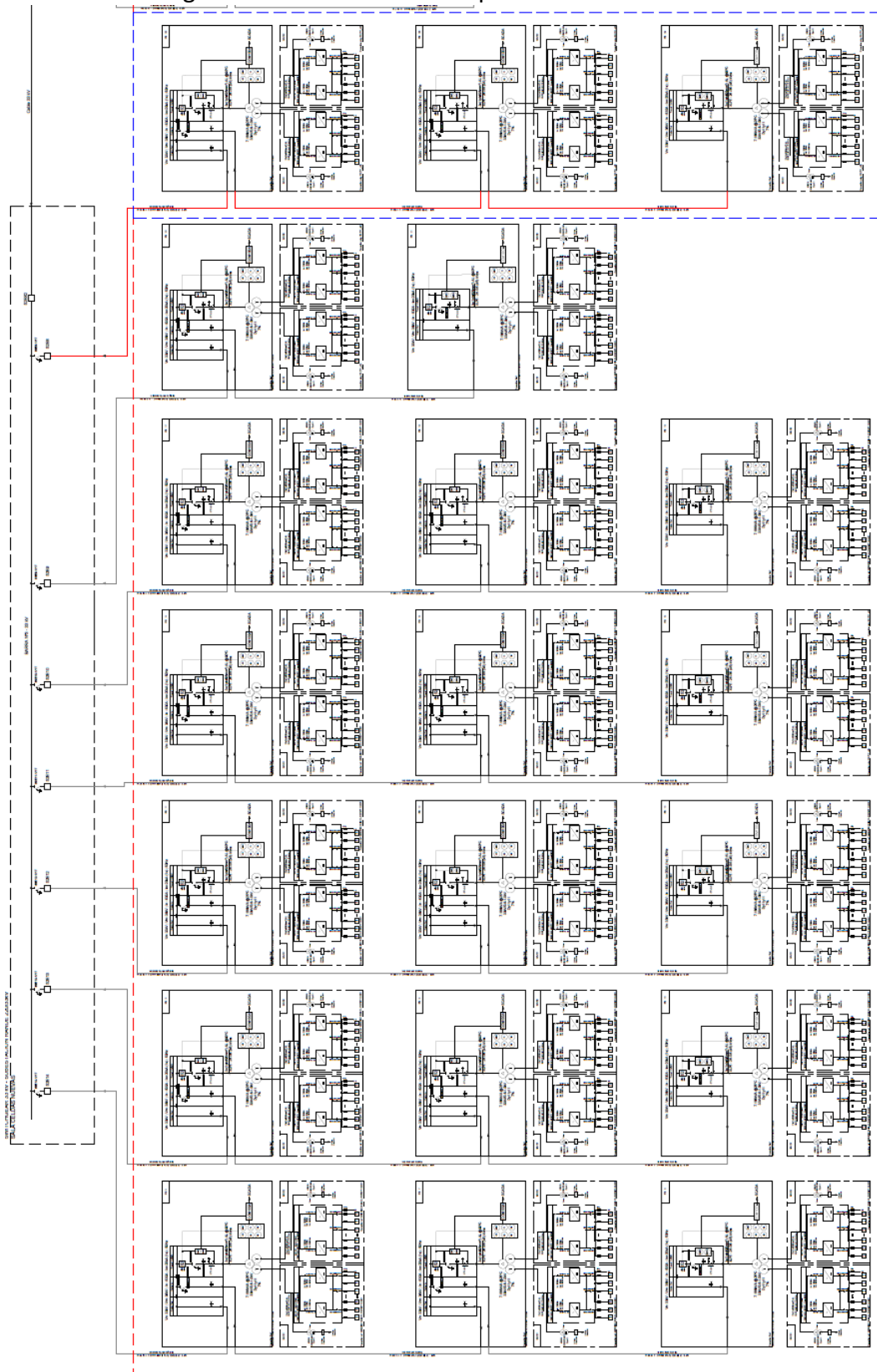


Figura 3.4 – Barra B3 33 kV PF Finis Terrae Extensión



Se presentan en la Figura 3.5 los circuitos que acometen a la barra B1 y B2 de 33 kV.

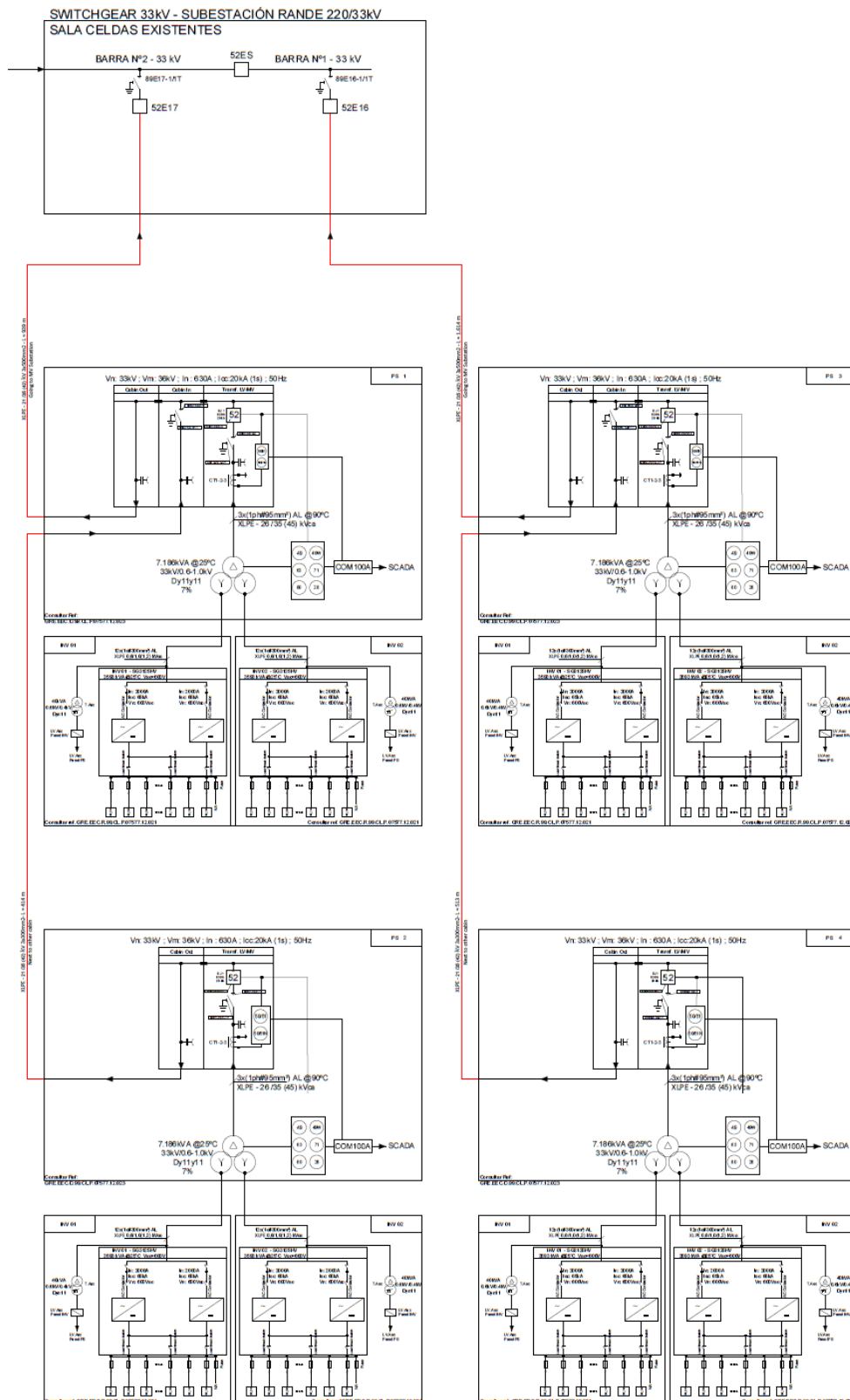


Figura 3.5 – Barra B1 y B2 33 kV PF Finis Terrae Extensión





Se presentan en la Figura 3.6 los circuitos que acometen a la barra B1 y B2 de 33 kV de la etapa Finis Terrae (existente).

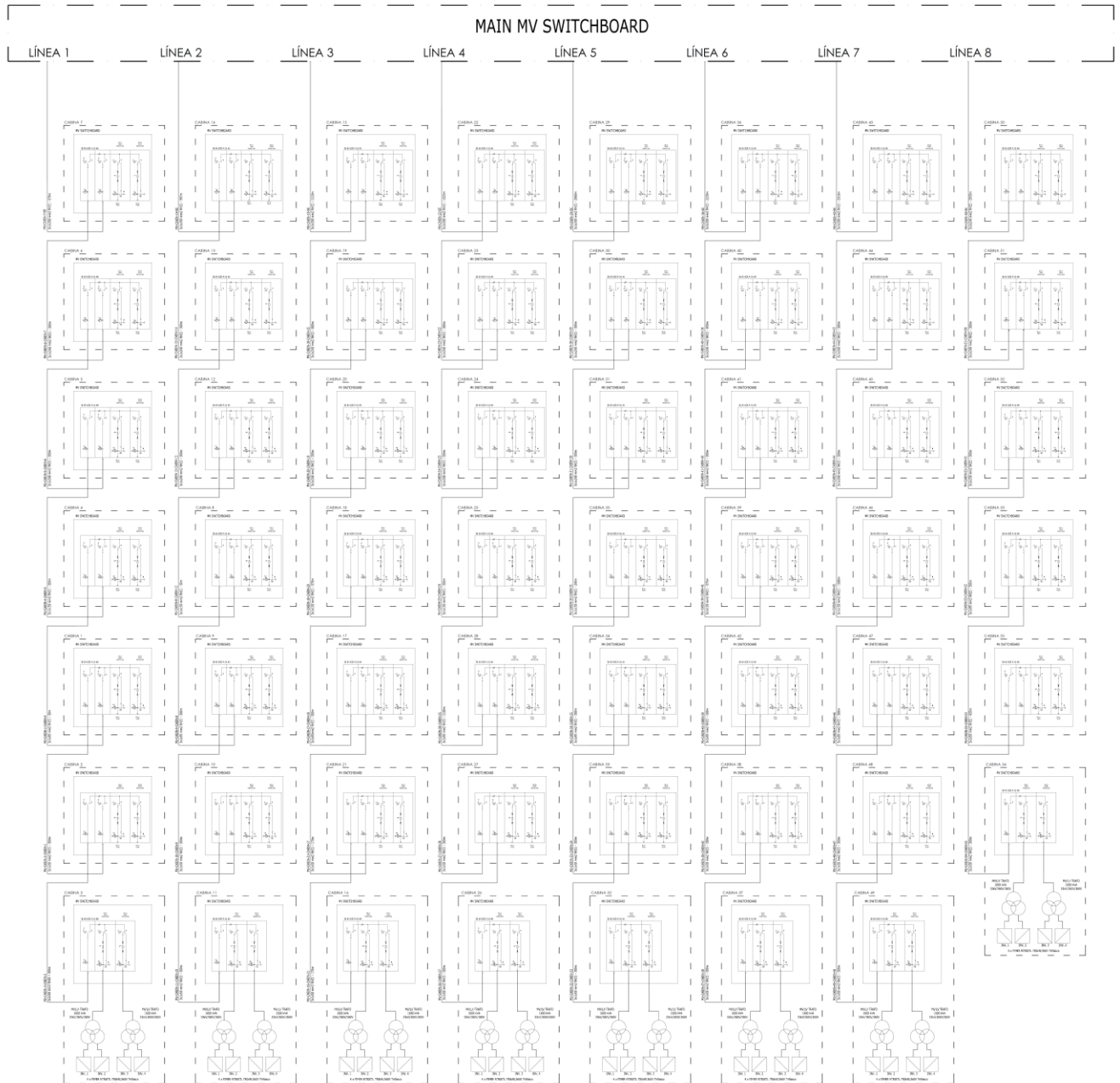


Figura 3.6 – Red Colectora Barra B1 y B2 33 kV PF Finis Terrae (Pre-existente)



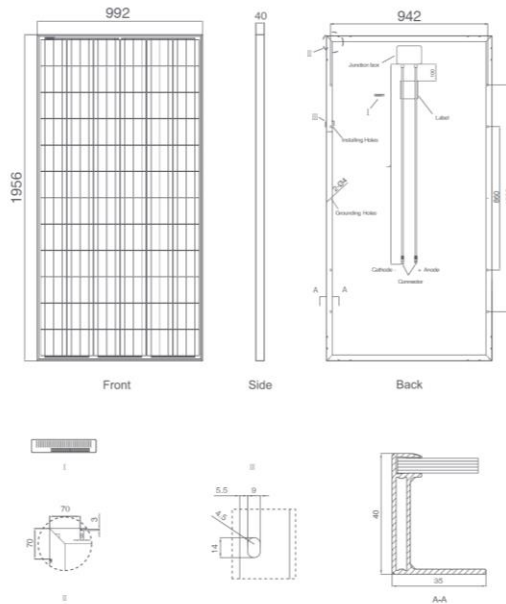
### 3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Finis Terrae son marca JINKO, modelos JKM310PP (Fimer) y JKM460M-7RL3-TV (Sungrow).

El modelo JKM310PP es utilizado con los inversores Fimer, y el JKM460M-7RL3-TV con los Sungrow. Sus principales características se presentan en las Figura 3.7 y Figura 3.8



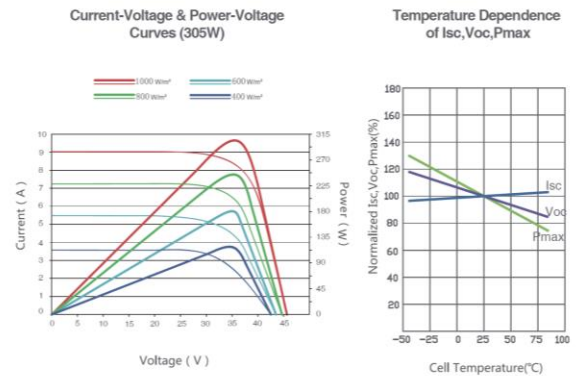
### Engineering Drawings



### Packaging Configuration

( Two boxes =One pallet )  
25pcs/ box, 50pcs/pallet, 550 pcs/40'HQ Container

### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm <sup>2</sup> Length:900mm

## SPECIFICATIONS

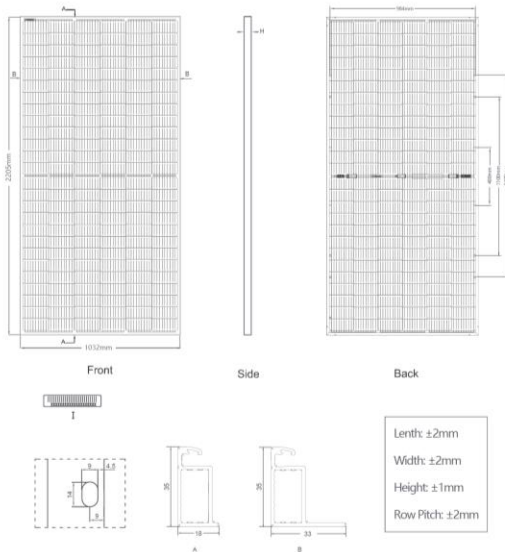
Module Type	JKM300PP		JKM305PP		JKM310PP		JKM315PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	300Wp	222Wp	305Wp	226Wp	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.6V	33.3V	36.8V	33.6V	37.0V	33.9V	37.2V	34.3V
Maximum Power Current (Imp)	8.20A	6.67A	8.30A	6.72A	8.38A	6.81A	8.48A	6.84A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.3V	41.6V	45.6V	42.2V	45.9V	42.7V	46.2V	43.2V
Short-circuit Current (Isc)	8.84A	7.18A	8.91A	7.22A	8.96A	7.26A	9.01A	7.29A
Module Efficiency STC (%)	15.46%		15.72%		15.98%		16.23%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C							
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							

STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📱 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5  
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 📱 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

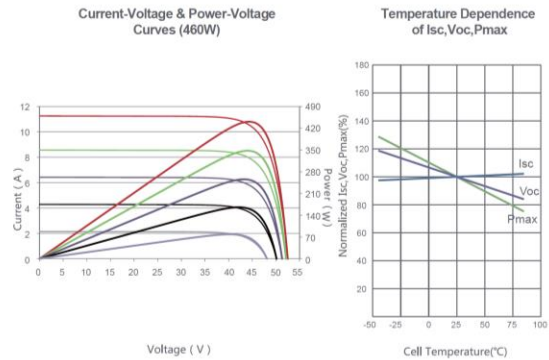
Figura 3.7 – Datos de paneles JINKO modelo JKM310PP



### Engineering Drawings



### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620/container

### Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2205 × 1032 × 35mm (86.81 × 40.63 × 1.38 inch)
Weight	25 kg (55.11 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1 × 4.0mm <sup>2</sup> (+): 250mm, (-): 150 mm or Customized Length

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM455M-7RL3-TV		JKM460M-7RL3-TV		JKM465M-7RL3-TV		JKM470M-7RL3-TV		JKM475M-7RL3-TV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	455Wp	339Wp	460Wp	342Wp	465Wp	346Wp	470Wp	350Wp	475Wp	353Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.25V	39.73V	43.32V	39.84V	43.38V	39.95V	43.44V	40.05V	43.50V	40.11V
Maximum Power Current (Imp)	10.52A	8.52A	10.62A	8.59A	10.72A	8.66A	10.82A	8.73A	10.92A	8.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.80V	48.89V	51.90V	48.99V	52.00V	49.08V	52.10V	49.18V	52.16V	49.23V
Short-circuit Current (Isc)	11.26A	9.09A	11.35A	9.17A	11.44A	9.24A	11.53A	9.31A	11.63A	9.39A
Module Efficiency STC (%)	20.00%		20.21%		20.43%		20.65%		20.87%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

### BIFACIAL OUTPUT-REARSIDE POWER GAIN

		JKM460M-7RL3-TV				
		5%	15%	20%	25%	30%
5%	Maximum Power (Pmax)	478Wp	483Wp	488Wp	494Wp	499Wp
	Module Efficiency STC (%)	20.99%	21.23%	21.46%	21.69%	21.92%
15%	Maximum Power (Pmax)	523Wp	529Wp	535Wp	541Wp	546Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.99%	23.25%	23.50%	23.75%	24.01%
25%	Maximum Power (Pmax)	569Wp	575Wp	581Wp	588Wp	594Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.99%	25.27%	25.54%	25.82%	26.09%

\* STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📱 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5  
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 📱 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

Figura 3.8 – Datos de paneles JINKO modelo JKM460M-7RL3-TV



### 3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Finis Terrae “existente” cuenta con inversores marca Fimer, modelo R7500 TL. Los mismos poseen una potencia nominal de 690 kVA y sus principales características se muestran en la Figura 3.9.

<b>Model:</b>	<b>R7500TL</b>
<b>DC INPUT – PV GENERATOR</b>	
MPP voltage Range ( $V_{DC}$ )	485 - 820
Max No-load PV Voltage ( $V_{DC}$ )	1000V (opt 1050V)
Maximum input current ( $A_{DC}$ )	1500
Voltage Ripple	<2%
Number of MPPT	1
Number of input max in parallel	2 (optional 5 )
DC control mode	Implemented by a rapid, efficient and multiple MPP algorithm
Overvoltage Protection	Implemented by using SPD varistors device
DC input connection	Implemented by using an integrated DC Switch
Reverse Polarity Protection	Yes
<b>AC OUTPUT – AC GRID</b>	
Nominal Power (KW) (Note 1)	690
Max Current ( $A_{AC}$ )	1480
Apparent Power (kVA) (Note 2)	690
Voltage ( $V_{AC}$ )	270 $\pm$ 10%
Nr Phase	3 (L1 – L2 – L3 – PE)
Aux Supply for Power Circuit ( $V_{AC}$ )	230 – 16A (L-N)
Aux Supply for Control Circuit ( $V_{AC}$ )	230 – 10A (L-N)
Frequency (Hz)	50 (optional 60)
Distortion factor (THD)	<3%
Power Factor	From 0 to 1
Galvanic insulation	No (Transformer less)
AC input grid connection	Implemented by using a magneto-thermic switch
AC control mode	Modulation implemented by using IPCCM algorithm
<b>GENERAL DATA</b>	
Max Efficiency	98,8%
European Efficiency	98,3%
Night consumption (W)	<60
Weight (kg)	1580
Protection degree	IP20 (optional IP31)
Cooling	temperature controlled by fan
Dimensions (H x L x P)	2256 x 1996 x 825
Operating temperature ( $^{\circ}C$ )	- 10 $\div$ +50
Storage temperature ( $^{\circ}C$ )	- 20 $\div$ +60
Humidity (Not condensing) (%)	0 $\div$ 95
Height above the sea (Without derating) (Note 3)	1000 m
Maximum power dissipated in overload condition	17200 W 14792 KCal/h
Air Flow	4100m <sup>3</sup> /h
Noise level	70dBa
Overvoltage Category	II
Colour	RAL 9006

Figura 3.9 – Hoja de datos del inversor R7500 TL



La Figura 3.10 muestra la curva de capacidad de los inversores Fimer R7500 TL.

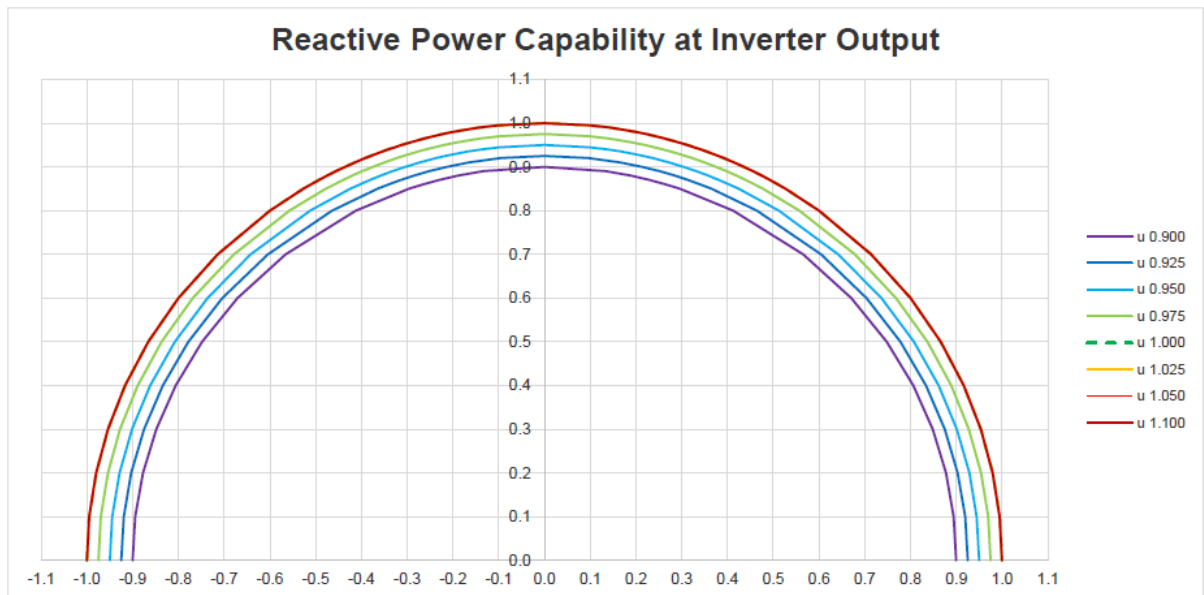


Figura 3.10 – Curva de capacidad del inductor R7500 TL





El Parque Fotovoltaico Finis Terrae Extensión y Extensión 2, cuenta con inversores marca Sungrow, modelo SG3125HV-20. Los mismos poseen una potencia nominal de 3.437/3.125 MVA (@45°C/50°C) cada uno y sus principales características se muestran en la Figura 3.11.

Input (DC)	SG3125HV-20
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	1
No. of DC inputs	15
Max. PV input current	4178 A
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A
Nominal AC voltage	600 V
AC voltage range	480 – 690 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I <sub>n</sub>
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / Euro. efficiency	99.0 % / 98.7 %
<b>Protection and Function</b>	
DC input protection	Load break switch + fuse
AC output protection	Circuit breaker
Overvoltage protection	DC Type I + II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
Q at night function	Optional
Anti-PID function	Optional
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	2991*2591*2438 mm
Weight	6.5 T
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP55
Auxiliary power supply	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	Touch screen
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727
Grid support	Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control
Type designation	SG3125HV-20

Figura 3.11 – Hoja de datos del inversor SG3125HV-20



La Figura 3.12 muestra la curva de capacidad de los inversores Sungrow SG3125HV-20.

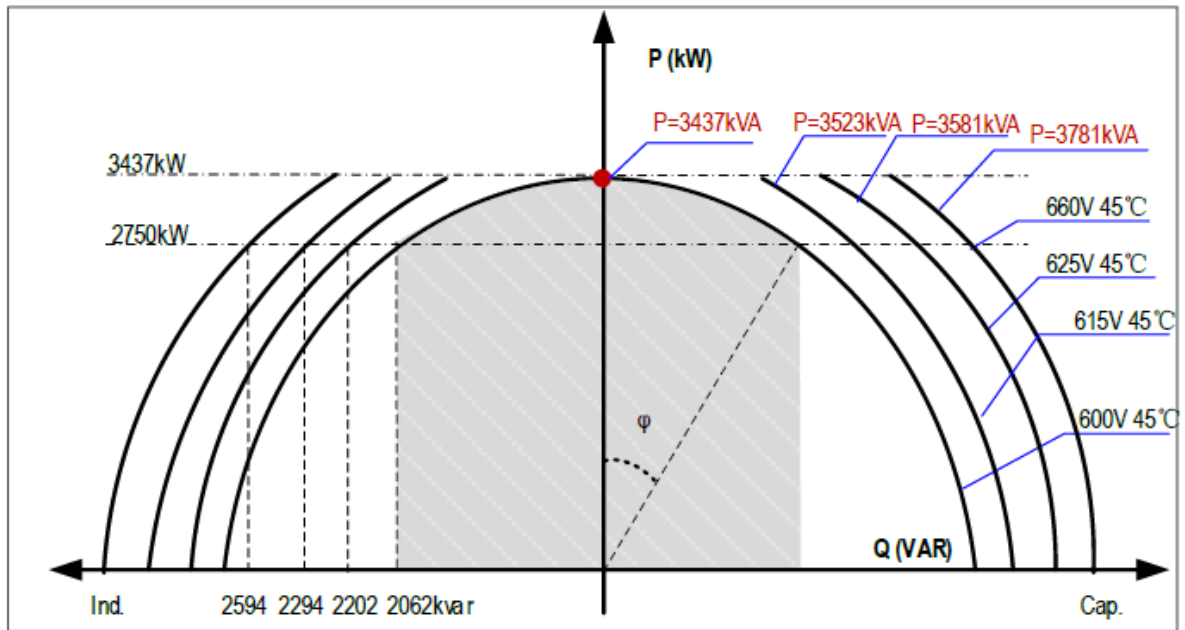


Figura 3.12 – Curva de capacidad del inversor SG3125HV-20

### Consumos Propios

En la Figura 3.13 se presenta el detalle de consumos propios del inversor Sungrow, considerando el equipo en servicio o en condición de standby. Se aprecia un consumo en servicio de 4.105 kW y de 415 W en standby.

SG3125HV		Max self-consumption-in- operation (W)	Standby Consumption (W)
Inverters	Control-power-consumption	312	200
	Fans consumption@full power	3508	0
LV cabinet	Monitoring	15	15
	Light	0	0
	Fans of container activated @>40C ambient Temp.	0	0
	Fans of LV cabinet	64	0
	Aux. transformer 6.4KVA	206	200
Max. in total		<b>4105</b>	<b>415</b>

Figura 3.13- Consumos propios de inversor





Con respecto a los consumos propios del inversor Fimer, el fabricante solo informe el consumo en condición de standby, definido en 60 W. Para las pruebas de potencia máxima se ha considerado que el consumo del equipo “Fimer” en condición de servicio sea igual a la relación Consumo interno/Potencia nominal” que un inversor “Sungrow”, es decir:

$$P_{Cons.Propio,Fimer(pu)} = \frac{P_{Cons.Propio,Sungrow}}{P_{Nominal,Sungrow}} = \frac{4.105 \text{ kW}}{3125 \text{ kVA}} = 0.0013$$

Multiplicando este valor por la potencia nominal del inversor Fimer 690 kVA obtenemos el consumo en kW:

$$P_{Cons.Propio,Fimer} = P_{Cons.Propio,Fimer(pu)} * 690 \text{ kW} = 0.897 \text{ kW}$$



### 3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Finis Terrae “existente” cuenta con 110 transformadores de bloque de 1.6 MVA (ONAN) y relación 0.27 kV / 0.27 kV / 33 kV, que interconectan la salida de cada inversor en BT con la red de MT.

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

<b>Parámetro</b>	<b>Nominal</b>
Potencia Nominal	1.6 MVA
Refrigeración	ONAN
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.27 – 0.27 kV
Tipo de conexión	Dy11y11
Impedancia de corto circuito	6 %
Pérdidas en carga	14 kW
Pérdidas en vacío	1.6 kW

*Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque*



Las obras del Parque Fotovoltaico Finis Terrae Extensión y Extensión 2 cuenta con 24 transformadores de bloque de 7.2 MVA (ONAN) y relación 0.6 kV / 0.6 kV / 33 kV, que interconectan la salida de cada inversor en BT con la red de MT.

Los datos de placa de los transformadores se muestran en la Tabla 3.2.

<b>Parámetro</b>	<b>Nominal</b>
Potencia Nominal	7.2 MVA
Refrigeración	ONAN
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.6 – 0.6 kV
Tipo de conexión	Dy11y11
Impedancia de corto circuito	7 %
Pérdidas en carga	45 kW
Pérdidas en vacío	5.23 kW

*Tabla 3.2 – Datos de los transformadores de bloque*



### 3.5 Datos del transformador de poder

El Parque Fotovoltaico Finis Terrae cuenta con tres transformadores de poder, T1, T2 y T3 que vinculan a la S/E Rande (220 kV) con las barras B1, B2 y B3 de la red MT del parque, respectivamente.

Los transformadores T1 y T2 tienen una potencia nominal de 70/90 MVA y el T3 de 120/150 MVA, según método de enfriamiento ONAN/ONAF. Los transformadores cuentan con un devanado de media tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 220 kV.

La placa característica de los mismos se muestra en la Tabla 3.3.

<b>Parámetro</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>T3</b>
Potencia Nominal	70/90 MVA	70/90 MVA	120/150 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220.0 kV	220.0 kV	220.0 kV
Tensión nominal lado LV	33.0 kV	33.0 kV	33.0 kV
Grupo de conexión	YNd11	YNd11	YNd11
Impedancia	12.88 %	12.86 %	13.07 %
Pérdidas en carga	188.07 kW	187.71 kW	432.21 kW
Pérdidas en vacío	44.54 kW	44.43 kW	65.72 kW
Posiciones de TAP	±10 x 1.0 %	±10 x 1.0 %	±10 x 1.5 %

Tabla 3.3 – Datos transformadores de poder



### 3.6 Datos de consumos de SSAA de planta

La red interna del Parque Fotovoltaico Finis Terrae posee tres transformadores poder para alimentar sus servicios auxiliares. Cada uno de ellos conectado a una sección de barra distinta.

Cada una de las barras B1 y B2 posee con un transformador de 350 kVA de potencia aparente nominal y tiene una relación de transformación de 0.4/33 kV. La barra B3 posee con un transformador de 175 kVA de potencia aparente nominal y tiene una relación de transformación de 0.4/33.

En los documentos “399\_Estimación de SSAA CA y CC en PF Finisterrae 1”, “399\_Estimación de SSAA CA en PF Finisterrae extensión” y “399\_Estimación de SSAA CC en PF Finisterrae extensión” se detalla el dimensionamiento de las cargas de corriente alterna y corriente continua de los servicios auxiliares del parque. Las Tabla 3.4 y Tabla 3.5 resumen las cargas asociadas a los SSAA de las barras B1 y B2, mientras que las Tabla 3.6, Tabla 3.7 y Tabla 3.8 resumen a las cargas asociadas a los SSAA de la barra B3.

Para las pruebas de potencia máxima se han considerado para las barras B1 y B2 los servicios esenciales de corriente alterna (ver Tabla 3.4) y las cargas permanentes de corriente continua (ver Tabla 3.5). Estos consumos corresponden a 112.816 kW esenciales en corriente alterna y 2.65 kW en corriente continua, totalizando 115.466 kW de SSAA esenciales y permanentes para las barras B1 y B2.

Para la barra B3 se han consideran los servicios esenciales de corriente alterna (ver Tabla 3.6) y las cargas permanentes de corriente continua (ver Tabla 3.7 y Tabla 3.8). Estos consumos corresponden a 73.1 kW esenciales en corriente alterna y 6.764 kW en corriente continua, totalizando 79.864 kW de SSAA esenciales y permanentes para la barra B3.

Consumo total SSAA Barra B1 y B2:

$$P_{tr,SSAA(B1/B2)} = 112.816 \text{ kW} + 2.65 \text{ kW} = 115.466 \text{ kW}$$

Consumo total SSAA Barra B3:

$$P_{tr,SSAA(B3)} = 73.1 \text{ kW} + 6.764 \text{ kW} = 79.864 \text{ kW}$$



Consumos	Fases	Cant. [c/u]	Potencia unitaria [VA]	Potencia Total Circuito [VA]	F.P.	Potencia Requerida [W]	Corriente fase R [A]	Corriente fase S [A]	Corriente Fase T [A]
<b>Consumos Esenciales</b>									
Alumbrado emergencia	R			900	0.90	810	4.1		
Cargador de Baterías N°1	R-S-T			10,000	1.00	10,000	15.2	15.2	15.2
Cargador de Baterías N°2	R-S-T			10,000	1.00	10,000	15.2	15.2	15.2
SS/AA Transformador N°1 (*)	R-S-T			26,500	0.85	22,525	40.3	40.3	40.3
SS/AA Armario Tapcon(*)	S	1	200	200	1.00	200		0.9	
SS/AA Transformador N°2 (*)	R-S-T			26,500	0.85	22,525	40.3	40.3	40.3
SS/AA Armario Tapcon(*)	T	1	200	200	1.00	200			0.9
Panel de incendios	R			1,700	1.00	1,700	7.7		
Equipo de presurización	S			4,000	0.80	3,200		18.2	
Enchufes de patio	R-S-T			5,000	1.00	5,000	7.6	7.6	7.6
Enchufes de sala	T			6,000	1.00	6,000			27.3
UPS (alumbrado de emergencia y sist. Comunicaciones)	R-S-T			2,125	1.00	2,125	3.2	3.2	3.2
Panel PF 400/230 V	R-S-T			1,200	1.00	1,200	1.8	1.8	1.8
Consumos EGP	R-S-T			3,000	1.00	3,000	4.6	4.6	4.6
Reserva (**)	R-S-T			24,331	1.00	24,331	37.0	37.0	37.0
<b>Total Consumos Esenciales</b>						<b>112,816</b>	<b>177.0</b>	<b>184.3</b>	<b>193.4</b>

Tabla 3.4 – Consumo de cargas esenciales de corriente alterna del Parque Fotovoltaico Finis Terrae – Barras B1 y B2



PAÑO	EQUIPO	ESTIMACIÓN DE CARGAS 125V C.C.				
		CANT.	POTENCIA UNITARIA CARGAS MOMENTÁNEAS (W)	POTENCIA UNITARIA CARGAS PERMANENTES (W)	TOTAL POTENCIA CARGAS MOMENTÁNEAS (W)	TOTAL POTENCIA CARGAS PERMANENTES (W)
J1	INTERRUPTOR 220 kV:					
	Aperturas de Bobinas 1	1	1500		1500	0
	Aperturas de Bobinas 2	1	1500		1500	0
	Cierre	1	1200		1200	0
	Desconectador CPT	1	700		700	0
	Desconectador SPT	1	400		400	0
	Armario de control	1		200	0	200
Armario de Protección	1		200	0	200	
JT1	INTERRUPTOR 220 kV:				0	0
	Aperturas de Bobinas 1	1	1500		1500	0
	Aperturas de Bobinas 2	1	1500		1500	0
	Cierre	1	1200		1200	0
	Desconectador SPT	1	400		400	0
	Armario de control	1		200	0	200
	Armario de Protección	1		200	0	200
	Switchgear 33 kV F1					
	interruptor	9	350		3150	0
	desconectador	9	150		1350	0
	Regulador de voltaje de Trafo 1	1		100	0	100
Armario de Control Vent. Trafo 1	1		100	0	100	
JT2	INTERRUPTOR 220 kV:				0	0
	Aperturas de Bobinas 1	1	1500		1500	0
	Aperturas de Bobinas 2	1	1500		1500	0
	Cierre	1	1200		1200	0
	Desconectador SPT	1	400		400	0
	Armario de control	1		200	0	200
	Armario de Protección	1		200	0	200
	Switchgear 33 kV F2					
	interruptor	8	350		2800	0
	desconectador	9	150		1350	0
Protección de Barra	Regulador de voltaje de Trafo 2	1		100	0	100
	Armario de Control Vent. Trafo 2	1		100	0	100
	Relé Protección Diferencial 87B	1		100	0	100
	Armario de Protección Diferencial	1		50	0	50
	Armario RTU	1		50	0	50
	Armario SCADA	1		50	0	50
	Teleprotecciones F.O. Encuentro	1		200	0	200
	Teleprotecciones M.M.O.O. Encuentro	1		200	0	200
	Telecomunicaciones F.O. Encuentro	1		200	0	200
	Telecomunicaciones M.M.O.O. Encuentro	1		200	0	200
Total Consumo (W)				23150	2650	
Total Consumo (A)				185.2	21.2	

Tabla 3.5 – Consumo de cargas esenciales de corriente continua del Parque Fotovoltaico Finis Terrae – Barras B1 y B2



S/E Rande 220 kV						
Cuadro de Cargas T.G.C.A.						
Servicios Auxiliares C.A. Cargas Esenciales						
Circuito	Servicios Esenciales	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Potencia Total (W)	FD	Potencia Demandada (W)
CA2-01	TDA Interior y Exterior	8000	1	8000	1	8000
CA2-02	Cargador de Baterías N°1	31250	1	31250	0,5	15625
CA2-03	Cargador de Baterías N°2	31250	1	31250	0,5	15625
CA2-04	Sistema de Televigilancia Sala de Control	500	1	500	1	500
CA2-05	Relé Bloqueo Sistema Aire Acondicionado	50	2	100	1	100
CA2-06	Circuito Enchufes de Patio JT3	2500	1	2500	0,5	1250
CA2-07	Circuito Enchufes Sala Celdas MT	2500	1	2500	0,5	1250
CA2-08	Alimentación Auxiliar TR3	1000	1	1000	1	1000
CA2-09	Alimentación Motor CTBC TR3	1000	1	1000	1	1000
CA2-10	Alimentación Ventiladores TR3	750	7	5250	1	5250
CA2-11	Alimentación Auxiliar Armario Control BBCC (ABB)	500	1	500	1	500
CA2-12	Alimentación Auxiliar Armario FO Planta N°1 (GES)	500	1	500	1	500
CA2-13	Alimentación Auxiliar Armario FO Planta N°2 (GES)	500	1	500	1	500
CA2-14	Alimentación Auxiliar Armario Tracker SCADA (Nextracker)	500	1	500	1	500
CA2-15	Alimentación Auxiliar Tablero PPC (Sungrow)	500	1	500	1	500
CA2-16	Alimentación Auxiliar UAP	5000	1	5000	1	5000
CA2-17	Reserva Equipada	1000	1	1000	1	1000
CA2-18	Reserva Equipada	2000	1	2000	1	2000
CA2-19	Reserva Equipada	5000	1	5000	1	5000
CA2-20	Reserva Equipada	8000	1	8000	1	8000
<b>TOTAL ESTIMADO</b>						<b>73100</b>

Tabla 3.6 – Consumo de cargas esenciales de corriente alterna del Parque Fotovoltaico Finis Terrae – Barras B3





S/E Rande 220 kV				
Cargas Permanentes Servicios Auxiliares C.C. Transformador N°3 Gabinete de Control y Facturación				
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Factor de Utilización	Potencia Total (W)
Controlador HT3	50	1	1	50
Equipo de Facturación HT3	50	1	1	50
Switch de Comunicaciones	30	1	1	30
Relés Auxiliares	1	10	1	10
<b>SUBTOTAL</b>				<b>140</b>
Cargas Permanentes Servicios Auxiliares C.C. Transformador N°3 Gabinete de Protecciones				
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Factor de Utilización	Potencia Total (W)
Protección Sistema 1	50	1	1	50
Protección Sistema 2	50	1	1	50
Relés Auxiliares	1	10	1	10
<b>SUBTOTAL</b>				<b>110</b>
Cargas Permanentes Servicios Auxiliares C.C. Servicios Auxiliares Gabinete de Control y Facturación				
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Factor de Utilización	Potencia Total (W)
Controlador SS/AA	50	1	1	50
Equipo de Facturación SS/AA	50	1	1	50
Switch de Comunicaciones	30	1	1	30
Relés Auxiliares	1	10	1	10
<b>SUBTOTAL</b>				<b>140</b>
Cargas Permanentes Servicios Auxiliares C.C. Gabinete Plant SCADA RTU				
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Factor de Utilización	Potencia Total (W)
RTU	500	1	1	500
Swtich de Comunicaciones	30	2	1	60
Firewall	30	2	1	60
Relés Auxiliares	1	10	1	10
<b>SUBTOTAL</b>				<b>630</b>
Cargas Permanentes Servicios Auxiliares C.C. Gabinete Local SCADA (Sungrow)				
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Factor de Utilización	Potencia Total (W)
Equipos	200	1	1	200
Swtich de Comunicaciones	30	2	1	60
Firewall	30	2	1	60
Relés Auxiliares	1	10	1	10
<b>SUBTOTAL</b>				<b>330</b>
Cargas Permanentes Servicios Auxiliares C.C. Gabinete Tracker SCADA (GES)				
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Factor de Utilización	Potencia Total (W)
Equipos	200	1	1	200
Swtich de Comunicaciones	30	2	1	60
Firewall	30	2	1	60
Relés Auxiliares	1	10	1	10
<b>SUBTOTAL</b>				<b>330</b>

Tabla 3.7 – Consumo de cargas esenciales de corriente continua del Parque Fotovoltaico Finis Terrae – Barra B3 (1/2)



Cargas Permanentes Servicios Auxiliares C.C. Gabinete Control BBCC				
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Factor de Utilización	Potencia Total (W)
Controlador BBCC	50	1	1	50
Equipo de Facturación BBCC	50	1	1	50
Switch de Comunicaciones	30	1	1	30
Relés Auxiliares	1	10	1	10
<b>SUBTOTAL</b>				<b>140</b>
Cargas Permanentes Servicios Auxiliares C.C. Gabinete FO Planta N°1 (GES)				
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Factor de Utilización	Potencia Total (W)
Equipos	50	1	1	50
Relés Auxiliares	1	10	1	10
<b>SUBTOTAL</b>				<b>60</b>
Cargas Permanentes Servicios Auxiliares C.C. Gabinete FO Planta N°2 (GES)				
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Factor de Utilización	Potencia Total (W)
Equipos	50	1	1	50
Relés Auxiliares	1	10	1	10
<b>SUBTOTAL</b>				<b>60</b>
Cargas Permanentes Servicios Auxiliares C.C. Celdas MT 33 kV				
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Factor de Utilización	Potencia Total (W)
Protección Celda	50	12	1	600
Equipo de Facturación	50	11	1	550
Relés Auxiliares	1	24	1	24
<b>SUBTOTAL</b>				<b>1174</b>
Cargas Permanentes Servicios Auxiliares C.C. Alimentación Auxiliar Transformador N°3				
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Factor de Utilización	Potencia Total (W)
Alimentación Auxiliar 125 Vcc	150	1	1	150
<b>SUBTOTAL</b>				<b>150</b>
Cargas Permanentes Servicios Auxiliares C.C. Alimentación Auxiliar UAP				
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Cantidad	Factor de Utilización	Potencia Total (W)
Alimentación Auxiliar 125 Vcc	5000	1	0,7	3500
<b>SUBTOTAL</b>				<b>3500</b>
<b>TOTAL CONSUMOS PERMANENTES [W]</b>				<b>6764</b>
<b>CORRIENTE CONSUMIDA [A]</b>				<b>54,11</b>

Tabla 3.8 – Consumo de cargas esenciales de corriente continua del Parque Fotovoltaico Finis Terrae – Barras B3 (2/2)



## 4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

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

Para el caso del Parque Fotovoltaico Finis Terrae se cuenta con mediciones de la Potencia Bruta proveniente de los inversores, de la Potencia Neta registrada en el POI, Potencia Neta registrada a la salida de los transformadores de poder y mediciones de la irradiancia y temperatura ambiente, que inciden directamente en la producción de los paneles fotovoltaicos.

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

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Finis Terrae	(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 Finis Terrae.
- (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 J1 de la S/E Rande 220 kV.



## 4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 20 de abril de 2023 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones de máxima irradiancia y con la totalidad del Parque Fotovoltaico Finis Terrae en operación.

El Parque Fotovoltaico Finis Terrae cuenta con tres transformadores de poder, T1, T2 y T3 que vinculan a la S/E Rande (220 kV) con las barras B1, B2 y B3 de la red MT (33 kV) del parque, respectivamente.

La determinación de la potencia neta del parque se calcula como la suma de las potencias (neta) de salida de cada uno de los transformadores.

$$P_{neta} = P_{neta,T1} + P_{neta,T2} + P_{neta,T3}$$

Considerando la topología anterior y que en operación normal las barras B1, B2 y B3 no operan acopladas, la potencia bruta total del parque se determina como la suma de las potencias brutas producidas por cada grupo de inversores que se conectan a las respectivas barras B1, B2 y B3 de la red MT del parque.

$$P_{bruta} = P_{bruta,B1} + P_{bruta,B2} + P_{bruta,B3}$$

Se presentan a continuación los registros correspondientes para cada grupo de inversores que acometen a cada una de las barras de media tensión B1, B2 y B3 y la potencia neta de salida de los respectivos transformadores de poder T1, T2 y T3.



#### 4.1.1 Mediciones en B1 y T1

A la barra B1 acometen 5 circuitos de alimentación que colectan la potencia de 30 cabinas. De las 30 cabinas, 28 están distribuidas en cuatro circuitos (E1, E2, E3 y E4) y cada una está compuesta por cuatro (4) inversores “Fimer” y dos (2) transformadores de tres devanados de relación 0.27 kV / 0.27 kV / 33 kV. Esto da un total de 112 inversores y 56 transformadores de bloque.

Las dos cabinas restantes se conectan al circuito alimentador (E16) y cuentan con dos (2) inversores “Sungrow” cada una y un (1) transformador de tres devanados de relación 0.6 kV / 0.6 kV / 33 kV. Esto da un total de 4 inversores y 2 transformadores de bloque.

La Figura 4.1 se muestra la potencia sumada de todos los inversores que se acometen a la red de media tensión de la barra B1, además de la irradiancia perpendicular a los paneles y temperatura ambiente. Cabe mencionar que la medición de potencia de los inversores se realiza en bornes del equipo y que, para obtener el valor de potencia bruta medida del ensayo, se deben considerar los consumos propios de cada equipo.

En la Figura 4.2 se muestra el registro de potencia neta de salida del transformador T1 medida en el paño JT1 de la S/E Rande 220 kV.

Finalmente, en la Figura 4.3 se muestra el registro de irradiancia del día completo marcando el período considerado en el ensayo de Potencia Máxima.

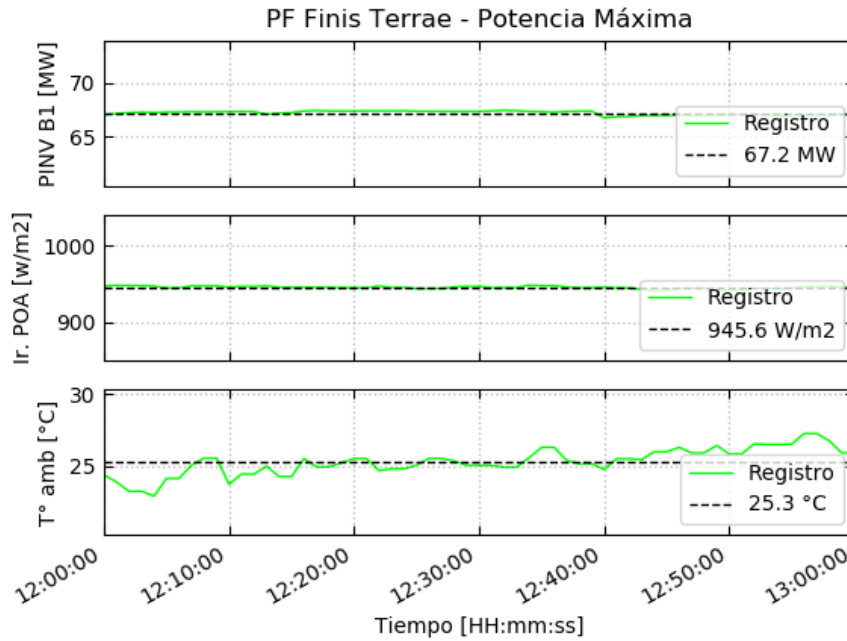


Figura 4.1 – Potencia Máxima – Potencia de inversores y variables ambientales

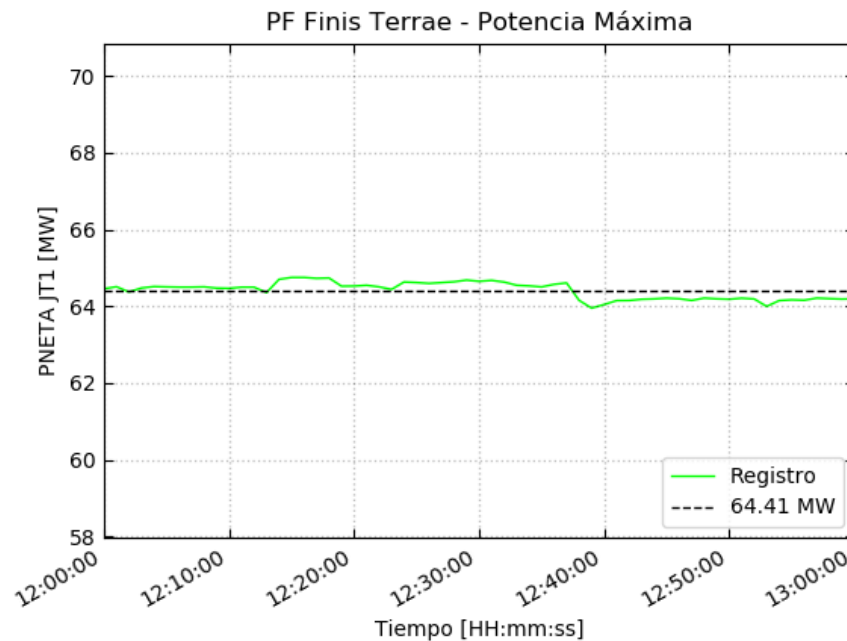


Figura 4.2 – Potencia Máxima – Potencia neta JT1

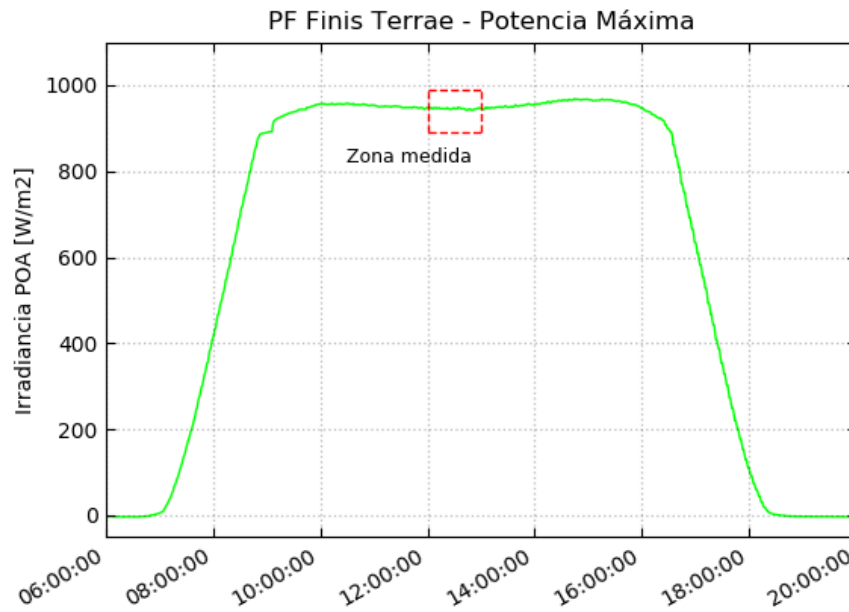


Figura 4.3 – Potencia Máxima – Irradiancia del día completo



#### 4.1.2 Mediciones en B2 y T2

A la barra B2 acometen 5 circuitos de alimentación que colectan la potencia de 29 cabinas. De las 29 cabinas, 27 están distribuidas en cuatro circuitos (E5, E6, E7 y E8) y cada una está compuesta por cuatro (4) inversores “Fimer” y dos (2) transformadores de tres devanados de relación 0.27 kV / 0.27 kV / 33 kV, totalizando 108 inversores y 54 transformadores de bloque.

Las dos cabinas restantes se conectan al circuito alimentador (E17) y cuentan con dos (2) inversores “Sungrow” cada una y un (1) transformador de tres devanados de relación 0.6 kV / 0.6 kV / 33 kV, totalizando 4 inversores y 2 transformadores de bloque.

La Figura 4.4 se muestra la potencia sumada de todos los inversores que se acometen a la red de media tensión de la barra B2, además de la irradiancia perpendicular a los paneles y temperatura ambiente. Cabe mencionar que la medición de potencia de los inversores se realiza en bornes del equipo y que, para obtener el valor de potencia bruta medida del ensayo, se deben considerar los consumos propios de cada equipo.

En la Figura 4.5 se muestra el registro de potencia neta de salida del transformador T2 medida en el paño JT2 de la S/E Rande 220 kV.

Finalmente, en la Figura 4.6 se muestra el registro de irradiancia del día completo marcando el período considerado en el ensayo de Potencia Máxima.



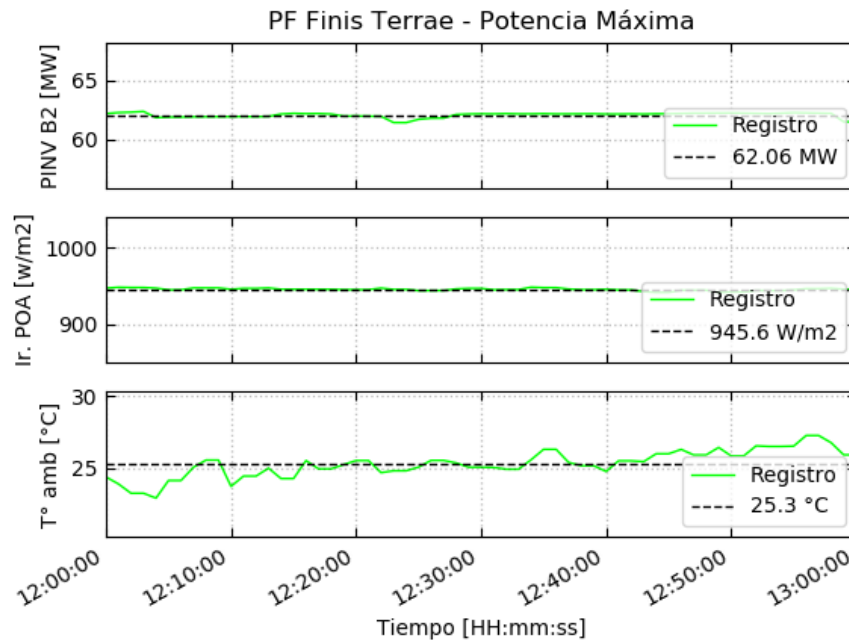


Figura 4.4 – Potencia Máxima – Potencia de inversores y variables ambientales

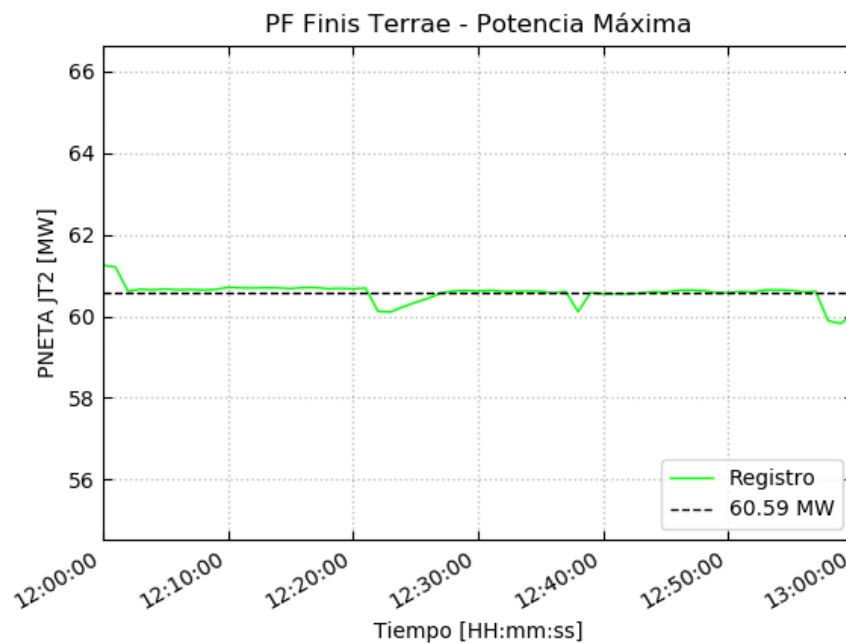


Figura 4.5 – Potencia Máxima – Potencia neta JT2

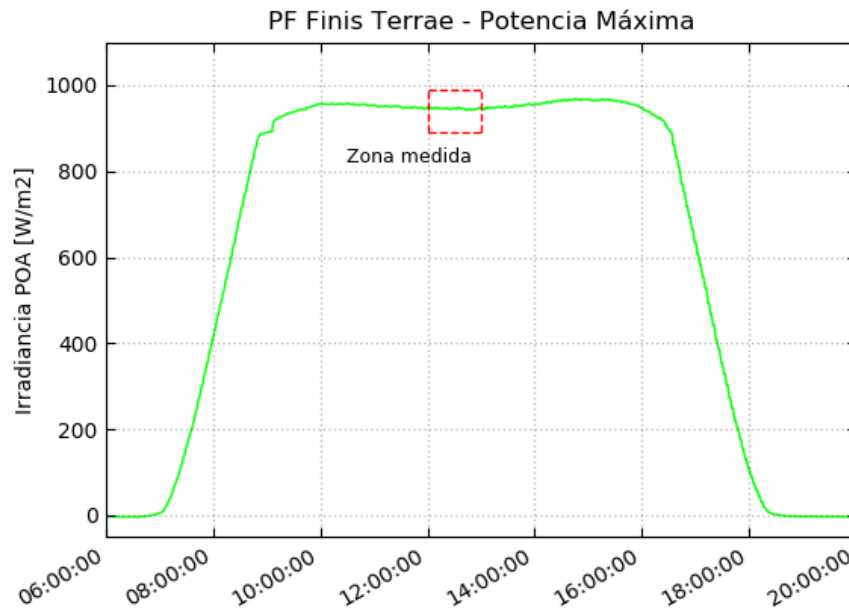


Figura 4.6 – Potencia Máxima – Irradiancia del día completo



### 4.1.3 Mediciones en B3 y T3

A la barra B3 acometen 7 circuitos de alimentación que colectan la potencia de 20 cabinas. Cada una está compuesta por dos (2) inversores “Sungrow” y un (1) transformador de tres devanados de relación 0.6 kV / 0.6 kV / 33 Kv. Esto da un total de 40 inversores y 20 transformadores de bloque.

La Figura 4.7 se muestra la potencia sumada de todos los inversores que se acometen a la red de media tensión de la barra B3, además de la irradiancia perpendicular a los paneles y temperatura ambiente. Cabe mencionar que la medición de potencia de los inversores se realiza en bornes del equipo y que, para obtener el valor de potencia bruta medida del ensayo, se deben considerar los consumos propios de cada equipo.

En la Figura 4.8 se muestra el registro de potencia neta de salida del transformador T2 medida en el paño JT3 de la S/E Rande 220 kV.

Finalmente, en la Figura 4.9 se muestra el registro de irradiancia del día completo marcando el período considerado en el ensayo de Potencia Máxima.

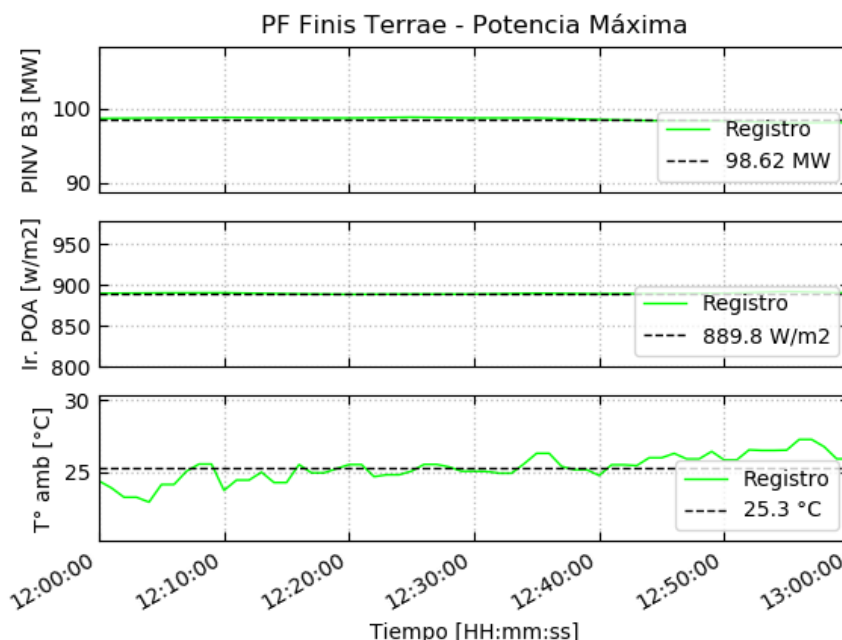


Figura 4.7 – Potencia Máxima – Potencia de inversores y variables ambientales

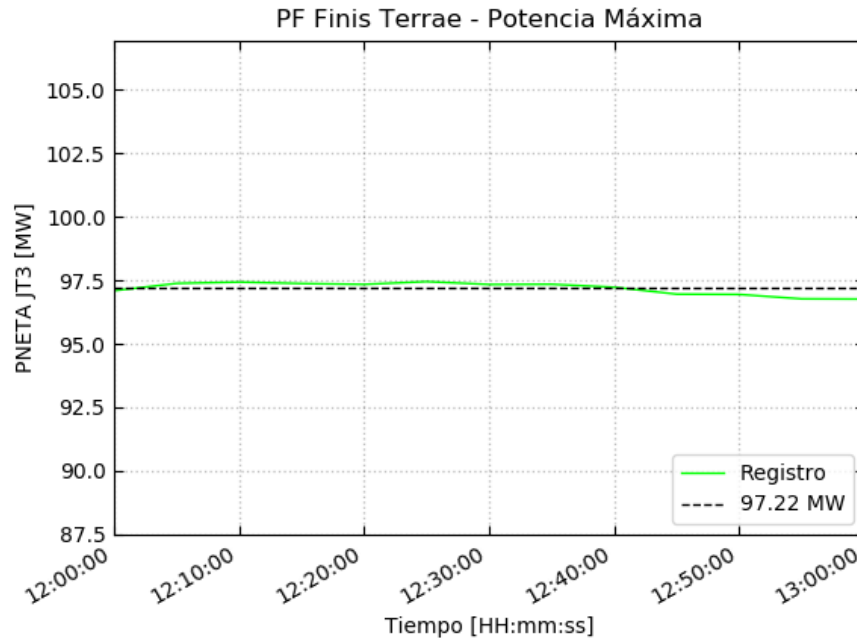


Figura 4.8 – Potencia Máxima – Potencia neta JT3

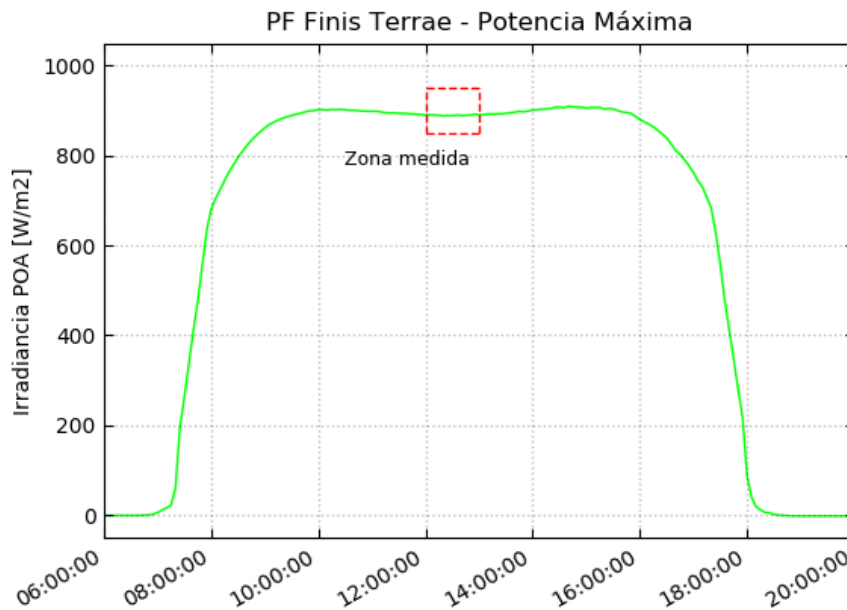


Figura 4.9 – Potencia Máxima – Irradiancia del día completo



## 4.2 Correcciones y resultados

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1. Para el desarrollo de los cálculos se han considerado los valores medios de cada variable durante el período de medición, los cuáles se presentan en las Figura 4.1, Figura 4.2, Figura 4.4, Figura 4.5, Figura 4.7 y Figura 4.8.

### 4.2.1 Potencia Bruta Medida

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Finis Terrae debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura ambiente propias del sitio, las cuales han sido estimadas en la sección 6.1. Según se muestra, se ha determinado que la irradiancia de sitio ( $I_{r_{sitio}}$ ) es de 1025.0 W/m<sup>2</sup>, en tanto para la temperatura ambiente de sitio ( $T_{amb_{sitio}}$ ) se ha determinado un valor de 28.8 °C.

Se presentan a continuación la determinación de la potencia bruta para cada grupo de inversores que acometen a la red de media tensión de la barra B1, B2 y B3 respectivamente.

#### Potencia Bruta – Inversores B1

Para la determinación de la **Potencia Bruta Medida** para el grupo de inversores B1 ( $P_{bruta,med,B1}$ ) durante el ensayo, se considera el registro de potencia de los inversores ( $P_{INV,B1}$ ) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada equipo según la siguiente expresión:

$$P_{bruta,med,B1} = P_{INV,B1} + N^{\circ} INV_{Fimer} \times Cons. Propios_{Fimer} + N^{\circ} INV_{Sungrow} \times Cons. Propios_{Sungrow}$$

$$P_{bruta,med,B1} = 67.2 \text{ MW} + 112 \times 0.897 \text{ kW} + 4 \times 4.105 \text{ kW} = 67.32 \text{ MW}$$

#### Potencia Bruta – Inversores B2

Para la determinación de la **Potencia Bruta Medida** para el grupo de inversores B2 ( $P_{bruta,med,B2}$ ) durante el ensayo, se considera el registro de potencia de los inversores ( $P_{INV,B2}$ ) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada equipo según la siguiente expresión:

$$P_{bruta,med,B2} = P_{INV,B2} + N^{\circ} INV_{Fimer} \times Cons. Propios_{Fimer} + N^{\circ} INV_{Sungrow} \times Cons. Propios_{Sungrow}$$

$$P_{bruta,med,B2} = 62.06 \text{ MW} + 108 \times 0.897 \text{ kW} + 4 \times 4.105 \text{ kW} = 62.17 \text{ MW}$$



### Potencia Bruta – Inversores B3

Para la determinación de la **Potencia Bruta Medida** para el grupo de inversores B3 ( $P_{bruta,med,B3}$ ) durante el ensayo, se considera el registro de potencia de los inversores ( $P_{INV,B3}$ ) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada equipo según la siguiente expresión:

$$P_{bruta,med,B3} = P_{INV,B3} + N^{\circ} INV_{Sungrow} \times Cons. Propios_{Sungrow}$$

$$P_{bruta,med,B3} = 98.62 \text{ MW} + 40 \times 4.105 \text{ kW} = 98.78 \text{ MW}$$

### Potencia Bruta

La **Potencia Bruta Medida** del parque ( $P_{bruta,med}$ ) se determina como la suma de las potencias brutas producidas por cada grupo de inversores que se conectan a las respectivas barras B1, B2 y B3 de la red MT del parque.

$$P_{bruta,med} = P_{bruta,med,B1} + P_{bruta,med,B2} + P_{bruta,med,B3}$$

$$P_{bruta,med} = 67.32 \text{ MW} + 62.17 \text{ MW} + 98.78 \text{ MW} = 228.27 \text{ MW}$$



#### 4.2.2 Potencia Bruta Corregida

La corrección por irradiancia se realiza a partir de considerar una dependencia lineal entre la potencia y dicha magnitud, lo cual es una aproximación aceptable en función de lo que puede observarse en los registros y en la documentación de los paneles presentada en las Figura 3.7 y Figura 3.8.

La potencia bruta corregida por irradiancia ( $P_{bruta,ir,Bi}$ ,  $i=1,2,3$ ) para cada grupo de inversores B1, B2 y B3 se determina con la siguiente expresión:

$$P_{bruta,ir,Bi} = P_{bruta,med,Bi} * \frac{Ir_{sitio}}{Ir_{med,Bi}}$$

$$P_{bruta,ir,B1} = P_{bruta,med,B1} * \frac{Ir_{sitio}}{Ir_{med,B1}} = 67.32 \text{ MW} * \frac{1025.0 \frac{W}{m^2}}{945.6 \frac{W}{m^2}} = 72.97 \text{ MW}$$

$$P_{bruta,ir,B2} = P_{bruta,med,B2} * \frac{Ir_{sitio}}{Ir_{med,B2}} = 62.17 \text{ MW} * \frac{1025.0 \frac{W}{m^2}}{945.6 \frac{W}{m^2}} = 67.39 \text{ MW}$$

$$P_{bruta,ir,B3} = P_{bruta,med,B3} * \frac{Ir_{sitio}}{Ir_{med,B3}} = 98.78 \text{ MW} * \frac{1025.0 \frac{W}{m^2}}{889.8 \frac{W}{m^2}} = 113.79 \text{ MW}$$

Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico ( $T_p$ ) y la temperatura de operación del panel en las condiciones nominales del sitio ( $T_{p,sitio}$ ) a fin de poder aplicar apropiadamente la ecuación que expresa la dependencia de la potencia generada con la temperatura:

$$P_{@T_p} = P_{STC} (1 + C_{temp} * \Delta T) \text{ con } \Delta T = T_p - T_{STC} \quad (1)$$

La temperatura del panel depende de la relación entre los valores medidos de irradiancia ( $Ir_{med}$ ) y temperatura ( $T_{amb}$ ) durante el ensayo y las condiciones ambientales para las cuales se ha determinado el valor de NOCT del panel (20°C y 800W/m<sup>2</sup>). La expresión que permite calcular la temperatura del panel se presenta a continuación.



$$T_p = T_{amb} + (NOCT - T_{NOTC}) * \frac{I_{r_{med}}}{I_{r_{NOTC}}} \quad (2)$$

En este caso, se dispone de una medida real de temperatura de panel por lo que no será necesaria su estimación. Por el contrario, no se encuentra definida una temperatura de panel de sitio por lo que se hace necesario estimarla para poder aplicar la corrección basada en (1).

La Figura 4.10 muestra la evolución de la temperatura ambiente y de panel durante la prueba realizada.

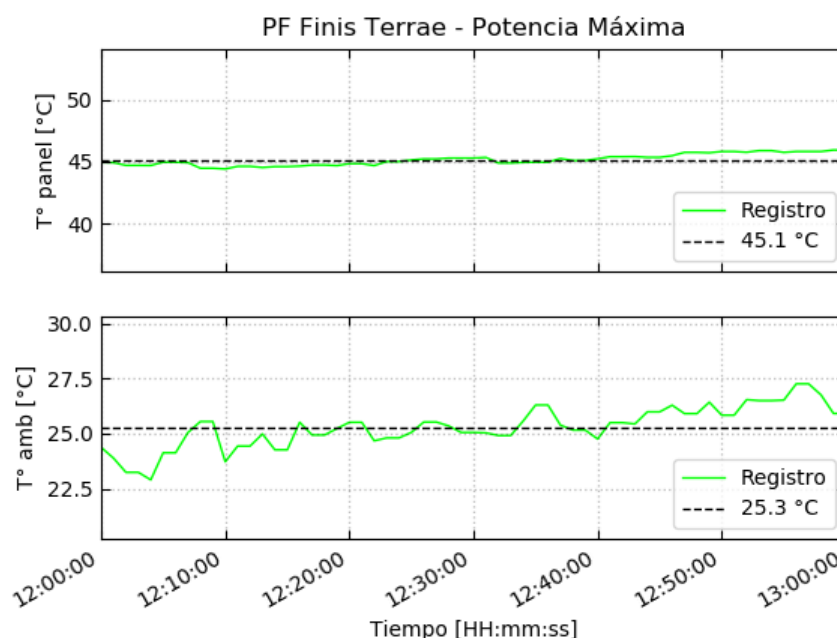


Figura 4.10 – Potencia Máxima – Evolución de las temperaturas

Puede observarse que el panel fotovoltaico alcanzó la estabilidad térmica con pequeñas fluctuaciones en torno a los 45.1 °C correspondientes al promedio en el período considerado. Adicionalmente, en el mismo período, la temperatura ambiente registró un valor promedio de 25.3 °C.

Para estimar la temperatura de panel de sitio se hace uso de las medidas reales de temperatura de panel, temperatura ambiente e irradiancia lo que permite realizar una mejor estimación despejando los valores constantes de la ecuación (2):





$$K = \frac{T_p - T_{amb}}{I r_{med}} = \frac{NOCT - T_{NOTC}}{I r_{NOTC}}$$

Considerando que se realizaron mediciones irradiancia para en paneles conectados a inversores “Fimer” y “Sungrow”, y aplicando los valores de temperatura presentados en la figura anterior se obtiene un valor de K para cada grupo de inversores (B1, B2 y B3):

$$K_i = \frac{T_p - T_{amb}}{I r_{med,i}}$$

$$K_1 = \frac{T_p - T_{amb}}{I r_{med,1}} = \frac{45.1 - 25.3}{945.6} = \frac{1}{47.76}$$

$$K_2 = \frac{T_p - T_{amb}}{I r_{med,2}} = \frac{45.1 - 25.3}{945.6} = \frac{1}{47.76}$$

$$K_3 = \frac{T_p - T_{amb}}{I r_{med,3}} = \frac{45.1 - 25.3}{889.8} = \frac{1}{44.94}$$

Finalmente, utilizando los valores definidos en el anexo 6.1:

$$T_{p,sitio} = T_{amb,sitio} + K * I r_{sitio}$$

A partir de la expresión anterior y considerando que existe un valor de  $K_i$  para cada grupo de inversores, se define la temperatura de operación del panel en las condiciones nominales del sitio para cada grupo de inversores ( $T_{p,sitio,i}$ ) con la siguiente ecuación:

$$T_{p,sitio,i} = T_{amb,sitio} + K_i * I r_{sitio}$$

$$T_{p,sitio,1} = 28.8 + \frac{1025.0}{47.76} = 50.26 \text{ °C}$$

$$T_{p,sitio,2} = 28.8 + \frac{1025.0}{47.76} = 50.26 \text{ °C}$$

$$T_{p,sitio,3} = 28.8 + \frac{1025.0}{44.94} = 51.61 \text{ °C}$$



Una vez obtenidas las temperaturas de panel del ensayo y de sitio puede procederse a el cálculo de la potencia corregida utilizando la ecuación (1). Dado que ésta está referida a condiciones STC debe aplicarse el cálculo en dos etapas para corregir entre dos temperaturas de panel distintas a la STC. Puede demostrarse que:

$$P_{bruta,corr,i} = P_{bruta,ir,i} \frac{(1+C_{temp,i}*\Delta T_{sitio,i})}{(1+C_{temp,i}*\Delta T_{ensayo,i})} \quad (3)$$

Siendo,

$$\Delta T_{sitio,i} = T_{p,sitio,i} - T_{STC}$$

$$\Delta T_{ensayo,i} = T_{p,ensayo,i} - T_{STC}$$

A partir de los datos del fabricante, para los grupos de inversores B1 y B2 se considera el coeficiente de temperatura  $C_{temp} = -0.40 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$  dado por el fabricante de los paneles JKM310PP (ver Figura 3.7).

Para el grupo de inversores B3 se considera el coeficiente de temperatura  $C_{temp} = -0.35 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$  dado por el fabricante de los paneles JKM460M-7RL3-TV (ver Figura 3.8).



Con los valores de  $C_{temp}$  definido para cada grupo de inversores (B1, B2 y B3), se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida** ( $P_{bruta,corr,Bi}$ ,  $i=1,2,3$ ) para cada grupo de inversores B1, B2 y B3 se determina con la siguiente expresión:

$$P_{bruta,corr,B1} = 72.97 \text{ MW} * \frac{\left(1 - 0.004 \frac{1}{\text{°C}} * (50.26 \text{ °C} - 25 \text{ °C})\right)}{\left(1 - 0.004 \frac{1}{\text{°C}} * (45.1 \text{ °C} - 25 \text{ °C})\right)} = 71.33 \text{ MW}$$

$$P_{bruta,corr,B2} = 67.39 \text{ MW} * \frac{\left(1 - 0.004 \frac{1}{\text{°C}} * (50.26 \text{ °C} - 25 \text{ °C})\right)}{\left(1 - 0.004 \frac{1}{\text{°C}} * (45.1 \text{ °C} - 25 \text{ °C})\right)} = 65.88 \text{ MW}$$

$$P_{bruta,corr,B3} = 113.79 \text{ MW} * \frac{\left(1 - 0.0035 \frac{1}{\text{°C}} * (51.61 \text{ °C} - 25 \text{ °C})\right)}{\left(1 - 0.0035 \frac{1}{\text{°C}} * (45.1 \text{ °C} - 25 \text{ °C})\right)} = 111.0 \text{ MW}$$

La **Potencia Bruta Corregida** del parque ( $P_{bruta,corr}$ ) se determina como la suma de las potencias brutas corregidas para cada uno de los grupos de inversores B1, B2 y B3:

$$P_{bruta,corr} = P_{bruta,corr,B1} + P_{bruta,corr,B2} + P_{bruta,corr,B3}$$

$$P_{bruta,corr} = 71.33 \text{ MW} + 65.88 \text{ MW} + 111.0 \text{ MW} = 248.21 \text{ MW}$$



### 4.2.3 Potencia de Servicios Auxiliares

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

Según se observa en el capítulo 3.3, el consumo interno de un inversor “Fimer” se estima en 0.897 kW y el de un inversor “SunGrow” en 4.105 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en la sección 3.6, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares para las barras B1 y B2 en 115.466 kW, y para la barra B3 en 79.864 kW.

En base a estos datos se procede a calcular la **Potencia de Servicios Auxiliares** asociados a las barras B1, B2 y B3.

$$P_{SSAA,B1} = N^{\circ} INV_{Fimer} \times Cons.Propios_{Fimer} + N^{\circ} INV_{SunGrow} \times Cons.Propios_{SunGrow} + P_{tr.SSAA(B1)}$$

$$P_{SSAA,B1} = 112 \times 0.897 \text{ kW} + 4 \times 4.105 \text{ kW} + 115.466 \text{ kW} = 232.35 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA,B2} = N^{\circ} INV_{Fimer} \times Cons.Propios_{Fimer} + N^{\circ} INV_{SunGrow} \times Cons.Propios_{SunGrow} + P_{tr.SSAA(B2)}$$

$$P_{SSAA,B2} = 108 \times 0.897 \text{ kW} + 4 \times 4.105 \text{ kW} + 115.466 \text{ kW} = 228.76 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA,B3} = N^{\circ} INV_{SunGrow} \times Cons.Propios_{SunGrow} + P_{tr.SSAA(B3)}$$

$$P_{SSAA,B3} = 40 \times 4.105 \text{ kW} + 79.864 \text{ kW} = 244.06 \text{ kW}$$

La **Potencia de Servicios Auxiliares** de la central ( $P_{SSAA}$ ) se determina como la suma las **Potencias de Servicios Auxiliares** asociados a las barras B1, B2 y B3, es decir:

$$P_{SSAA} = P_{SSAA,B1} + P_{SSAA,B2} + P_{SSAA,B3}$$

$$P_{SSAA} = 232.35 \text{ kW} + 228.76 \text{ kW} + 244.06 \text{ kW} = 705.17 \text{ kW}$$



#### 4.2.4 Potencia de Pérdidas en la central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central, en los transformadores de bloque y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Potencia Máxima, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza para cada uno de los grupos de inversores B1, B2 y B3.

La determinación de la Potencia de Pérdidas de cada grupo se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en el grupo de inversores B1, B2 y B3 (ver Figura 4.1, Figura 4.4, Figura 4.7) y la **Potencia Neta Medida** a la salida del transformador de poder T1, T2 y T3, respectivamente ( $P_{neta,med}$ , ver Figura 4.2, Figura 4.5 y Figura 4.8). Además, se deben considerar los valores de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 115.466 kW (barras B1 y B2), y en 79.864 kW (barra B3).

Para cada grupo, la expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas medida** ( $P_{perd,med,Bi}$ ) se presenta a continuación.

$$P_{perd,med,Bi} = P_{INV,Bi} - P_{tr,SSAA(Bi)} - P_{neta,med,Bi}$$

$$P_{perd,med,B1} = 67.2 \text{ MW} - 115.466 \text{ kW} - 64.41 \text{ MW} = 2674.53 \text{ kW}$$

$$P_{perd,med,B2} = 62.06 \text{ MW} - 115.466 \text{ kW} - 60.59 \text{ MW} = 1354.53 \text{ kW}$$

$$P_{perd,med,B3} = 98.62 \text{ MW} - 79.864 \text{ kW} - 97.22 \text{ MW} = 1320.14 \text{ kW}$$



Este valor de pérdidas considera las pérdidas en condición de vacío, en el transformador principal del parque y en los transformadores de bloque, y las pérdidas resistivas asociadas al nivel de carga en la condición de ensayo. A continuación, se procede a desglosar el valor de pérdidas medidas entre los valores correspondiente a carga y vacío.

$$P_{perd,med,carga,Bi} = P_{perd,med,Bi} - P_{Perd,vacio,tr_{ppal,Bi}} - N^{\circ} Tr_{bloque} \times P_{Perd,vacio,tr_{bloque,Bi}}$$

$$P_{perd,vacio,Bi} = P_{Perd,vacio,tr_{ppal,Bi}} + N^{\circ} Tr_{bloque} \times P_{Perd,vacio,tr_{bloque,Bi}}$$

$$P_{perd,med,carga,B1} = 2674.53 \text{ kW} - 44.54 \text{ kW} - 56 \times 1.6 \text{ kW} - 2 \times 5.23 \text{ kW} = 2529.93 \text{ kW}$$

$$P_{perd,vacio,B1} = 44.54 \text{ kW} + 56 \times 1.6 \text{ kW} + 2 \times 5.23 \text{ kW} = 144.6 \text{ kW}$$

$$P_{perd,med,carga,B2} = 1354.53 \text{ kW} - 44.43 \text{ kW} - 54 \times 1.6 \text{ kW} - 2 \times 5.23 \text{ kW} = 1213.24 \text{ kW}$$

$$P_{perd,vacio,B2} = 44.43 \text{ kW} + 54 \times 1.6 \text{ kW} + 2 \times 5.23 \text{ kW} = 141.29 \text{ kW}$$

$$P_{perd,med,carga,B3} = 1320.14 \text{ kW} - 65.72 \text{ kW} - 20 \times 5.23 \text{ kW} = 1149.82 \text{ kW}$$

$$P_{perd,vacio,B3} = 65.72 \text{ kW} + 20 \times 5.23 \text{ kW} = 170.32 \text{ kW}$$

Este valor de pérdidas en carga medido ( $P_{perd,med,carga,Bi}$ ) debe ser corregido para el despacho en escenario de **Potencia Bruta Corregida**. La siguiente expresión muestra la **Potencia de Pérdidas en la central en carga corregida** ( $P_{perd,carga,corr,Bi}$ ). Cabe mencionar que el valor de pérdidas en vacío no depende de la condición de despacho del parque.

$$P_{perd,carga,corr,Bi} = P_{perd,med,carga,Bi} \times \left( \frac{P_{bruta,corr,Bi}}{P_{bruta,med,Bi}} \right)^2$$

$$P_{perd,corr,carga,B1} = 2529.93 \text{ kW} \times \left( \frac{71.33 \text{ MW}}{67.32 \text{ MW}} \right)^2 = 2840.3 \text{ kW}$$

$$P_{perd,corr,carga,B2} = 1213.24 \text{ kW} \times \left( \frac{65.88 \text{ MW}}{62.17 \text{ MW}} \right)^2 = 1362.36 \text{ kW}$$

$$P_{perd,corr,carga,B3} = 1149.82 \text{ kW} \times \left( \frac{111.0 \text{ MW}}{98.78 \text{ MW}} \right)^2 = 1451.9 \text{ kW}$$



Entonces el valor total de **Pérdidas corregida** ( $P_{perd,corr,Bi}$ ) para cada grupo queda determinado por la siguiente expresión.

$$P_{perd,corr,Bi} = P_{perd,corr,carga,Bi} + P_{perd,vacio,Bi}$$

$$P_{perd,corr,B1} = 2840.3 \text{ kW} + 144.6 \text{ kW} = 2984.9 \text{ kW}$$

$$P_{perd,corr,B2} = 1362.36 \text{ kW} + 141.29 \text{ kW} = 1503.65 \text{ kW}$$

$$P_{perd,corr,B3} = 1451.9 \text{ kW} + 170.32 \text{ kW} = 1622.22 \text{ kW}$$

El valor de **Potencia de Pérdidas de cada grupo** ( $P_{perd,corr,Bi}$ ) debe ser desglosado en los siguientes elementos:

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

En la Tabla 3.3 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga de los transformadores principales, 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 de referencia de sitio. Las pérdidas en carga en este escenario ( $P_{Perd,carga,tr_{ppal},Bi}$ ) se calculan según la siguiente expresión.

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal},Bi} = P_{Perd,carga,nominal,tr_{ppal},Bi} \times \left( \frac{P_{bruta,corr,Bi}}{S_{nom,tr_{ppal},Bi}} \right)^2$$

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal},B1} = 188.07 \text{ kW} \times \left( \frac{71.33 \text{ MW}}{90 \text{ MVA}} \right)^2 = 118.14 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal},B2} = 187.71 \text{ kW} \times \left( \frac{65.88 \text{ MW}}{90 \text{ MVA}} \right)^2 = 100.58 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal},B3} = 432.21 \text{ kW} \times \left( \frac{111.0 \text{ MW}}{150 \text{ MVA}} \right)^2 = 236.68 \text{ kW}$$



La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{Perd,tr_{ppal},Bi} = P_{Perd,carga,tr_{ppal},Bi} + P_{Perd,vacio,tr_{ppal},Bi}$$

$$P_{Perd,tr_{ppal},B1} = 118.14 \text{ kW} + 44.54 \text{ kW} = 162.68 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,tr_{ppal},B2} = 100.58 \text{ kW} + 44.43 \text{ kW} = 145.01 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,tr_{ppal},B3} = 236.68 \text{ kW} + 65.72 \text{ kW} = 302.4 \text{ kW}$$

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

$$P_{Perd,redMT,Bi} = P_{perd,corr,Bi} - P_{Perd,tr_{ppal},Bi}$$

$$P_{Perd,redMT,B1} = 2984.9 \text{ kW} - 162.68 \text{ kW} = 2822.22 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,redMT,B2} = 1503.65 \text{ kW} - 145.01 \text{ kW} = 1358.64 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,redMT,B3} = 1622.22 \text{ kW} - 302.4 \text{ kW} = 1319.82 \text{ kW}$$

Entonces el valor total de **Pérdidas en la central corregida** ( $P_{perd,central,corr}$ ) queda determinado como la suma de las Perdidas corregidas de cada grupo ( $P_{perd,corr,Bi}$ ).

$$P_{perd,central,corr} = P_{perd,corr,B1} + P_{perd,corr,B2} + P_{perd,corr,B3}$$

$$P_{perd,central,corr} = 2984.9 \text{ kW} + 1503.65 \text{ kW} + 1622.22 \text{ kW} = 6110.77 \text{ kW}$$





#### 4.2.5 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 220 kV en el paño J1 de la S/E Rande.

Para obtener el valor de **Potencia Neta Corregido** se utilizará el valor de Potencia bruta corregida, de Potencia de Servicios Auxiliares y Potencia de Pérdidas de la central corregida, según la siguiente expresión.

$$P_{neta,corr} = P_{bruta,corr} - P_{SSAA} - P_{perd,central,corr}$$

$$P_{neta,corr} = 248.21 \text{ MW} - 705.17 \text{ kW} - 6110.77 \text{ kW} = 241.39 \text{ MW}$$



#### 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.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Finis Terrae	248.21	705.17	6110.77	241.39

*Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Finis Terrae*

Según se observa en la Tabla 4.2 la **Potencia Bruta Máxima** calculada está dentro de lo esperado en base a los antecedentes disponibles de los inversores.



## 5 CONCLUSIONES

Se demuestra que la máxima potencia bruta corregida a condiciones de sitio de temperatura de celda e irradiancia que podría entregar el parque es de 248.21 MW, resultando en una potencia neta calculada de 241.39 MW en el POI.

La Tabla 5.1 resume los resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Finis Terrae	248.21	705.17	6110.77 <sup>1</sup>	241.39

*Tabla 5.1 – Potencia Máxima según mediciones – Parque Fotovoltaico Finis Terrae*

<sup>1</sup> Desglosado en 162.68 kW, 145.01 kW y 302.4 kW de pérdidas en los transformadores principales T1, T2 y T3 respectivamente, y 2822.22 kW, 1358.64 kW y 1319.82 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión B1, B2 y B3.



## 6 ANEXOS

### 6.1 Registro histórico de irradiancia en la zona

En la presente sección se muestra la estimación de las condiciones meteorológicas de sitio para el Parque Fotovoltaico Finis Terrae a partir de un registro histórico anual. Se busca determinar las condiciones de sitio que representan el escenario diario más favorable para la producción de potencia activa de la planta en el período de un año.

Para la determinación de temperatura de sitio, se ha considerado la media de temperaturas registradas a la hora correspondiente a la obtención de máxima irradiancia.

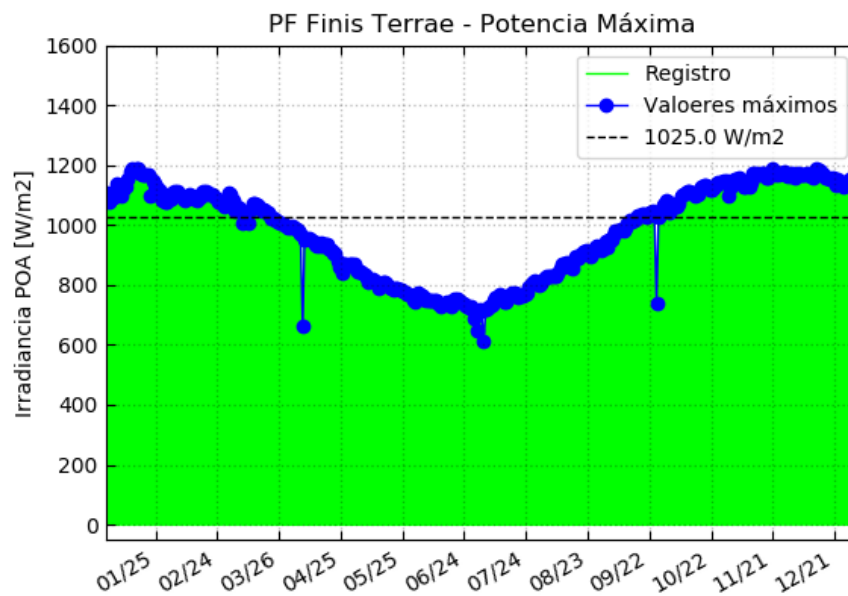


Figura 6.1 – Irradiancia de sitio

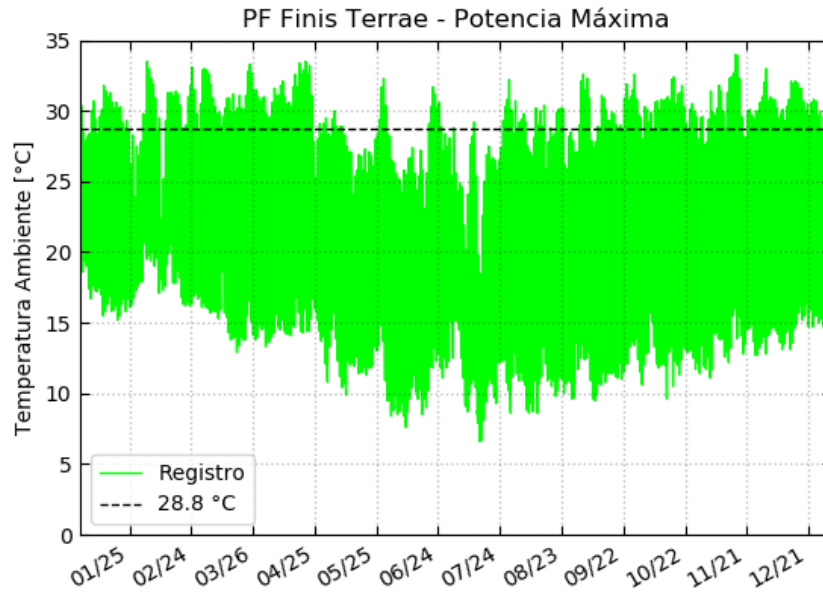


Figura 6.2 – Temperatura ambiente de sitio



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.