

**Empresa:** METKA

**País:** Chile

**Proyecto:** Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes

**Descripción:** Informe de Potencia Máxima

**Código de Proyecto:** EE-2022-117

**Código de Informe:** EE-EN-2023-0621

**Revisión:** C

*Development and Simulation of Mathematical Models  
of Control System of Electricity Generation Plants  
ISO9001:2015 Certified*



Este documento EE-EN-2023-0621-RC fue preparado para METKA por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

**Ing. Claudio Celman**

Sub-Gerente Dpto. Ensayos

[claudio.celman@estudios-electricos.com](mailto:claudio.celman@estudios-electricos.com)**Ing. Andrés Capalbo**

Sub-Gerente 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 36 páginas y ha sido guardado por última vez el 16/10/2023 por César Colignon, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	18/05/2023	Para presentar.	MV/JE	AC	PR
B	30/05/2023	Correcciones según observaciones METKA	CiC	AC	PR
C	16/10/2023	Correcciones según observaciones CEN	CiC	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	Fecha ensayo y personal auditor .....	4
1.2	Medidores utilizados.....	4
1.3	Nomenclatura y observaciones generales .....	5
2	ASPECTOS NORMATIVOS .....	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE .....	8
3.1	Unilineales y planos.....	8
3.2	Datos de los paneles solares .....	12
3.3	Datos de los inversores .....	14
3.4	Datos del transformador principal .....	16
3.5	Datos del transformador de bloque.....	17
3.6	Determinación de consumos de SSAA de planta .....	18
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA .....	22
4.1	Ensayo de Potencia Máxima .....	23
4.2	Correcciones y resultados .....	25
4.2.1	Potencia Bruta .....	25
4.2.2	Potencia de Servicios Auxiliares .....	28
4.2.3	Potencia de Pérdidas en la central .....	28
4.2.4	Potencia Neta .....	31
4.2.5	Resultados .....	32
5	CONCLUSIONES .....	33
6	ANEXOS .....	34
6.1	Determinación de condiciones meteorológicas de sitio .....	34
6.2	Certificado de calibración de medidores de potencia neta .....	35



## 1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes 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.

El Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes cuenta con una potencia instalada de 152.46 MVA y se encuentra ubicado en la región de Valparaíso, en la comuna de Los Andes. El parque se vincula al SEN mediante un transformador de poder de 3 devanados de relación 33 kV / 33 kV / 220 kV ( $\pm 11 \times 1.25\%$ ) y de capacidad 160 MVA (ONAF2), ubicado en la S/E Meseta de Los Andes.

El parque está constituido por 42 inversores marca Power Electronics modelo FS3510K, de 3.63 MVA de capacidad nominal y 660 V de tensión nominal. Cuenta con 42 transformadores de bloque de 3.63 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.66 kV / 33 kV ( $\pm 2 \times 2.5\%$ ). La red colectora está constituida por cables subterráneos y dividida en 7 circuitos colectores, en cada uno de ellos se conectan 6 inversores.

### 1.1 Fecha ensayo y personal auditor

<b>Personal</b>	<b>Fecha de ensayo</b>
Ing. Iñaki Cubillos	3 de mayo del 2023

### 1.2 Medidores utilizados

<b>Denominación</b>	<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Precisión</b>
Analizador de energía	Janitza	UMG 512 PRO	$\pm 0.2\%$

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, con una tasa de muestro de 1 segundo. Se cuenta con mediciones de todos los inversores y variables meteorológicas adquiridas con una tasa de muestreo de 1 minuto.



### 1.3 Nomenclatura y observaciones generales

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

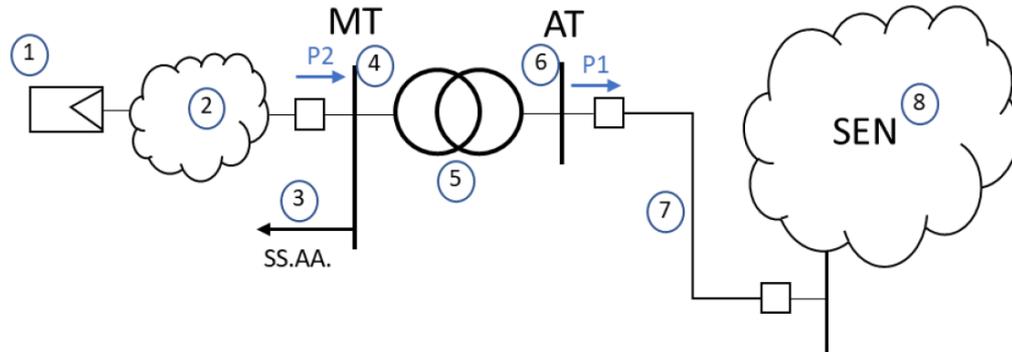


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 1) **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.
- 2) **Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector):** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
- 3) **Servicios Auxiliares de la central (SS.AA.).**
- 4) **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 5) **Transformador de Poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.
- 6) **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 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: 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 Meseta de los Andes cuenta con una potencia instalada de 152.46 MVA y se encuentra ubicado en la región de Valparaíso, en la comuna de Los Andes. El parque se vincula al SEN mediante un transformador de poder de 3 devanados de relación 33 kV / 33 kV / 220 kV ( $\pm 11 \times 1.25\%$ ) y de capacidad 160 MVA (ONAF2), ubicado en la S/E Meseta de Los Andes.

El parque está constituido por 42 inversores marca Power Electronics modelo FS3510K, de 3.63 MVA de capacidad nominal y 660 V de tensión nominal. Cuenta con 42 transformadores de bloque de 3.63 MVA de capacidad nominal y de relación de transformación 0.66 kV / 33 kV ( $\pm 2 \times 2.5\%$ ). La red colectora está constituida por cables subterráneos y dividida en 7 circuitos colectores, en cada uno de ellos se conectan 6 inversores.

Los inversores se encuentran comandados por un control conjunto de planta (PPC) el cual permite el control de las variables eléctricas en su punto de interconexión. En el presente documento se detalla la metodología de pruebas de equipos a nivel de inversor fotovoltaico y a nivel PPC con un cronograma de trabajos según el plan de habilitación previsto.

#### 3.1 Unilineales y planos

En la Figura 3.1 se muestra el diagrama unilineal del parque fotovoltaico y su conexión mediante un circuito que acomete al paño J9/J10 de Se Los Maquis.

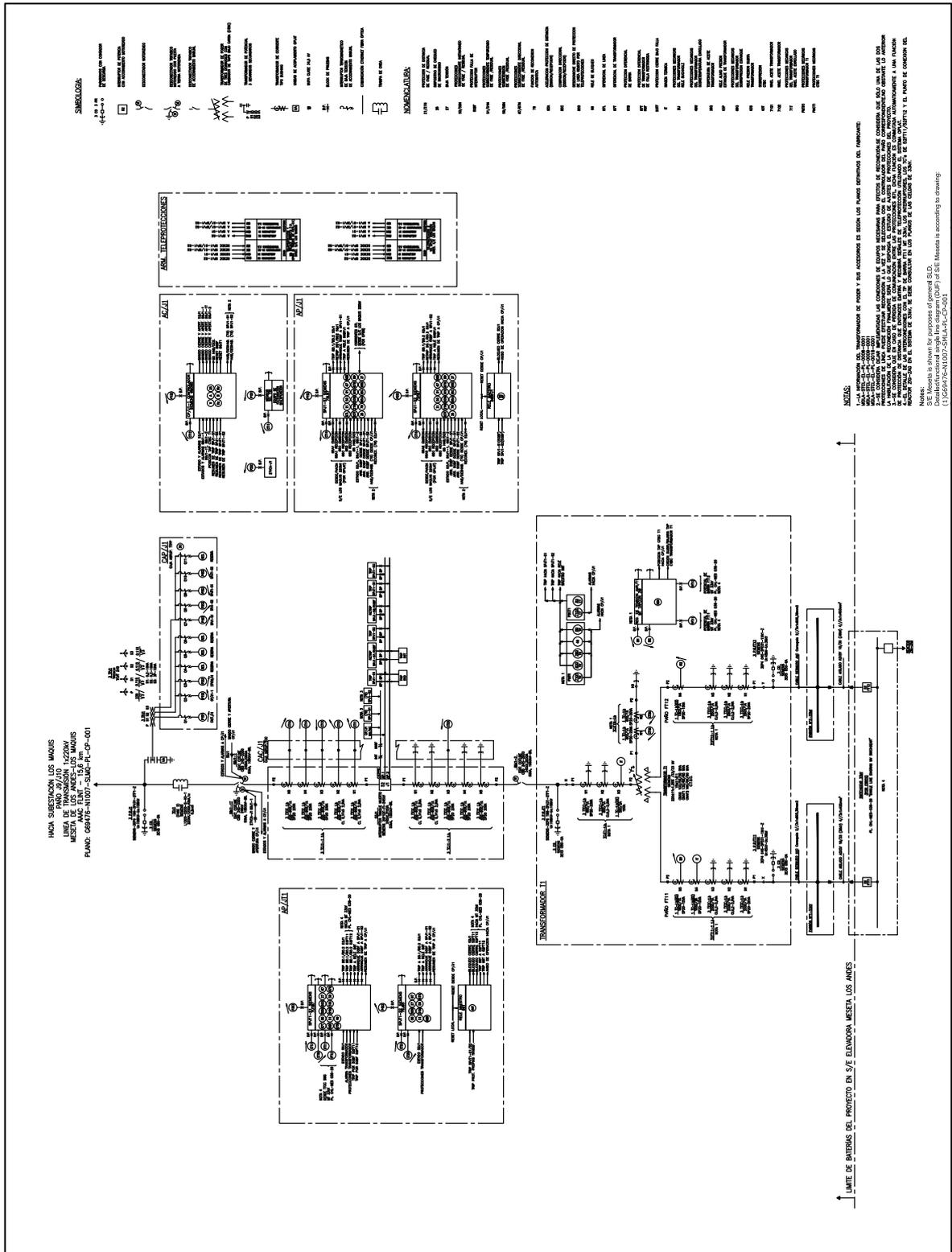


Figura 3.1 – S/E Los Maquis – Punto de interconexión – Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes

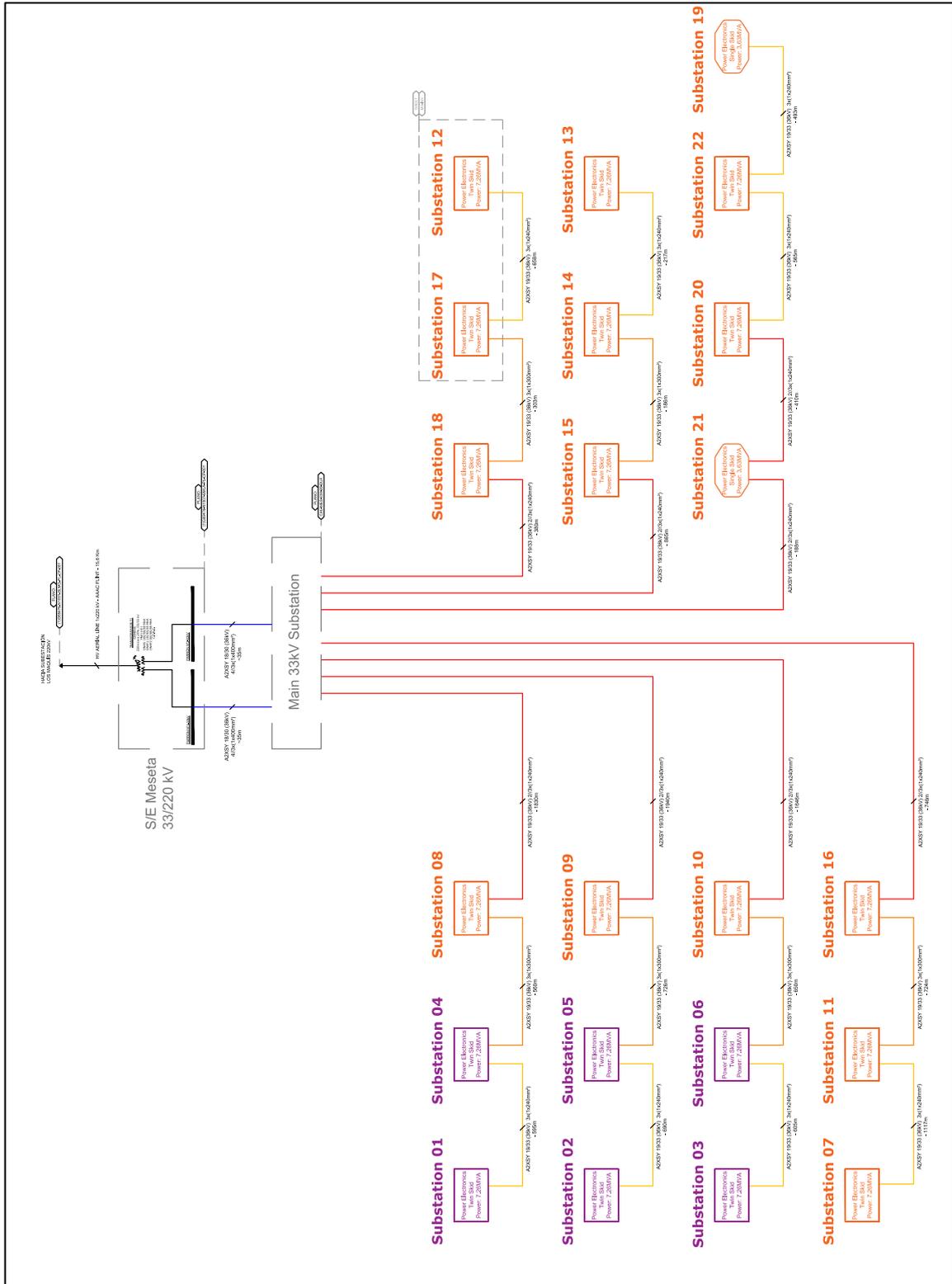


Figura 3.2 – Diagrama General del Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes

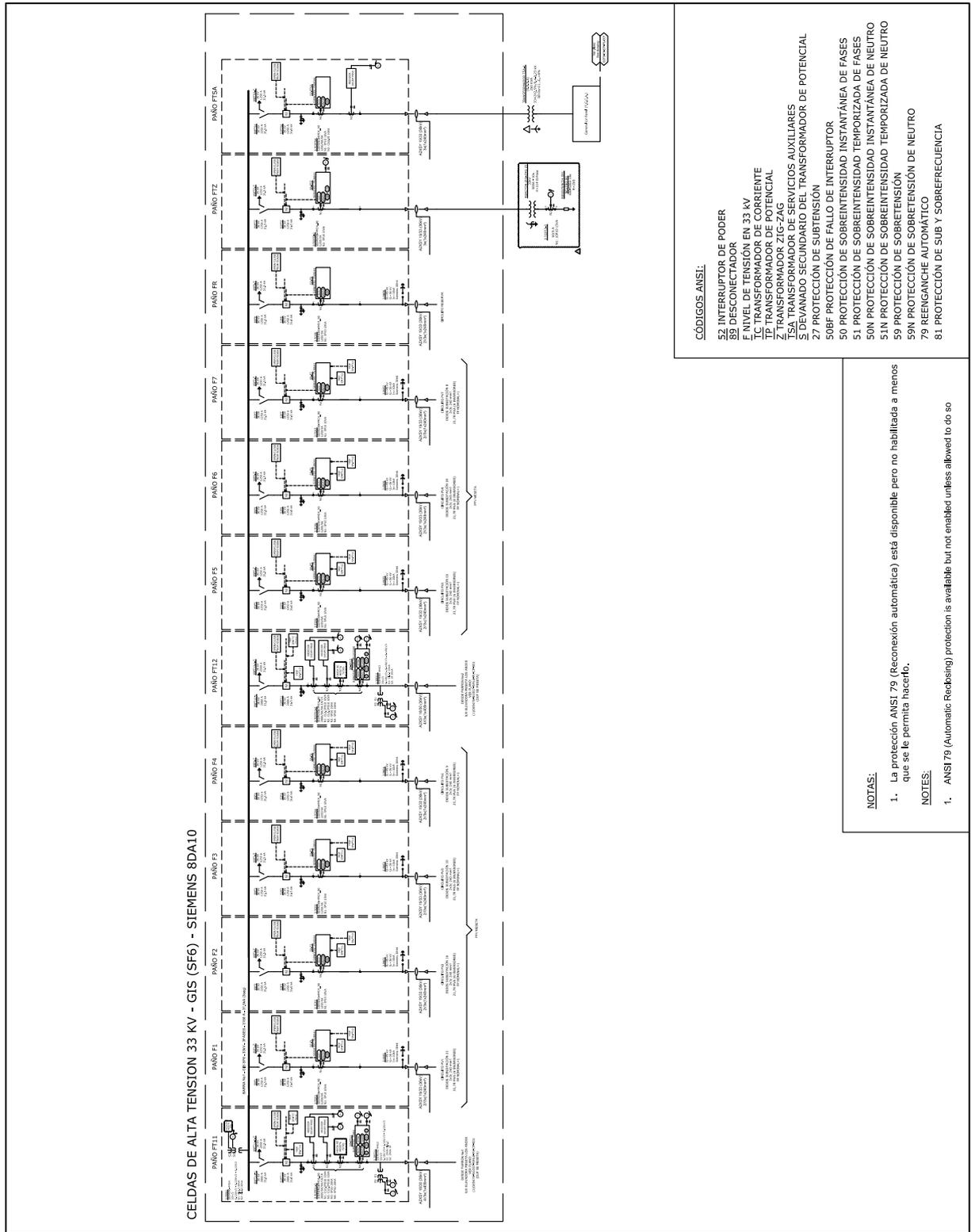
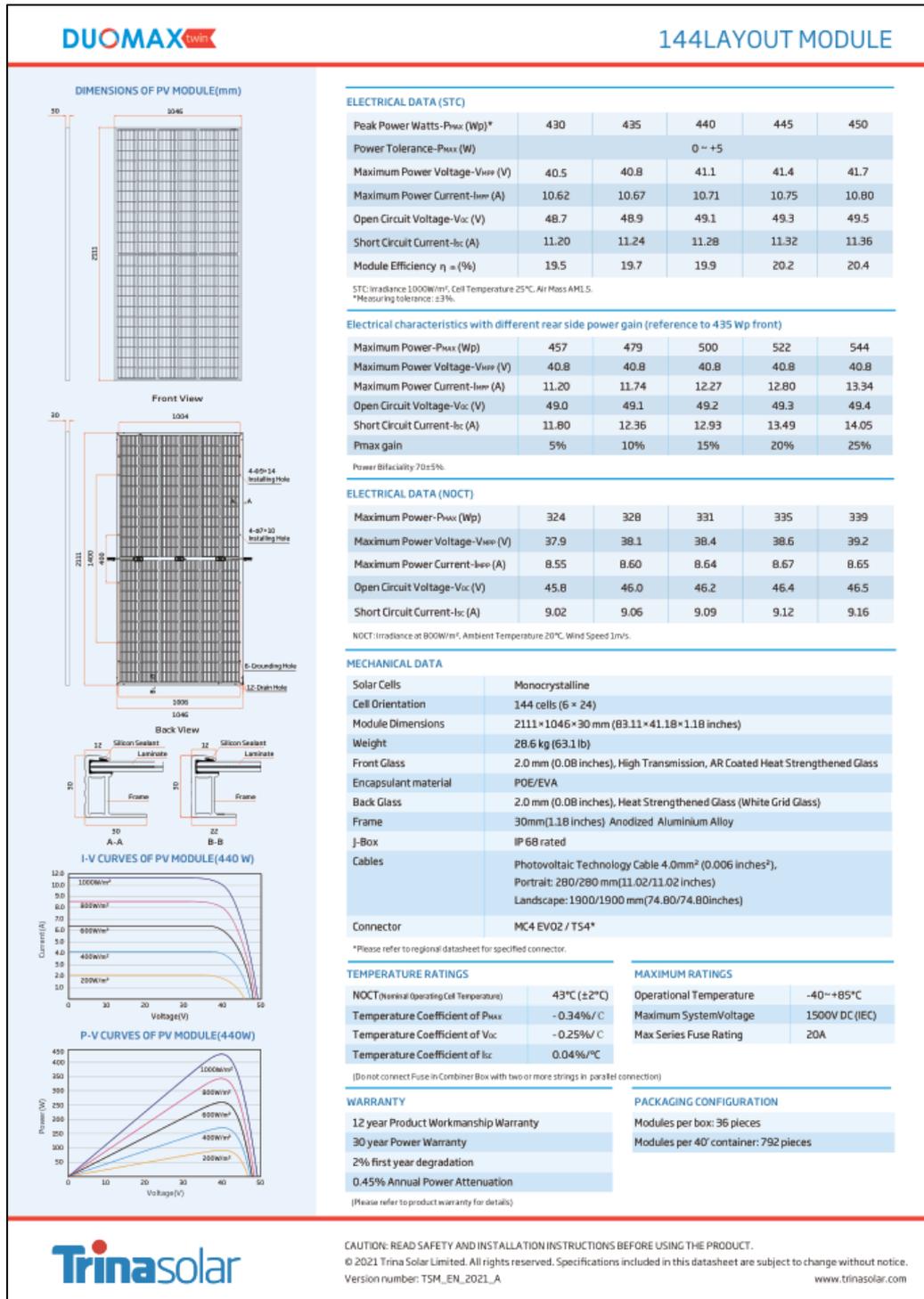


Figura 3.3 – Switchgear 33 kv del Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes



### 3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes son de marca Trinasolar modelo Vertex TSM-445DEG17MC.20 y TSM-450DEG17MC.20. Sus principales características se presentan en la Figura 3.4.





El parque cuenta con un total 102816 paneles TSM-445DEG17MC.20 y 254016 paneles TSM-450DEG17MC.20. Considerando lo anterior, el Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes cuenta con una capacidad instalada de 160.06 MWp en corriente continua. A continuación, se presenta la distribución de paneles por bloque.

Cabe destacar que considerando la potencia en instalada en AC de 152.46 MW se obtiene una relación DC/AC de 1.05.

<i>Bloque</i>	<i>Tipo de panel</i>	<i>Potencia módulos</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Potencia DC [MWp]</i>
1	TSM-445DEF17MC.20	445	102816	45.753
2	TSM-450DEF17MC.20	450	254016	114.307
		<b>Total</b>	356832	160.06

Tabla 3.1 – Distribución de paneles solares



### 3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes cuenta con 42 inversores marca Power Electronics modelo FS3510K, de 3.63 MVA de capacidad nominal y 660 V de tensión nominal. Sus principales características se muestran en la Figura 3.5.

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2340K	FS3510K
<b>OUTPUT</b>		
AC Output Power(kVA/kW) @50°C <sup>[1]</sup>	2340	3510
AC Output Power(kVA/kW) @40°C <sup>[1]</sup>	2420	3630
Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
Operating Grid Voltage(VAC) <sup>[2]</sup>	660V ±10%	
Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
Power Factor (cosine phi) <sup>[3]</sup>	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
<b>INPUT</b>		
MPPt @full power (VDC) @35°C <sup>[4]</sup>	934V-1500V	
MPPt @full power (VDC) @50°C <sup>[4]</sup>	934V-1310V	
Maximum DC voltage	1500V	
Number of PV inputs <sup>[5]</sup>	Up to 36	
Number of Freemaq DC/DC inputs <sup>[5]</sup>	Up to 6	
Max. DC continuous current (A) <sup>[5]</sup>	2645	3970
Max. DC short circuit current (A) <sup>[5]</sup>	4000	6000
<b>EFFICIENCY &amp; AUXILIARY SUPPLY</b>		
Efficiency (Max) (η)	98.84%	98.90%
Euroeta (η)	98.48%	98.65%
Max. Power Consumption (KVA)	8	10
<b>CABINET</b>		
Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
Weight (lb)	12125	12677
Weight (kg)	5500	5750
Type of ventilation	Forced air cooling	
<b>ENVIRONMENT</b>		
Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
Noise level <sup>[6]</sup>	< 79 dBA	
<b>CONTROL INTERFACE</b>		
Communication protocol	Modbus TCP	
Plant Controller Communication	Optional	
Keyed ON/OFF switch	Standard	
<b>PROTECTIONS</b>		
Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
General AC Protection	Circuit Breaker	
General DC Protection	Fuses	
Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
<b>CERTIFICATIONS</b>		
Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
Compliance	NEC 2017 / IEC	
Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	

Figura 3.5 – Hoja de datos del inversor Power Electronics modelo FS3510K

Se aprecia que el máximo consumo de potencia en operación es de 10 kVA y se considerará dicho valor en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.



La Figura 3.6 muestra la curva de capacidad de los inversores.

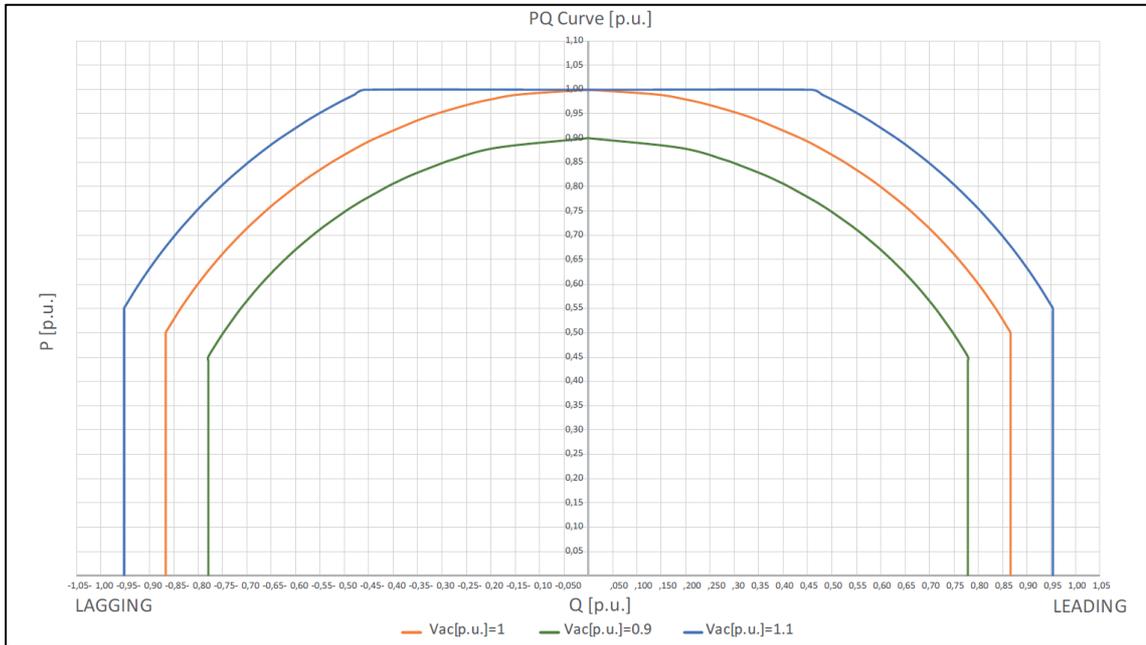


Figura 3.6 – Curva de capacidad del inversor



### 3.4 Datos del transformador principal

El parque se vincula al SEN mediante un transformador de poder de 3 devanados de relación 33 kV / 33 kV / 220 kV ( $\pm 11 \times 1.25\%$ ) y de capacidad 160 MVA (ONAF2), ubicado en la S/E Meseta de Los Andes.

A continuación, se presentan en la Tabla 3.3 los parámetros más relevantes para el modelamiento del transformador.

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	
Potencia Nominal	160 MVA	
Refrigeración	ONAF	
Frecuencia Nominal	50 Hz	
Tensión nominal lado HV	220 kV	
Tensión nominal lado LV1	33 kV	
Tensión nominal lado LV2	33 kV	
Tipo de conexión	YNd11d11	
Impedancia de corto circuito (HV-LV1)	11.73% (80MVA)	
Impedancia de corto circuito (HV-LV2)	11.88% (80MVA)	
Pérdidas en carga (HV-LV1)	164.0 kW	332.8 kW
Pérdidas en carga (HV-LV2)	168.8 kW	
Pérdidas de vacío	81.3 kW	
Posiciones de TAP	$\pm 11 \times 1.25\%$	

Tabla 3.2 – Datos de transformador principal



### 3.5 Datos del transformador de bloque

El Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes cuenta con 42 transformadores de bloque de 3.63 MVA (ONAN) y relación 0.66 kV / 33 kV ( $\pm 2 \times 2.5\%$ ), que interconecta la salida de los inversores con la red de MT.

A continuación, se presentan en la Tabla 3.3 los parámetros más relevantes para el modelamiento de los transformadores.

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Potencia Nominal	3.63 MVA
Refrigeración	ONAN
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.66 kV
Tipo de conexión	Dy11
Impedancia de corto circuito	7%
Perdidas en carga	30 kW
Pérdidas de vacío	3.1 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5\%$

Tabla 3.3 – Datos de transformador de bloque



### 3.6 Determinación de consumos de SSAA de planta

En el documento “6373-01-CP-MC-001\_0 MC SSAA.pdf” se detalla el dimensionamiento de las cargas de corriente alterna y corriente continua de los servicios auxiliares del parque. Un resumen de estos puede verse en las Tabla 3.4, Tabla 3.5 (barra 1) y Tabla 3.6 (barra 2).

Para las pruebas de potencia máxima se ha considerado los servicios esenciales de corriente alterna (ver Tabla 3.4) y las cargas permanentes de corriente continua (ver Tabla 3.5 y Tabla 3.6). Estos consumos corresponden a 54.41 kW esenciales en corriente alterna y 4.80 kW en corriente continua, totalizando 59.21 kW de SSAA esenciales y permanentes.

Consumo de cargas esenciales de corriente alterna:

$$P_{SSAA,CA} = 64.01 \text{ kVA} * 0.85 = 54.4085 \text{ kW}$$

Consumo de cargas permanentes de corriente continua:

$$P_{SSAA,CC} = 2.4 \text{ kW} + 2.4 \text{ kW} = 4.8 \text{ kW}$$

Consumo total SSAA:

$$P_{trSSAA} = 54.4085 \text{ kW} + 4.8 \text{ kW} = 59.21 \text{ kW}$$



Dato IB:I.Base ID:I.Detalle HCTG:HCTG Tip:Típico	Cto. N°	Ítem	Cant.	Fases	Pot. Unit. [W]	Pot. Total [W]	Factor demanda [Fd]	Pot. Total [kW]	FP	Pot. Total [kVA]
<b>TABLERO GENERAL CA SERVICIOS AUXILIARES (TGCA)</b>										
<b>Barra Red II Servicios Auxiliares Esenciales</b>										
TIP	CB2-1	Tablero distribución fuerza y alumbrado(Alimentador Esencial)	1	3	-	-	1	-	0,85	4,71
TIP	CB2-2	Tablero distribución CA sistema celdas MT	1	3	-	-	1	-	0,85	30,00
TIP	CB2-3	Cargador de baterías 1	1	3	9375	9375	0,5	4,69	0,9	5,21
TIP	CB2-4	Cargador de baterías 2	1	3	9375	9375	0,5	4,69	0,9	5,21
TIP	CB2-5	Calefacción, alumbrado y enchufe armarios de control y protecciones	1	1	2200	2200	0,33	0,73	1	0,73
TIP	CB2-6	Calefacción, alumbrado y enchufe armarios telecomunicaciones	1	1	2200	2200	0,33	0,73	1	0,73
TIP	CB2-7	Calefacción, alumbrado y enchufe tablero Tapcon T1 (Regulador de Voltaje)	1	1	2200	2200	0,33	0,73	1	0,73
TIP	CB2-8	Tablero control sistema contra incendio	1	1	300	300	1	0,30	1	0,30
TIP	CB2-9	Tablero control climatización	1	1	300	300	1	0,30	1	0,30
TIP	CB2-10	Motor interruptor 52J1	3	3	800	2400	0,33	0,80	0,85	0,94
HCTG	CB2-11	Motores desconectores paño J1 (uno a la vez)	1	3	500	500	0,33	0,17	0,85	0,20
HCTG	CB2-12	Tablero ventiladores transformador T1	8	3	750	6000	1	6,00	0,85	7,06
TIP	CB2-13	Tablero cambiador de taps T1 (CTBC)	1	3	1520	1520	1	1,52	0,85	1,79
TIP	CB2-14	Tablero control gases sala baterías	1	1	300	300	1	0,30	1	0,30
		SUBTOTAL [ kVA]								58,19
		MARGEN DE RESERVA						10%		5,819
TIP	CB02	Total [kVA]							0,85	64,01

Tabla 3.4 – Consumo de cargas esenciales de corriente alterna del Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes



Dato IB:I.Base ID:I.Detalle HCTG:HCTG Tip:Típico	Cto. N°	Ítem	Cant.	Pot. Unit. [W]	Factor diversidad	Pot. Total [W]	IN (A)
		<b>TABLERO DISTRIBUCIÓN CC (TGCC)-BARRA 1</b>					
TIP	CB1-1	Tablero distribución CC sistema MT	1	400	1	400	3,2
TIP	CB1-2	Cto.1 armario de control paño J1	1	200	1	200	1,6
TIP	CB1-3	Cto.1 armario de protección LT Los Maquis	1	200	1	200	1,6
TIP	CB1-4	Cto.1 armario de protección transformador	1	200	1	200	1,6
TIP	CB1-5	Cto.1 armario SCADA	1	642	1	642	5,1
TIP	CB1-6	Cto.1 armario telecomunicaciones LT Los Maquis	1	320	1	320	2,6
TIP	CB1-7	Cto.1 control Tablero CTBC	1	20	1	20	0,2
TIP	CB1-8	Cto.1 control tablero transformador T1	1	200	1	200	1,6
TIP	CB1-9	Cto.1 control tablero Tapcon T1 (Regulador de Voltaje)	1	20	1	20	0,2
TIP	CB1-10	Cto.1 alimentación facturador TGCA	1	20	1	20	0,2
HCTG	CB1-11	Cto.Cierre 52J1	3	275	1	825	6,6
HCTG	CB1-12	Cto, Apertura 1 52J1	3	275	1	825	6,6
HCTG	CB1-13	Cto1. Control desconectores paño J1	1	20	1	20	0,2
	CB1-14	Reserva					
	CB1-15	Reserva					
		SUBTOTAL [ W/A]				2222	17,8
		MARGEN DE RESERVA	10%			222	1,8
	CB1-0	Total [W/A]	1			2444	19,6

Tabla 3.5 – Consumo de corriente continua permanentes de la barra 1 del Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes



Dato IB:I.Base ID:I.Detalle HCTG:HCTG Tip:Típico	Cto. N°	Ítem	Cant.	Pot. Unit. [W]	Factor diversidad	Pot. Total [W]	IN (A)
		<b>TABLERO DISTRIBUCIÓN CC (TGCC)-BARRA 2</b>					
TIP	CB2-1	Tablero distribución CC sistema MT	1	400	1	400	3,2
TIP	CB2-2	Cto.2 armario de control paño J1	1	200	1	200	1,6
TIP	CB2-3	Cto.2 armario de protección LT Los Maquis	1	200	1	200	1,6
TIP	CB2-4	Cto.2 armario de protección transformador	1	200	1	200	1,6
TIP	CB2-5	Cto.2 armario SCADA	1	642	1	642	5,1
TIP	CB2-6	Cto.2 armario telecomunicaciones LT Los Maquis	1	320	1	320	2,6
TIP	CB2-7	Cto.2 control Tablero CTBC	1	20	1	20	0,2
TIP	CB2-8	Cto.2 control tablero transformador T1	1	200	1	200	1,6
TIP	CB2-9	Cto.2 control tablero Tapcon T1 (Regulador de Voltaje)	1	20	1	20	0,2
TIP	CB2-10	Cto.2 alimentación facturador TGCA	1	20	1	20	0,2
HCTG	CB2-11	Cto, Apertura 2 52J1	3	275	1	825	6,6
HCTG	CB2-12	Cto1. Control desconectores paño J1	1	20	1	20	0,2
	CB2-13	Reserva					
	CB2-14	Reserva					
		SUBTOTAL [ W/A]				2222	17,8
		MARGEN DE RESERVA	10%			222	1,8
	CB2-0	Total [W/A]	1			2444	19,6

Tabla 3.6 – Consumo de corriente continua permanentes de la barra 2 del Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes



## 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 Meseta de los Andes se cuenta con mediciones de la Potencia Bruta proveniente de los inversores, de la Potencia Neta registrada en el POI 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 [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
Meseta de Los Andes	(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 Meseta de los Andes.
- (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 Meseta de Los Andes 220 kV.



### 4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 03 de mayo de 2023 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones de máxima irradiancia diaria disponible y con la totalidad del Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4.1 se muestra la potencia sumada medida de todos los inversores ( $P_{INV}$ ) y la potencia neta medida ( $P_{neta,med}$ ) en el periodo de pruebas.

En la Figura 4.2 se muestra el registro de temperatura de panel ( $T_{p_{med}}$ ), la temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) y el registro de irradiancia perpendicular a los paneles ( $I_{r_{med}}$ ).

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.

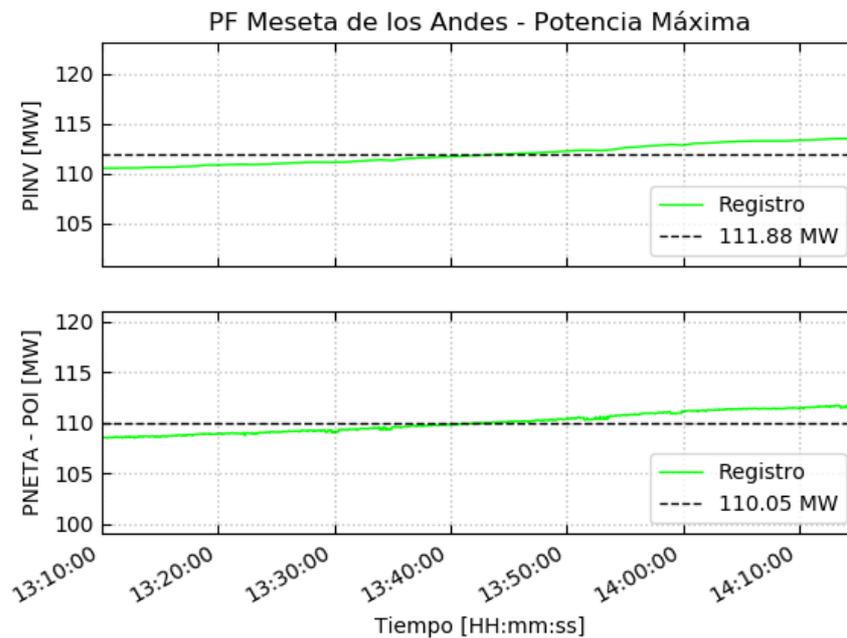


Figura 4.1 – Potencia Máxima – Potencia inversores y Potencia neta

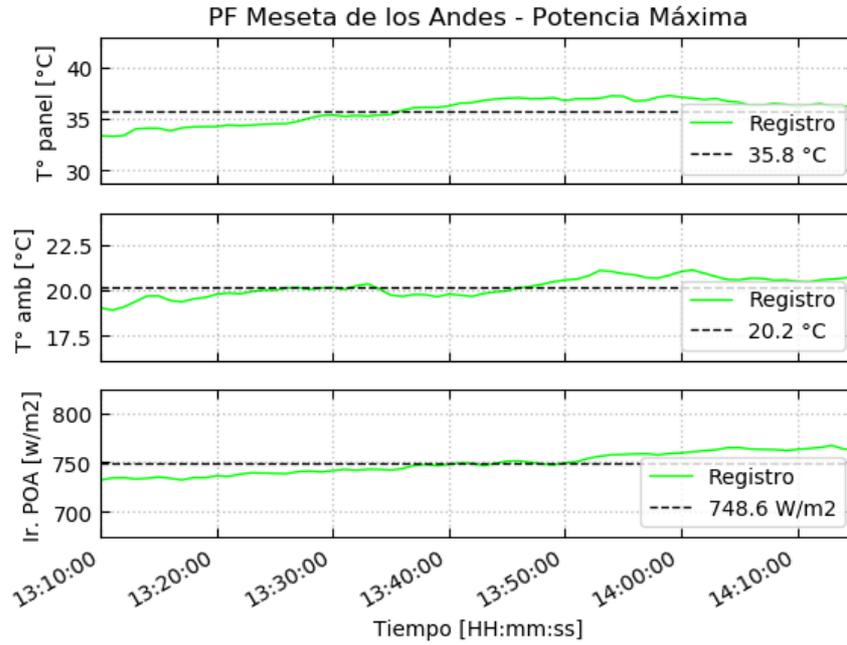


Figura 4.2 – Potencia Máxima – Temperatura PV, Temperatura Ambiente e Irradiancia POA

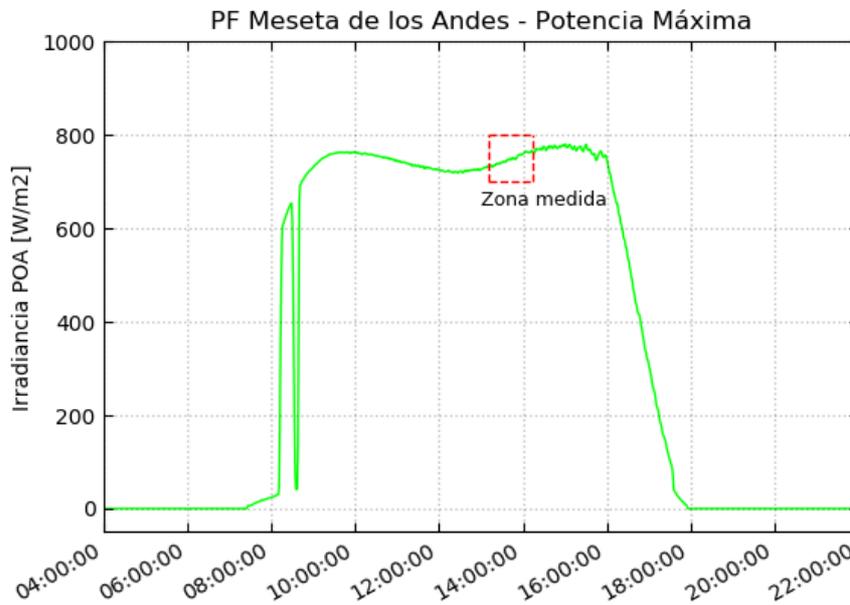


Figura 4.3 – Potencia Máxima – Irradiancia día completo



## 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 a Figura 4.3.

### 4.2.1 Potencia Bruta

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura ambiente propias del sitio, las cuales han sido determinadas por METKA en el documento adjunto “20230526 Irradiancia Histórica PVF MDLA.pdf”, cuyas principales conclusiones se presentan en la sección 6.1. Según se muestra, se ha determinado que la irradiancia de sitio ( $I_{r_{sitio}}$ ) es de 1064.4 W/m<sup>2</sup>, en tanto para la temperatura ambiente de sitio ( $T_{amb_{sitio}}$ ) se ha determinado un valor de 24.8 °C.

En primer lugar, se realiza la determinación de la **Potencia Bruta Medida** ( $P_{bruta,med}$ ) durante el ensayo, para esto se considera el registro de potencia de los inversores ( $P_{INV}$ ) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada equipo ( $P_{INVcons}$ ) según la siguiente expresión. Según se observa en la Figura 3.5, el consumo interno de cada inversor se estima en 10 kVA.

$$P_{bruta,med} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times P_{INVcons}$$

$$P_{bruta,med} = 111.88 MW + 42 \times 10 kW = 112.30 MW$$

La corrección por irradiancia se realiza a partir de considerar una dependencia lineal entre la potencia y dicha magnitud.

El resultado se muestra a continuación.

$$P_{bruta,ir} = P_{bruta,med} * \frac{I_{r_{sitio}}}{I_{r_{med}}}$$

$$P_{bruta,ir} = 112.30 MW * \frac{1064.4 \frac{W}{m^2}}{748.6 \frac{W}{m^2}} = 159.67 MW$$



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 ( $I_{r_{med}}$ ) 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 4.2 muestra la evolución de la temperatura ambiente y de panel durante la prueba realizada.

Puede observarse que el panel fotovoltaico alcanzó la estabilidad térmica con pequeñas fluctuaciones en torno a los 35.8°C correspondientes al promedio en el período considerado. Adicionalmente, en el mismo período, la temperatura ambiente registró un valor promedio de 20.2°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):

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

Aplicando los valores presentados en las figuras anteriores se obtiene:



$$K = \frac{T_p - T_{amb}}{I_{r_{med}}} = \frac{35.8 - 20.2}{748.6} = \frac{1}{48}$$

Finalmente, utilizando los valores definidos en el anexo 6.1:

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

$$T_{p,sitio} = 24.8 + \frac{1064.4}{48} = 47.0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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:

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

Siendo,

$$\Delta T_{sitio} = T_{p,sitio} - T_{STC} = 47.0 \text{ } ^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 22.0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta T_{ensayo} = T_{p,ensayo} - T_{STC} = 35.8^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 10.8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

El coeficiente de temperatura informado por el fabricante es  $C_{temp} = -0.34 \text{ } \%/^\circ\text{C}$  (ver Figura 3.4). Se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión.

$$P_{bruta,corr} = 159.67 \text{ MW} * \frac{\left(1 - 0.0034 \frac{1}{^\circ\text{C}} * 22.0 \text{ } ^\circ\text{C}\right)}{\left(1 - 0.0034 \frac{1}{^\circ\text{C}} * 10.8 \text{ } ^\circ\text{C}\right)} = 153.36 \text{ MW}$$

El valor obtenido demuestra que, para las condiciones de sitio mencionadas, la potencia producida por los paneles es mayor a la capacidad instalada en inversores, por lo tanto, este valor debe ser limitado a dicha capacidad, la cual corresponde a 152.46 MW



#### 4.2.2 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 calculado anteriormente, el consumo interno de cada inversor se estima en 10 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en las Tabla 3.4, Tabla 3.5 y Tabla 3.6, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 59,21 kW (ver sección 3.6)

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

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

$$P_{SSAA} = 42 \times 10 \text{ kW} + 59.21 \text{ kW} = 479.21 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.4792 \text{ MW}$$

#### 4.2.3 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 considerando la diferencia entre la potencia medida en los inversores ( $P_{INV}$ ) y la **Potencia Neta Medida** ( $P_{neta,med}$ ). Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 59.21 kW.

La expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas en la central medida** ( $P_{perd,central,med}$ ) se presenta a continuación.

$$P_{perd,central,med} = P_{INV} - P_{tr,SSAA} - P_{neta,med}$$

$$P_{perd,central,med} = 111.88 \text{ MW} - 59.21 \text{ kW} - 110.05 \text{ MW} = 1770.79 \text{ kW}$$



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.

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

$$P_{perd,central,med,carga} = 1770.79 \text{ kW} - 81.3 \text{ kW} - 42 \times 3,1 \text{ kW} = 1559.29 \text{ kW}$$

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

$$P_{perd,central,vacio} = 81.3 \text{ kW} + 42 \times 3.1 \text{ kW} = 211.5 \text{ kW}$$

Este valor de pérdidas en carga medido ( $P_{perd,central,med,carga}$ ) 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** ( $P_{perd,central,carga,corr}$ ). Cabe mencionar que el valor de pérdidas en vacío no depende de la condición de despacho del parque.

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

$$P_{perd,central,corr,carga} = 1559.29 \text{ kW} \times \left( \frac{152.46 \text{ MW}}{112.30 \text{ MW}} \right)^2 = 2873.95 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{perd,central,corr} = 2873.95 \text{ kW} + 211.5 \text{ kW} = 3085.45 \text{ kW}$$

$$P_{perd,central,corr} = 3.0855 \text{ MW}$$



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 de referencia de sitio. Las pérdidas en carga en este escenario ( $P_{Perd,carga,tr_{ppal}}$ ) se calculan según la siguiente expresión.

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

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal}} = 332.8 \text{ kW} \times \left( \frac{152.46 \text{ MW}}{160 \text{ MVA}} \right)^2 = 302.17 \text{ kW}$$

La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

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

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 302.17 \text{ kW} + 81.3 \text{ kW} = 383.47 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{Perd,redMT} = 3085.45 \text{ kW} - 383.47 \text{ kW} = 2701.98 \text{ kW}$$



#### 4.2.4 Potencia Neta

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

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.

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

$$P_{neta,corr} = 152.4600 \text{ MW} - 0.4792 \text{ MW} - 3.0855 \text{ MW} = 148.8953 \text{ MW}$$



#### 4.2.5 Resultados

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

<b>Parque Fotovoltaico</b>	<b>Potencia Bruta [MW]</b>	<b>SS.AA. [MW]</b>	<b>Pérdidas en la central [MW]</b>	<b>Potencia Neta [MW]</b>
Meseta de los Andes	152.4600	0.4792	3.0855	148.8953

*Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes*

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 152.46 MW, resultando en una potencia neta calculada de 148.9 MW en el POI.

La Tabla 5.1 resume los resultados.

<b>Parque Fotovoltaico</b>	<b>Potencia Bruta [MW]</b>	<b>SS.AA. [MW]</b>	<b>Pérdidas en la central [MW]</b>	<b>Potencia Neta [MW]</b>
Meseta de los Andes	152.4600	0.4792	3.0855 <sup>1</sup>	148.8953

*Tabla 5.1 – Potencia Máxima según mediciones – Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes*

<sup>1</sup> Desglosado en 383.47 kW de pérdidas en el transformador principal y 2701.98 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



## 6 ANEXOS

### 6.1 Determinación de condiciones meteorológicas de sitio

Las condiciones meteorológicas de sitio han sido determinadas por METKA en el documento adjunto “20230526 Irradiancia Histórica PVF MDLA.pdf”, cuyas principales conclusiones se presentan a continuación.

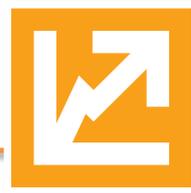
- 1- Los valores de máxima irradiancia horizontal GHI, se obtienen en los meses entorno al trimestre de verano, a la 1:00 PM.
- 2- El valor de irradiancia por ocupar para la potencia máxima será el percentil 50 de los datos de verano a la 1:00 PM, el cual corresponde a 1064.4 W/m<sup>2</sup>.
- 3- El valor de temperatura por ocupar para la potencia máxima será el percentil 50 de los datos de verano a la 01:00 PM, el cual corresponde a 24.8 °C.

*Figura 6.1 – Condiciones de sitio – Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes*



## 6.2 Certificado de calibración de medidores de potencia neta

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN		
 <b>ESTUDIOS ELECTRICOS</b>		
Estudios Eléctricos declara que el instrumento:		
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración
JANITZA UMG 512 Pro	4201/5361	21/07/2022
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. Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:		
Instrumento	Número de Serie	Última Calibración
Valija de Inyección OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/11/2021
Fecha de evaluación: 21/07/22 Certificado número: EE-CI-2022-1131	Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 	
<b>Power System Studies &amp; Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning</b>		



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.