

Empresa: PRODIEL

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto

Descripción: Informe de Potencia Máxima

Código de Proyecto: EE-2020-197

Código de Informe: EE-EN-2021-1953

Revisión: A



12 de enero de 2022



Este documento EE-EN-2021-1953-RA fue preparado para PRODIEL por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

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

Ing. Andrés Capalbo
Coordinador Dpto. Ensayos
andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani
Gerente Dpto. Ensayos
pablo.rifrani@estudios-electricos.com

www.estudios-electricos.com

Este documento contiene 50 páginas y ha sido guardado por última vez el 12/01/2022 por Andrés Capalbo, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	12/01/2022	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	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	Unifilar de planta.....	8
3.2	Datos de los paneles solares	14
3.3	Datos de los inversores	17
3.4	Datos de los transformadores de bloque.....	19
3.5	Datos del transformador de poder	20
3.6	Datos de consumos de SSAA de planta.....	21
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA	24
4.1	Ensayo de Potencia Máxima	25
4.2	Correcciones y resultados	27
4.2.1	Potencia Bruta	27
4.2.2	Potencia de Servicios Auxiliares	31
4.2.3	Potencia de Pérdidas en la central	32
4.2.4	Potencia Neta	34
4.2.5	Resultados	35
5	CONCLUSIONES	36
6	ANEXOS	37
6.1	Registro histórico de irradiancia en la zona	37
6.2	Certificado de calibración de medidor de energía	39
6.3	Certificado de calibración de medidor de energía (POI).....	40
6.4	Certificados de calibración de estaciones meteorológicas	41



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto 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 Sol Del Desierto se encuentra emplazado al norte de la comuna de María Elena, región de Antofagasta, y tiene una potencia instalada de 258.696 MVA (@25°C). El parque se conecta a la S/E Sol Del Desierto por medio de dos líneas de 33kV, las cuales llegan a un transformador de poder de tres devanados de relación 220kV/33kV/33kV de 250 MVA de potencia nominal. Desde allí, el parque se conecta al SEN por medio de una línea de transmisión en 220kV de 1.65 km que llega al paño J9 y J10 de la S/E María Elena. La potencia declarada en el punto de interconexión (POI) es de 230 MW.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

<i>Personal</i>	<i>Fecha de ensayo</i>
Ing. Jaime Prieto	29 de diciembre de 2021

1.2 Medidores utilizados

<i>Denominación</i>	<i>Marca</i>	<i>Modelo</i>	<i>N° de serie</i>
Multímetro	Fluke	177	97640006
Adquisidor	EE	16CH	EEEEQ2010244
Adquisidor	Janitza	UMG510	5100/0731

Tabla 1-1 – Equipos utilizados.

Además de lo mostrado en la tabla, se cuenta con datos complementarios del sistema controlador de planta adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 1 minuto y medidas de todos los inversores 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:

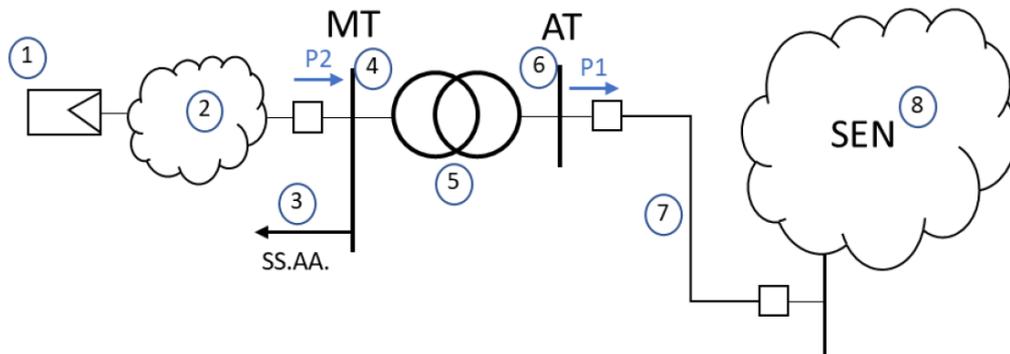


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 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 Sol Del Desierto está constituido por 36 centros de transformación, los cuales cuentan con 2 inversores y 1 transformador de tres devanados, de relación 0.6/0.6/33 kV.

Cuenta con 72 inversores marca SUNGROW, modelo SG3125HV de 3.593 MVA (@ 25°C) de potencia aparente nominal y 600 V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan 258.696 MVA (@25°C) de potencia instalada.

La red colectora del Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto está compuesta por doce alimentadores en 33kV que colectan la potencia generada por los paneles del parque. El parque se conecta a la S/E Sol Del Desierto por medio de dos líneas de 33kV, las cuales llegan a un transformador de poder de tres devanados de relación 220kV/33kV/33kV de 250 MVA de potencia nominal. Desde allí, el parque se conecta al SEN por medio de una línea de transmisión en 220kV de 1.65 km que llega al paño J9 y J10 de la S/E María Elena. El valor de potencia neta declarado es de 230 MW.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca AstroTwins y Longi, modelos CHSM72M y LR4-72HBD, respectivamente.

3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque se encuentra compuesta por 12 alimentadores en MT, donde estos alimentadores exportan la energía proveniente de 3 centros de transformación. El número total de centros de transformación distribuidos en los alimentadores es de 36, los cuales cuentan con 2 inversores y 1 transformador de tres devanados.

La disposición de los centros de transformación dentro de los doce circuitos colectores en MT es la siguiente:

- Feeder 1 (LMT1): Centros de transformación CT01, CT02 y CT03.
- Feeder 2 (LMT2): Centros de transformación CT04, CT05 y CT06.
- Feeder 3 (LMT3): Centros de transformación CT07, CT08 y CT09.
- Feeder 4 (LMT4): Centros de transformación CT10, CT11 y CT12.



- Feeder 5 (LMT5): Centros de transformación CT13, CT14 y CT15.
- Feeder 6 (LMT6): Centros de transformación CT16, CT17 y CT18.
- Feeder 7 (LMT7): Centros de transformación CT19, CT20 y CT21.
- Feeder 8 (LMT8): Centros de transformación CT22, CT23 y CT24.
- Feeder 9 (LMT9): Centros de transformación CT25, CT26 y CT27.
- Feeder 10 (LMT10): Centros de transformación CT28, CT29 y CT30.
- Feeder 11 (LMT11): Centros de transformación CT31, CT32 y CT33.
- Feeder 12 (LMT12): Centros de transformación CT34, CT35 y CT36

A continuación, se presentan los diagramas unilineales del parque. En la Figura 3.1 se presenta el paño J9 y J10 de la S/E María Elena 220kV, el cual corresponde al punto de interconexión (POI) del Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto.

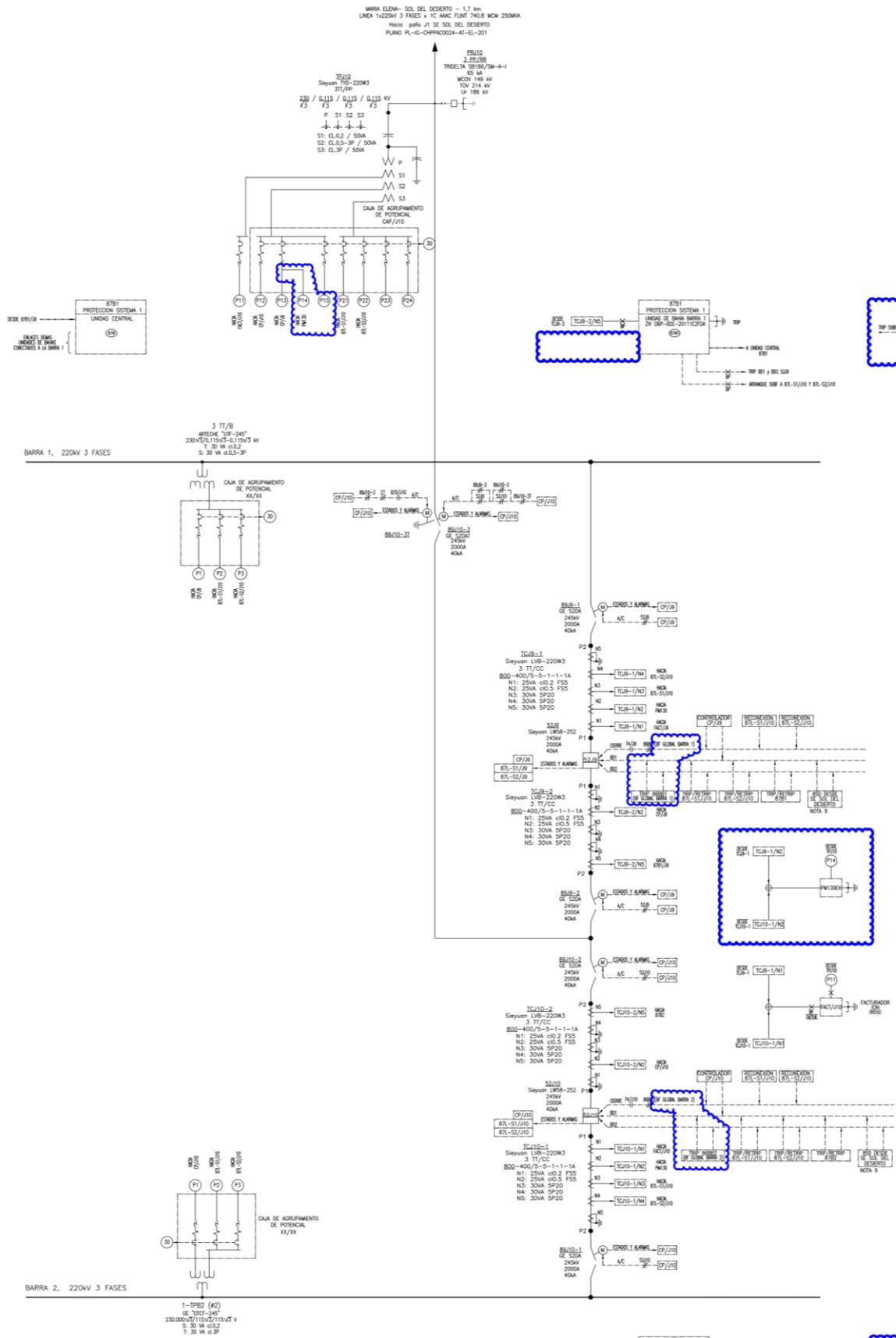


Figura 3.1 - Paño J9 y J10 S/E María Elena



Finalmente, se presenta en las Figura 3.3, Figura 3.4 y Figura 3.5 la distribución de los centros de transformación del parque. Cabe recordar que cada uno cuenta con dos inversores y con un transformador de bloque de tres devanados. El recuadro azul señala la estación CT36, correspondiente a la más lejana al punto de interconexión, en tanto, el recuadro rojo señala la estación CT1, correspondiente a la más cercana al punto de interconexión.



Figura 3.3 – Distribución de centros de transformación PF Sol Del Desierto (1 de 3)

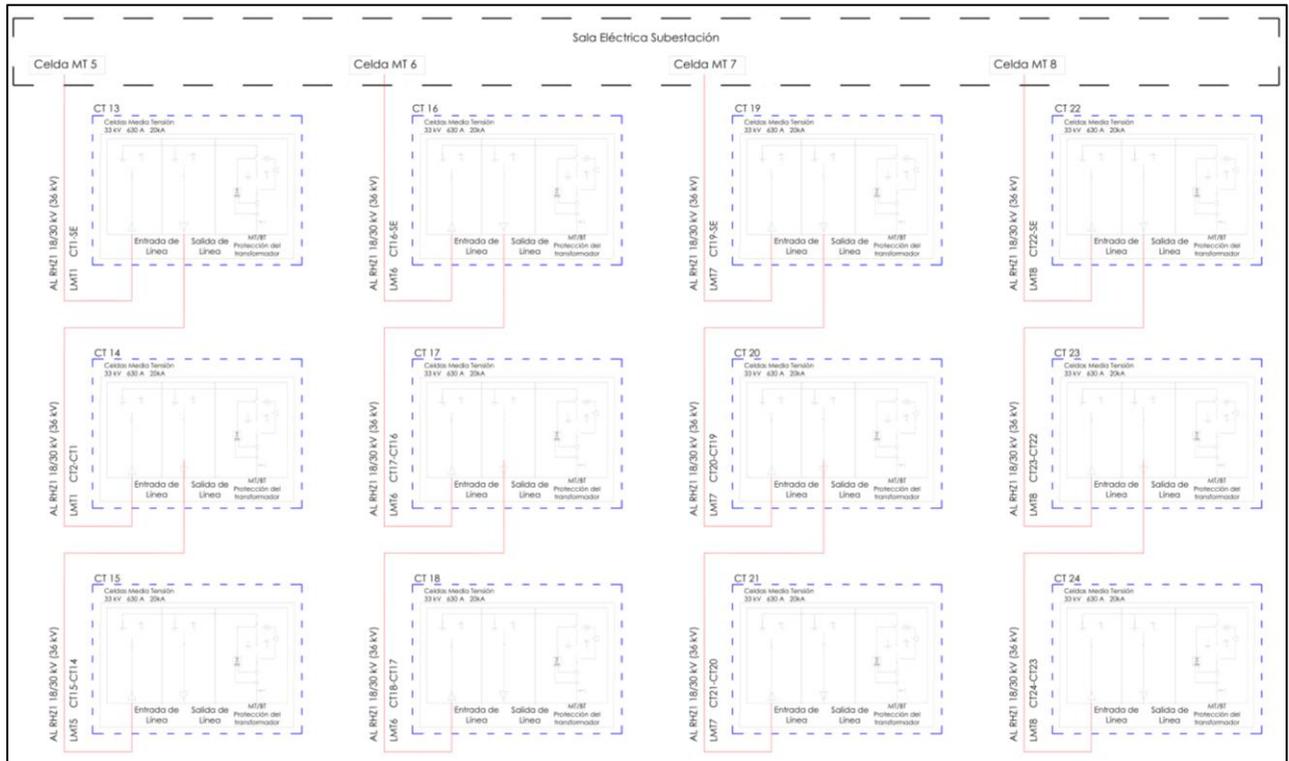


Figura 3.4 – Distribución de centros de transformación PF Sol Del Desierto (2 de 3)

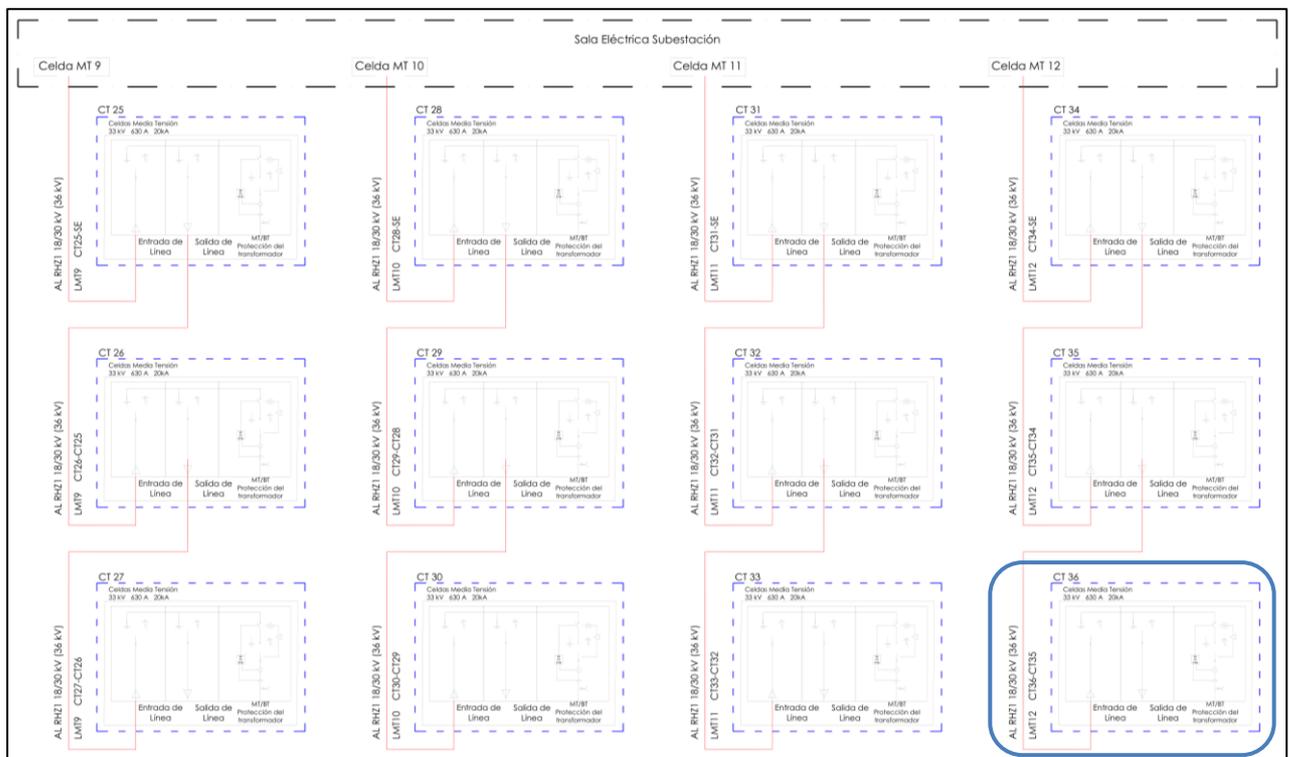


Figura 3.5 – Distribución de centros de transformación PF Sol Del Desierto (3 de 3)



3.2 Datos de los paneles solares

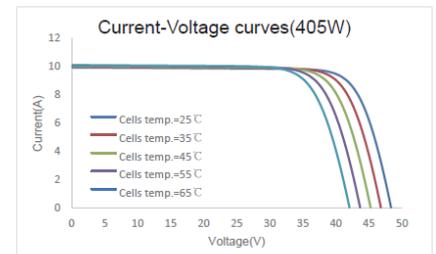
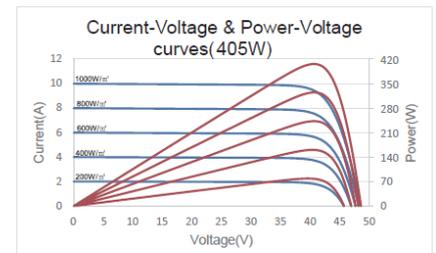
Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto son de marca AstroTwins y Longi, modelos CHSM72M y LR4-72HBD, respectivamente.

Sus principales características se presentan en las Figura 3.6 y Figura 3.7.

ELECTRICAL SPECIFICATIONS						
Power rating (front)	405 Wp		410 Wp		415 Wp	
Testing Condition	Front	Back	Front	Back	Front	Back
STC rated output (P_{mpp}/Wp)*	405	285	410	289	415	292
Rated voltage (V_{mpp}/V) at STC	40.89	41.10	41.10	41.31	41.31	41.52
Rated current (I_{mpp}/A) at STC	9.91	6.94	9.98	6.99	10.05	7.04
Open circuit voltage (V_{oc}/V) at STC	48.42	46.99	48.60	47.17	48.78	47.34
Short circuit current (I_{sc}/A) at STC	10.38	7.28	10.46	7.33	10.54	7.39
Module efficiency	19.7%	13.9%	19.9%	14.0%	20.2%	14.2%
Temperature coefficient (P_{mpp})	- 0.3528%/°C					
Temperature coefficient (I_{sc})	+0.0400%/°C					
Temperature coefficient (V_{oc})	- 0.2769%/°C					
Nominal module operating temperature (NMOT)	44±2°C					
Maximum system voltage (IEC/UL)	1500V _{DC}					
Number of diodes	3					
Junction box IP rating	IP 68					
Maximum series fuse rating	20 A					

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

CURVE



ELECTRICAL SPECIFICATIONS (Integrated power)					
P_{mpp} gain	P_{mpp}	V_{mpp}	I_{mpp}	V_{oc}	I_{sc}
5%	425 Wp	40.89 V	10.40 A	48.42 V	10.90 A
10%	446 Wp	40.89 V	10.90 A	48.42 V	11.42 A
15%	466 Wp	40.79 V	11.42 A	48.52 V	11.94 A
20%	486 Wp	40.79 V	11.91 A	48.52 V	12.46 A
25%	506 Wp	40.79 V	12.41 A	48.52 V	12.98 A

Electrical characteristics with different rear power gain (reference to 405W)

MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Outer dimensions (L x W x H)	2038 x 1010 x 30 mm 80.24 x 39.76 x 1.18 in
Module composition	Glass / POE / Glass
Front glass thickness	2.0 mm / 0.079 in
Cable length (IEC/UL)	1400 mm / 55.12 in
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
① Maximum mechanical test load	2400 Pa (snow load) / 2400 Pa (back)
Fire performance (IEC/UL)	Class A (IEC) or Type 3 (UL)
Connector type (IEC/UL)	MC4 compatible

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

PACKING SPECIFICATIONS	
① Weight (module only)	26.3 kg / 57.98 lbs
② Packing unit	36 pcs / box
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	994 kg / 2191 lbs
Number of modules per 40'HQ container	792 pcs

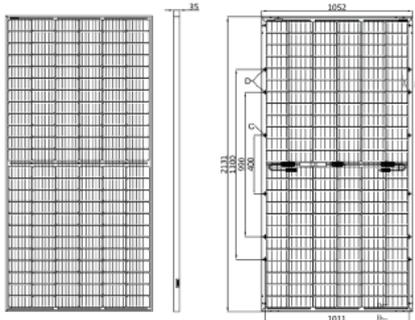
③ Tolerance +/- 1.0kg
④ Subject to sales contract

Figura 3.6 – Datos de paneles AstroTwins modelo CHSM72M



LR4-72HBD 425~445M

Design (mm)



Units: mm(inch)
Tolerance:
Length: ±2mm
Width: ±2mm
Height: ±1mm
Pitch: ±1mm

Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6x24)
Junction Box: IP68, three diodes
Output Cable: 4mm², 300mm in length,
length can be customized
Glass: Dual glass
2.0mm tempered glass
Frame: Anodized aluminum alloy frame
Weight: 29.5kg
Dimension: 2131x1052x35mm
Packaging: 30pcs per pallet
150pcs per 20'GP
600pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance: ±3%
Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating: 20A
Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C
Safety Class: Class II
Fire Rating: UL type 3
Bifaciality: Glazing ≥ 70%

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR4-72HBD-425M		LR4-72HBD-430M		LR4-72HBD-435M		LR4-72HBD-440M		LR4-72HBD-445M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	425	316.0	430	319.7	435	323.5	440	327.2	445	331
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.4	46.0	49.6	46.2	49.8	46.4	49.9	46.5	50.1	46.7
Short Circuit Current (Isc/A)	11.02	8.93	11.09	8.98	11.16	9.04	11.25	9.11	11.32	9.16
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.0	38.1	41.2	38.2	41.4	38.4	41.5	38.5	41.7	38.7
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.37	8.30	10.44	8.36	10.51	8.42	10.61	8.50	10.68	8.55
Module Efficiency(%)	19.0		19.2		19.4		19.6		19.9	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 425W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
446	49.4	11.58	41.0	10.88	5%
468	49.4	12.13	41.0	11.40	10%
489	49.5	12.68	41.1	11.92	15%
510	49.5	13.23	41.1	12.44	20%
531	49.5	13.78	41.1	12.96	25%

Temperature Ratings (STC)

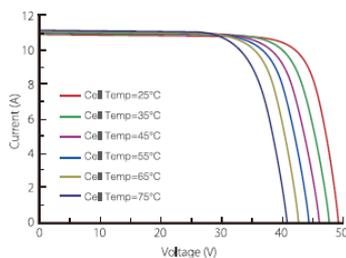
Temperature Coefficient of Isc	+0.060%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.300%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.370%/°C

Mechanical Loading

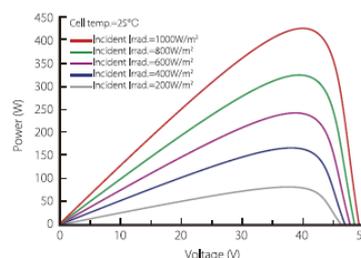
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-425M)



Power-Voltage Curve (LR4-72HBD-425M)



Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-425M)

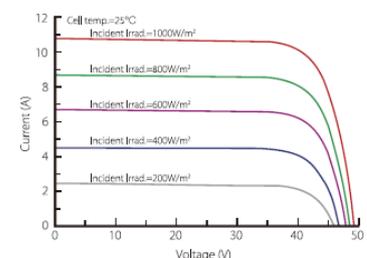


Figura 3.7 – Datos de paneles Longi modelo LR4-72HBD



En la siguiente figura se presentan la cantidad de paneles por tipo que tiene el parque:

Módulo FV	
Fabricante	LONGI
Modelo	LR4-72HBD
Potencia [Wp]	430 / 435
Número total por planta FV	227070 módulos de 430 Wp 56070 módulos de 435 Wp
Fabricante	CHINT
Modelo	CHSM72M(DG)/F-BH
Potencia [Wp]	405 / 410
Número total por planta FV	180900 módulos de 410 Wp 118890 módulos de 405 Wp

Figura 3.8 – Cantidad de paneles por tipo



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto cuenta con 72 inversores marca SUNGROW, modelo SG3125HV. Los mismos poseen una potencia nominal de 3.593 MVA cada uno, y sus principales características se presentan en la Figura 3.9.

SG3125HV	
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500V
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	21 (optional: 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding)
Max. PV input current	4178 A
Output (AC)	
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 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / Euro. efficiency	99.0 % / 98.7 %
Protection and Function	
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
Night SVG function	Yes
Anti-PID function	Optional
General Data	
Dimensions (W*H*D)	2991*2591*2438 mm
Weight	6.5 T
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP54
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	Night SVG function, L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control
Type designation	SG3125HV-10

© 2018 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.
Subject to change without notice. Version 1.0 

11

Figura 3.9 – Hoja de datos de los inversores



La Figura 3.10 muestra la curva de capacidad de los inversores SG3125HV.

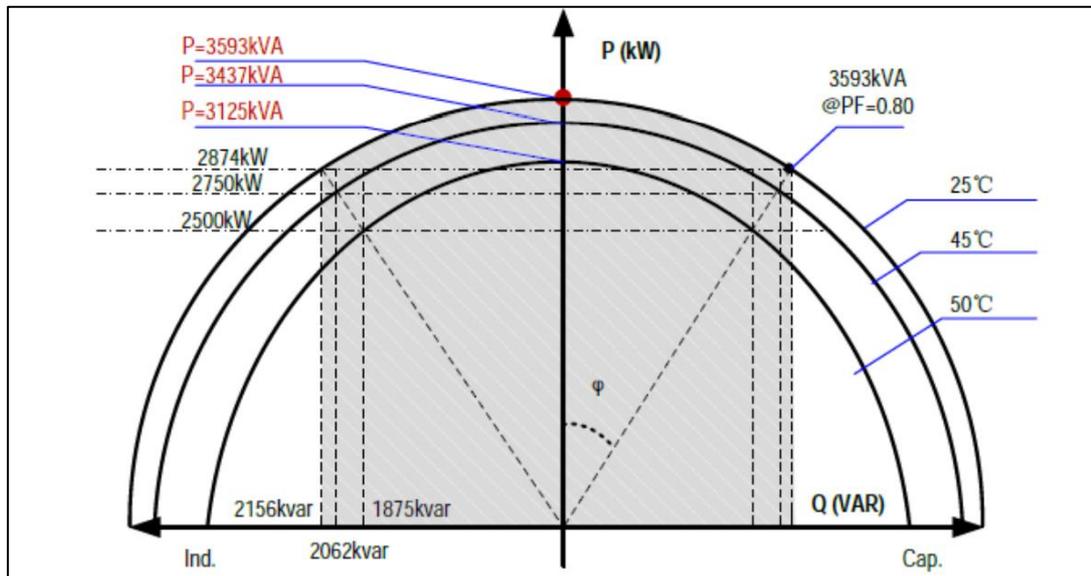


Figura 3.10 – Curva de capacidad del inversor.

En la Figura 3.11 se presenta el detalle de consumos propios del inversor, considerando el equipo en servicio o en condición de standby.

SG3125HV-20		Max self-consumption-in-operation (W)	Standby Consumption (W)	Q at night (kW)
Inverters	Control-power-consumption	312	200	Max.32.81 (reactive power output:2062KVar)
	Fans consumption@full power	4500	0	
LV cabinet	Monitoring	15	15	
	Light	0	0	
	Fans of container activated @>40C ambient Temp.	0	0	
	Fans of LV cabinet	64	0	
Max. in total		4891	215	

Figura 3.11 – Consumos propios de inversor



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto cuenta con 36 transformadores de bloque. Cada uno tiene una potencia nominal 7.2 MVA y cuenta con tres devanados, dos devanados de baja tensión de 660V y un devanado de alta tensión de 33kV. El transformador no posee cambiador de tomas.

La placa característica de los mismos se muestra en la Tabla 3.1.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	7.2 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.6 kV/0.6 kV
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia	7 %
Pérdidas en carga	50.5 kW
Pérdidas en vacío	6.85 kW

Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque



3.5 Datos del transformador de poder

El Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto cuenta con un transformador principal. El transformador es de potencia nominal 150/200/250 MVA según método de enfriamiento ONAN/ONAF1/ONAF2, cuentan con dos devanados de media tensión de 33kV/33kV y un devanado de alta tensión de 220kV. El transformador posee cambiador de tomas bajo carga.

La placa característica de los mismos se muestra en la Tabla 3.2.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	150/200/250 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF1/ONAF2
Tensión nominal lado HV	220.0 kV
Tensión nominal lado LV	33.0 kV/33.0 kV
Grupo de conexión	YNd11d11
Impedancia	14.5 %
Pérdidas en carga	620 kW
Pérdidas en vacío	80 kW
Posiciones de TAP	±8 x 1.25 %

Tabla 3.2 - Datos del transformador principal



3.6 Datos de consumos de SSAA de planta

El Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto cuenta con un transformador de poder, para alimentar sus servicios auxiliares, de potencia nominal 300 kVA. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 0.4 kV y un arrollamiento de alta tensión de 33 kV.

En los documentos “MC-IG-CHPPAC0024-AT-EL-255-00 MC SSAA CA” y “MC-IG-CHPPAC0024-AT-EL-257-00 MC SSAA CC” 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 3.3 y Tabla 3.4.

Para las pruebas de potencia máxima se ha considerado los servicios esenciales de corriente alterna (ver Tabla 3.3) y las cargas permanentes de corriente continua (ver Tabla 3.4). Estos consumos corresponden a 80.2485 kW esenciales en corriente alterna y 3.4726 kW en corriente continua, totalizando 83.72 kW de SSAA esenciales y permanentes.

Consumo de cargas esenciales de corriente alterna:

$$P_{tr,SSAA,CA} = 94.41 \text{ kVA} * 0.85 = 80.2485 \text{ kW}$$

Consumo de cargas permanentes de corriente continua:

$$P_{tr,SSAA,CC} = 3.4726 \text{ kW}$$

Consumo total SSAA:

$$P_{tr,SSAA} = 80.2485 \text{ kW} + 3.4726 \text{ kW} = 83.72 \text{ kW}$$



SS/AA Esenciales (380/220VCA)						
ITEM	Cantidad	Potencia Unitaria [W]	Potencia Total [W]	Factor de Demanda	Factor de Potencia	Potencia Total [kVA]
Cargador de Baterías 1 ⁴	1	18750	18750	0,5	0,85	11,03
Cargador de Baterías 2 ⁴	1	18750	18750	0,5	0,85	11,03
Climatización Sala de Control y Celdas MT ¹	1	17500	17500	0,7	0,85	14,42
Alumbrado emergencia	1	7000	7000	1	0,85	7,67
Sistema de televigilancia (CCTV)	1					3
UPS ³	1					1,603
Armario de control y protecciones paño J1 ²	1	2000	2000	1	0,85	2,36
Armario de control y protecciones paño JT1 ²	1	2000	2000	1	0,85	2,36
Switchgear GIS 36 kV (Equipos y calefacción Celdas MT)	16	120	1920	1	0,85	2,4
Armario de detección de incendios	1	500	500	0,5	0,85	0,3
Gabinete control CTBC T1 ⁵	1	2200	2200	1	0,85	2,59
Ventilación Forzada T1	15	950	14250	1	0,85	16,77
Armario Comunicaciones y SCADA Subestación	1	140	140	1	0,85	0,17
Armario SCADA PV Plant						3
Armario control PV Plant	2	300	600	1	0,85	0,71
Almacén O&M (reserva de carga aprox)	1	4250	4250	1	0,85	5
Edificio O&M (reserva de carga aprox)	1	8500	8500	1	0,85	10
Total						94,41

Tabla 3.3 – Consumo de cargas esenciales de corriente alterna del Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto



Equipos	Cantidad	Potencia Unitaria [W]	Potencia Total [W]
ARMARIOS PAÑO DE LÍNEA (J1)			
PROTECCIONES PAÑOS DE LINEA	2	13	26
CONTROLADOR PAÑO DE LINEA	1	13	13
MEDICIÓN/FACTURACIÓN PAÑO DE LINEA	1	18	18
SWITCH COMUNICACIONES	1	45	45
RELÉS AUXILIARES	1	13	13
ALARMAS	1	13	13
ARMARIOS PAÑO DE TRANSFORMACIÓN (JT1)			
PROTECCIONES PAÑOS DE TRANSFORMACIÓN	2	13	26
CONTROLADOR PAÑO DE TRANSFORMACIÓN	1	13	13
AVR	1	25	25
MEDICIÓN/FACTURACIÓN PAÑO DE TRANSFORMACIÓN	1	18	18
SWITCH COMUNICACIONES	1	45	45
RELÉS AUXILIARES	1	13	13
ALARMAS	1	13	13
ARMARIO UCS			
SCADA N°1	1	60	60
SCADA N°2	1	60	60
SW-O&M	1	45	45
SW-AT-UCS	1	45	45
ROUTER/FIREWALL	1	65	65
I/O BOX	1	10	10
HMI	1	15	15
RELOJ GPS	1	45	45
ARMARIO SSAA CA			
EQUIPO CONTROLADOR	1	13	13
MEDICIÓN/FACTURACIÓN SSAA	1	18	18
RELÉS AUXILIARES	1	13	13
SWITCH COMUNICACIONES	1	45	45
ARMARIO SSAA CC			
RELÉS AUXILIARES	1	13	13
CELDAS MT			
LED-MODUL, ROT	53	2.2	58.3 ¹
LED-MODUL, GRUEN	53	2.2	58.3 ¹
CB off block release coil	16	9	0 ¹
Feldleitgerät GE Multilin F650	16	25	425 ¹
Disconnecter release coil	17	9	0 ¹
Earthing switch release coil	17	9	0 ¹
Erweiteres Tarifmessgerät ION 8650	2	20	40 ¹
PARQUE FOTOVOLTAICO			
ARMARIO CONTROL PLANTA DE GENERACIÓN	2	30	60
ARMARIO SCADA PV PLANT	1	500	500 ⁴
INVERSOR			
INVERSOR			1603 ³
SUBTOTAL CONSUMOS PERMANENTES			3472,6 W

Tabla 3.4 – Cargas de corriente continua permanentes del Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto



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 Sol Del Desierto 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 [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Sol Del Desierto	(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 Sol Del Desierto.
- (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 el paño J9 y J10 de la S/E María Elena 220 kV.



4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 29 de diciembre de 2021 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones de máxima irradiancia y con la totalidad del Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4.1 se muestra la potencia sumada de todos los inversores, 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 estimados en 4.891 kW, según se aprecia en la Figura 3.11.

En la Figura 4.2 se muestra el registro de potencia neta medida en el paño J9 y J10 de la S/E María Elena 220 kV y el número de inversores en servicio, donde se observa que los 72 equipos se encuentran en servicio.

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.

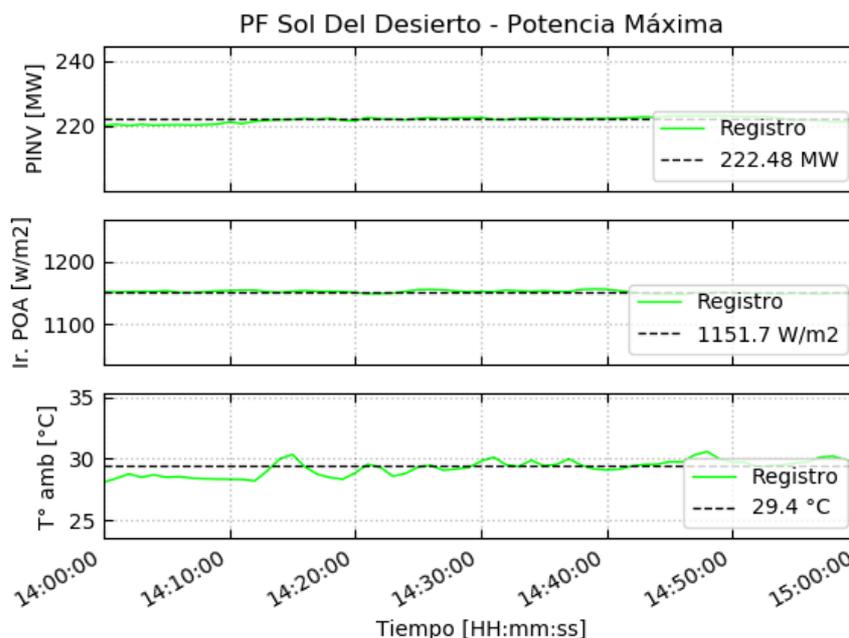


Figura 4.1 – Potencia Máxima – Potencia de inversores y variables ambientales

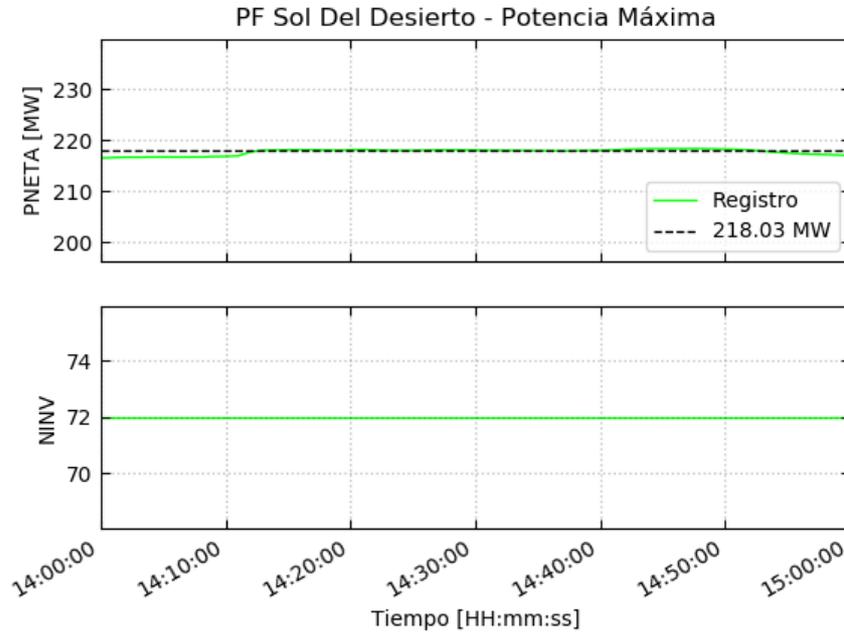


Figura 4.2 – Potencia Máxima – Potencia neta e inversores en servicio

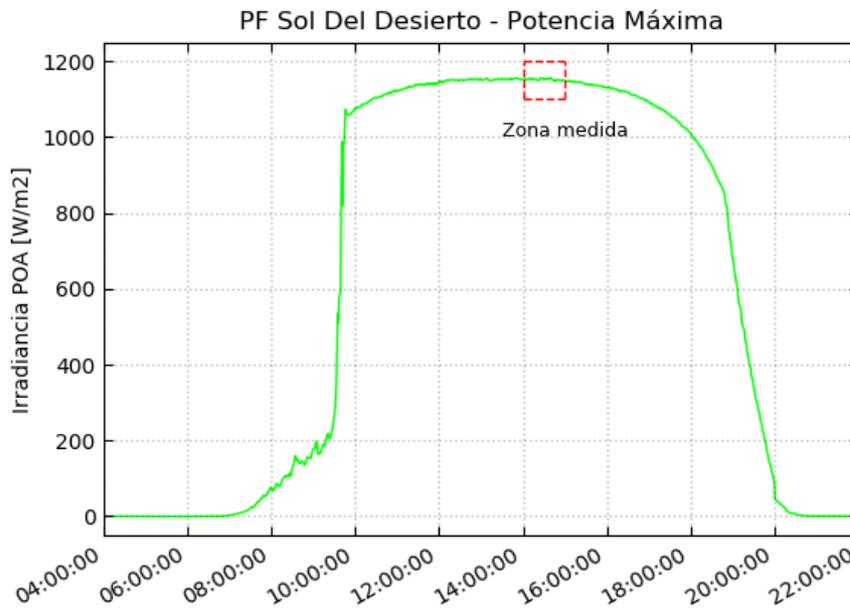


Figura 4.3 – Potencia Máxima – Irradiancia del día completo



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 y Figura 4.2.

4.2.1 Potencia Bruta

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto 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 (Ir_{sitio}) es de 1022.0 W/m², en tanto para la temperatura ambiente de sitio ($T_{amb_{sitio}}$) se ha determinado un valor de 27.7 °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 según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta,med} = 222.48 \text{ MW} + 72 \times 4.891 \text{ kW} = 222.83 \text{ MW}$$

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 que se presenta en la Figura 4.4.

El resultado se muestra a continuación.

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

$$P_{bruta,ir} = 222.83 \text{ MW} * \frac{1022.0 \frac{W}{m^2}}{1151.7 \frac{W}{m^2}} = 197.74 \text{ MW}$$

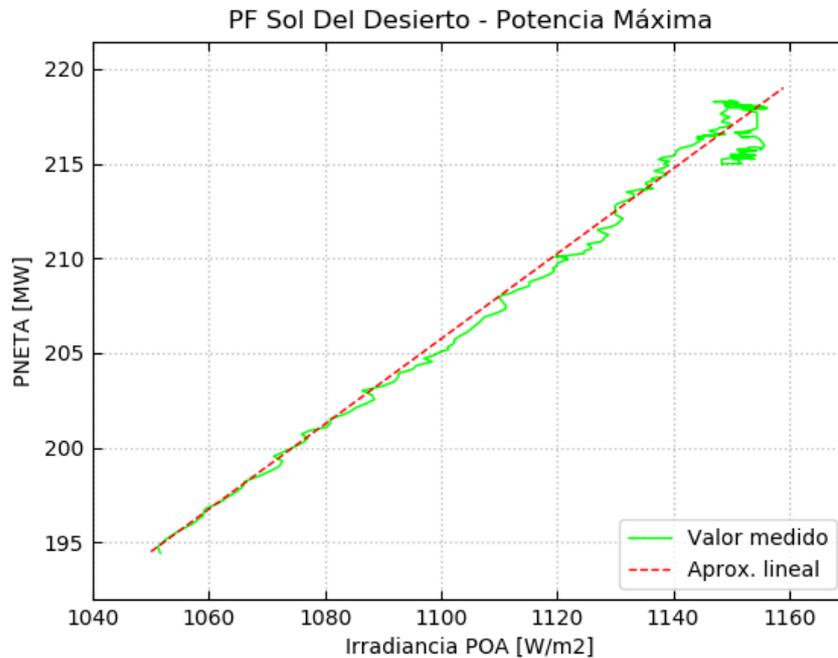


Figura 4.4 – Potencia como función de la irradiancia (medida y aproximada)

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/m²). 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 4.5 muestra la evolución de la temperatura ambiente y de panel durante la prueba realizada.

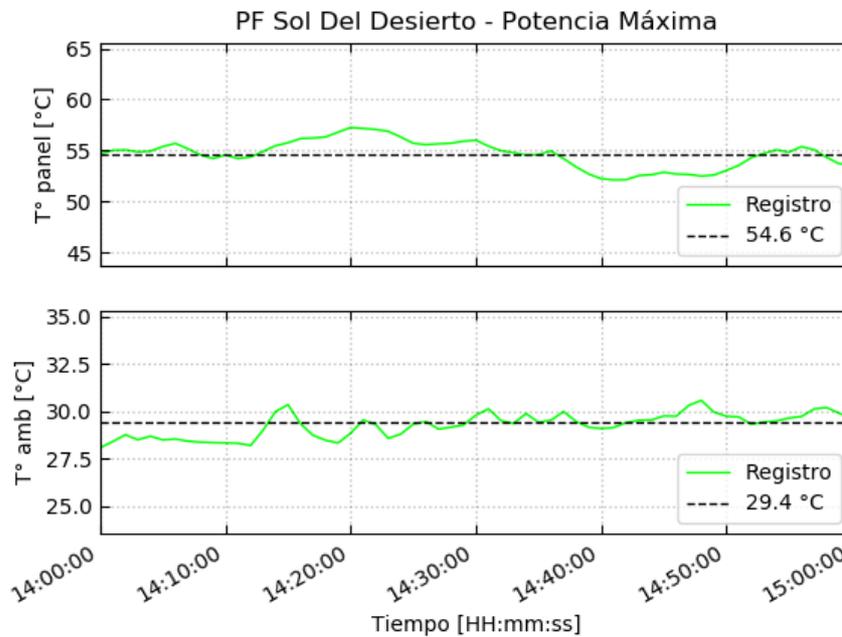


Figura 4.5 – Potencia Máxima – Evolución de las temperaturas

Puede observarse que el panel fotovoltaico alcanzó la estabilidad térmica con pequeñas fluctuaciones en torno a los 54.6°C correspondientes al promedio en el período considerado (14:00-15:00 hs). Adicionalmente, en el mismo período, la temperatura ambiente registró un valor promedio de 29.4°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:

$$K = \frac{T_p - T_{amb}}{I_{r_{med}}} = \frac{54.6 - 29.4}{1151.7} = \frac{1}{45.70}$$

Finalmente, utilizando los valores definidos en el anexo 6.1:

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

$$T_{p,sitio} = 27.7 + \frac{1022.0}{45.7} = 50.06 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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,

$$\Delta T_{sitio} = T_{p,sitio} - T_{STC} = 50.06^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 25.06 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta T_{ensayo} = T_{p,ensayo} - T_{STC} = 54.6^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 29.6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Considerando que en el parque tiene dos tipos de paneles, el coeficiente de temperatura C_{temp} será determinado como una ponderación calculada a partir de la cantidad paneles por tipo instalados (ver Figura 3.8) y los coeficiente de temperatura informado por los fabricantes mismos $C_{temp,Fv1} = -0.3528 \text{ } \%/^\circ\text{C}$ (ver Figura 3.6), $C_{temp,Fv2} = -0.37 \text{ } \%/^\circ\text{C}$ (ver Figura 3.7).

$$C_{temp} = \frac{C_{temp,Fv1} * Cantidad\ de\ FV1 + C_{temp,Fv2} * Cantidad\ de\ FV2}{Cantidad\ de\ FV1 + Cantidad\ de\ FV2}$$

$$C_{temp} = \frac{-0.3528 \text{ } \%/^\circ\text{C} * 299790 + -0.37 \text{ } \%/^\circ\text{C} * 283140}{299790 + 283140} = -0.3612 \text{ } \%/^\circ\text{C}$$



Con el valor determinado de $C_{temp} = -0.3612 \text{ \%/}^\circ\text{C}$, se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión.

$$P_{bruta,corr} = 197.74 \text{ MW} * \frac{(1 - 0.003612 \frac{1}{^\circ\text{C}} * 25.06 \text{ }^\circ\text{C})}{(1 - 0.003612 \frac{1}{^\circ\text{C}} * 29.6 \text{ }^\circ\text{C})} = 201.37 \text{ MW}$$

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 se observa en la Figura 3.11, el consumo interno de cada inversor se estima en 4.891 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en las Tabla 3.3 y Tabla 3.4, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 83.72 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 72 \times 4.891 \text{ kW} + 83.72 \text{ kW} = 435.87 \text{ kW}$$



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 (ver Figura 4.1) y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta,med}$, ver Figura 4.2). Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 83.72 kW.

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

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

$$P_{perd,central,med} = 222.48 \text{ MW} - 83.72 \text{ kW} - 218.03 \text{ MW} = 4366.28 \text{ kW}$$

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.

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

$$P_{perd,central,med,carga} = 4366.28 \text{ kW} - 80.0 \text{ kW} - 36 \times 6.85 \text{ kW} = 4039.68 \text{ kW}$$

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

$$P_{perd,central,vacio} = 80 \text{ kW} + 36 \times 6.85 \text{ kW} = 326.6 \text{ kW}$$



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.

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

$$P_{perd,central,corr,carga} = 4039.68 \text{ kW} \times \left(\frac{201.37 \text{ MW}}{222.83 \text{ MW}} \right)^2 = 3299.05 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{perd,central,corr} = 3299.05 \text{ kW} + 326.6 \text{ kW} = 3625.65 \text{ kW}$$

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

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

En 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.

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

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal}} = 620 \text{ kW} \times \left(\frac{201.37 \text{ MW}}{250 \text{ MVA}} \right)^2 = 402.25 \text{ kW}$$



La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

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

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 402.25 \text{ kW} + 80.0 \text{ kW} = 482.25 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{Perd,redMT} = 3625.65 \text{ kW} - 482.25 \text{ kW} = 3143.4 \text{ kW}$$

4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 220 kV en el paño J9 y J10 de la S/E María Elena.

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.

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

$$P_{neta,corr} = 201.37 \text{ MW} - 435.87 \text{ kW} - 3625.65 \text{ kW} = 197.31 \text{ MW}$$



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.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Sol Del Desierto	201.37	435.87	3625.65	197.31

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto

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 201.37 MW, resultando en una potencia neta calculada de 197.31 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]
Sol Del Desierto	201.37	435.87	3625.65 ¹	197.31

Tabla 5.1 – Potencia Máxima según mediciones – Parque Fotovoltaico Sol Del Desierto

¹ Desglosado en 482.25 kW de pérdidas en el transformador principal y 3143.4 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



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 Sol Del Desierto 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.

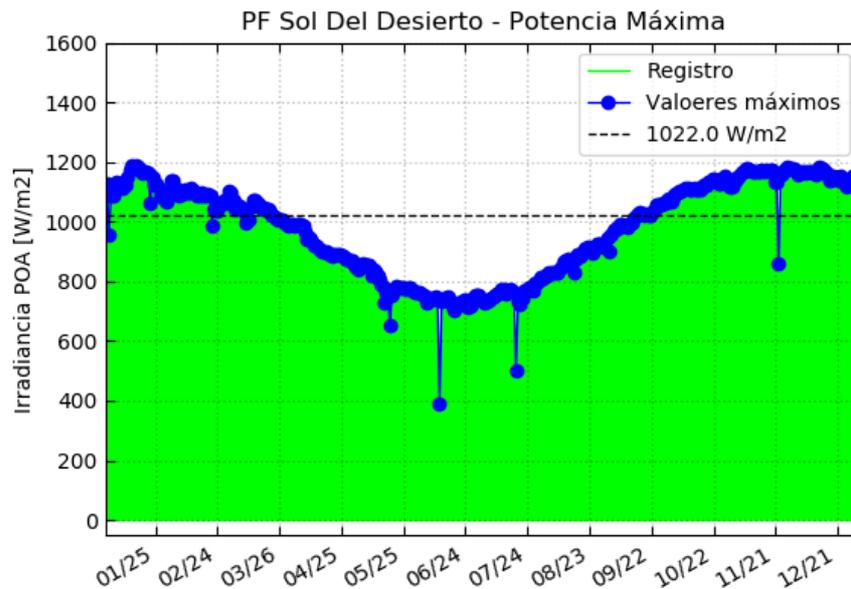


Figura 6.1 – Irradiancia de sitio

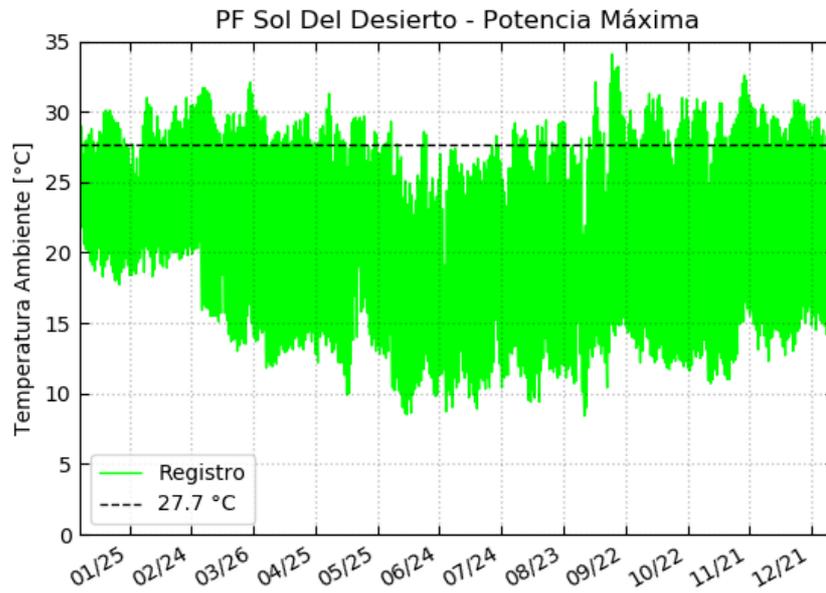


Figura 6.2 - Temperatura ambiente de sitio



6.2 Certificado de calibración de medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN		
 ESTUDIOS ELECTRICOS		
Estudios Eléctricos declara que el instrumento: Janitza UMG 510 Número de Serie: 5100/0731		
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
Multímetro patrón Fluke 8845A – 6 ½ dígitos	1822003	04/07/2018

Fecha de evaluación: 05/08/20
Certificado número: EE-CI-2021-0440

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:



Power System Studies & Power Plant Field
Testing and Electrical Commissioning



6.3 Certificado de calibración de medidor de energía (POI)

PowerLogic™

70052-0225-11

Certificate of Compliance and Calibration			
Schneider Electric certifies that the PowerLogic™ product listed below meets the published specifications and has been calibrated and tested using equipment and standards traceable to the National Institute of Standards and Technology (NIST) in the US or the National Research Council of Canada (NRC).			
Model	Part #	Serial #	Calibration Date
ION8650	M8650A4C0H5E1C1A	MW-2007A069-02	07-Jul-2020
AUTOMATED TESTING	<ul style="list-style-type: none"> • Power supply levels tested and adjusted on variable power supply units • Communications verified • Unit ID and serial number programmed • Voltage and current inputs calibrated • Aux I/O calibrated and tested (if applicable) • Required software options programmed • Calibration constants saved to external file (if applicable) 		
FINAL TESTING AND INSPECTION	<ul style="list-style-type: none"> • Serial number verified • Firmware version verified • LCD/Keypad functionality checked (if applicable) • Memory checked • Calibration verified • Software options downloaded and verified (if applicable) • Applicable counters and registers cleared • Dielectric Withstand Test Passed 		
TEST EQUIPMENT USED TO CALIBRATE METER (If Applicable)	Model	Serial #	Test Equipment Calibration Due Date
	Radian RD-33-231	300670	13-Dec-2020
 Alexander Stoettner Quality Manager		 Steve Gauthier Plant Manager	

Quality System
Certified to ISO 9001



PowerLogic is a trademark of Schneider Electric.



6.4 Certificados de calibración de estaciones meteorológicas

Se presenta a continuación, el certificado de calibración de las estaciones meteorológicas. Las certificaciones de cada instrumento de estas estaciones se entregan en el documento adjunto: "calreports SDD.zip"



Factory Calibration

NRG Systems 200M Wind Direction Vane
Serial No. 10070 00008857

Product Description:

Manufacturer	Description	Cal. Date
NRG Systems	200M Wind Direction Vane	12/3/2020

NRG Systems, hereby certifies that the above instrumentation has been calibrated and tested to meet or exceed the published specifications. This calibration and testing was performed using instrumentation and standards that are traceable to the National Institute for Standards and Technology (NIST).

Standard Uncertainty of Degree Measurement = $\pm 0.31^\circ$

The output (in Deg.) for this 200M sensor is defined by: $\theta = V * Scale\ Factor + Offset$

Criteria	Value	Units
200M Scale Factor	147.9332	Deg./Volt
200M Offset	-1.2073	Deg.

Linearity Results (R^2): 1.00000

Slope (Scale Factor) and Offset Conversion Chart for NRG Systems' Data Loggers.

To Scale to...	SymphoniePLUS3 and Older <i>[Symphonie Data Retriever (SDR) software]</i>		SymphoniePRO Data Logger <i>[SymphoniePRO Desktop Application]</i>	
	enter Scale Factor	and enter Offset	enter Scale Factor	and enter Offset
°	0.368	-5.3	147.9332	-1.2073

Procedure: WI-ELE-489

Calibration performed by: z2b

Date: 12/3/2020

NRG Systems' management system has been certified to ISO 9001: 2015.



Automation Components Inc.

2305 Pleasant View Rd ♦ Middleton Industrial Park ♦ Middleton, WI 53562
PH: (608) 831-2585

Temperature NIST Certification

Customer: ACI - Credit Card Account	Serial Number: A0171257
Manufacturer: Automation Components Inc.	Certification Date: 10/21/2020
Part Number: X/10KS-O-SUN-10'CL2P-3PT NI	Test Procedure:
Sales Order: 299858	
Shop Order: 29985802	

Test Information

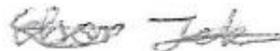
Certification Equipment

<u>Manufacturer</u>	<u>Model</u>	<u>Serial Number</u>	<u>Last Cal Date</u>	<u>Cal Due Date</u>
Fluke	5626	2970	08/05/2020	08/05/2021
Fluke	5626	2974	07/01/2020	07/01/2021
Fluke	5626	3231	08/28/2020	08/28/2021
Fluke	9171	B13494	07/09/2020	07/09/2021
Fluke	9170	B13544	08/06/2020	08/06/2021
Fluke	9171	B25582	09/16/2020	09/16/2021
Keysight Technologies	34410A	MY47021765	08/04/2020	08/04/2021

Unit Under Test Temperature Data

<u>Reference Temp</u>	<u>Calculated Temp</u>	<u>Actual Resistance</u>	<u>Measurement Delta</u>	<u>Uncertainty</u>
0.00 °C	0.34 °C	32093.43 Ohm	0.34 °C	±0.15 °C
25.00 °C	25.09 °C	9960.62 Ohm	0.09 °C	±0.15 °C
49.99 °C	50.14 °C	3582.55 Ohm	0.15 °C	±0.15 °C

Automation Components Inc. certifies that the above certification conforms to ISO 17025 and meets applicable accuracy and tolerance requirements. All testing equipment is NIST traceable.



ELSON ZEKA
PRODUCTION SUPERVISOR



Certificate of Calibration

NRG Systems BP20 Barometric Pressure Sensor

Serial No. 1805 38512

Product Description:

Manufacturer	Description	Cal. Date
NRG Systems	BP20 Barometric Pressure Sensor	12/7/2020

NRG Systems, hereby certifies that the above instrumentation has been calibrated and tested to meet or exceed the published specifications. This calibration and testing was performed using instrumentation and standards that are traceable to the National Institute for Standards and Technology (NIST).

Standard Uncertainty of Barometric Pressure Measurement = ± 1.32 mb

The output (in kPa) for this BP20 sensor is defined by: $P = (21.79 \times V_{out}) + 10.51$

Criteria	Value	Units
BP20 Slope	21.79	kPa / Volt
BP20 Offset	10.51	kPa

Slope (Scale Factor) and Offset Conversion Chart for NRG Systems' Data Loggers.

To Scale to...	SymphoniePLUS3 and Older <i>[Symphonie Data Retriever (SDR) software]</i>		SymphoniePRO Data Logger <i>[SymphoniePRO Desktop Application]</i>	
	enter Scale Factor	and enter Offset	enter Scale Factor	and enter Offset
hPa (mb)	0.4255	649.788	217.9	105.1
kPa	0.04255	64.979	21.79	10.51
inches of mercury	0.01257	19.188	6.435	3.103

Procedure: WI-ELE-58

Calibration performed by: AF

Date: 12/7/2020

NRG Systems' management system has been certified to ISO 9001: 2015.



EKO INSTRUMENTS CO., LTD.
1-21-8 Hatagaya, Shibuya-ku,
Tokyo 151-0072 Japan
P. +81.3.3469.6713
F. +81.3.3469.6719
www.eko.co.jp

Calibration Certificate

Requester : EKO INSTRUMENTS USA Inc. **ISO 17025 / ISO 9847**
111 North Market Street, Suite 300
San Jose, CA 95113 USA



Manufacturer : EKO Instruments Co., Ltd.
Description : Pyranometer
Model : MS-80S
ISO Classification : Class A
Serial Number : S19047708
Accessories :
Certificate Number : S19047708-EX20-273-C1
Issue Date : October 21, 2020
Calibration Date : October 15, 2020
Calibration Procedure : LM-10

Calibration Conditions

Temperature	25±3	[°C]
Irradiance	1000±50	[W/m ²]
Solar Simulator Instability	0.3	[%]

Calibration Results

Sensitivity	10.50	[µV/W·m ⁻²]
Uncertainty	0.64	[%] (Coverage factor $k = 1.96$)

The above product is calibrated and traceable to the reference pyranometer in compliance with ISO/IEC9847 Direct beam calibration (type IIc). Measurement uncertainties at the time of calibration are consistent with the Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM).

Reference Instruments	Model	S/N	Calibration due
Pyranometer	MS-80	S16032533	2020/12/17
Digital Multimeter	34401A	3146A24500	2021/8/26

EKO Instruments Co., Ltd.
1-21-8, Hatagaya, Shibuya-ku, Tokyo, 151-0072, Japan
M.Kita / Calibration responsible



Certificate Number : S19047708-EX20-273-C1

Page 1/2



Calibration Certificate Silicon Irradiance Sensor

Sensor Type: Si-V-1.5TC
Serial No.: 1500-00020-17-20441015
Comment:



Irradiance Calibration with Artificial Light in Comparison to a Reference Cell

Calibrated by: Lölhitz
Date / Time: 29.10.2020 10:51

	Type	Calibration µV/W/m ²	Temperature Coefficient 1/°C	Output mV	Temperature °C	Irradiance ¹⁾ W/m ²
Reference Cell	Si-Ref mono PTB-1	56,51	0,0006	57,002	25,76	1008,2

	Type	Gain W/m ² /V	Offset V	Correction Factor ²⁾	Output V	Temperature °C	Irradiance ²⁾ W/m ²
Test Object	Si-V-1.5TC	1000	0	0,999383	1,009	28,64	1006,7

Test Equipment Irradiance Calibration

Manufacturer	Type	Serial No.	Calibration Certificate	Trace
Ingenieurbüro Mencke & Tegtmeyer GmbH	Si-Ref mono PTB-1	02-20002-05-15309999	47109-PTB-18	PTB
Gantner Instruments	IDL100	191667	098220-02 D-K-15019-01-00	DKD
	ISM111	078743	098221-02 D-K-15019-01-00	DKD
OMEGA Engineering	IN510	9894	J.	J.

$$1) Irradiance = \frac{Output \cdot 1000}{Calibration \cdot (1 + Temperature Coefficient \cdot (Temperature - 25))}$$

$$2) Irradiance = (Output - Offset) \cdot Gain \cdot Correction Factor$$

³⁾ Individual calculated for each Calibration Process, must not be used for Outdoor Application.



Certificate of Quality

NRG Systems PVT1 Back of PV Module Temperature Sensor
Serial No. 9423 000341

Product Description:

Manufacturer	Description	Cal. Date
NRG Systems	Back of PV Module Temperature Sensor	11/19/2020

NRG Systems, hereby certifies that the above instrumentation has been calibrated and tested to meet or exceed the published specifications. This calibration and testing was performed using instrumentation and standards that are traceable to the National Institute for Standards and Technology (NIST).

Standard Uncertainty of Reference Measurement = $\pm 0.054^{\circ}\text{C}$

The output for this PVT1 sensor is defined by the following Steinhart-Hart equation to derive temperature in Degrees Kelvin.

$$1/T = A + B*[\ln(R)] + C*[\ln(R)]^3$$

The Steinhart-Hart calibration coefficients are as follows:

Coefficient	Value
A	0.001032
B	0.0002387
C	0.000000158

Note that T in the Steinhart-Hart equation is expressed in Degrees Kelvin. To convert to Degrees C, subtract 273.15 from the Kelvin value.

NRG Logger Compatibility: The NRG PVT1 sensor is only compatible with SymphoniePRO dataloggers.

Procedure: **WI-ELE-554**

Calibration performed by: JDH

Date: 11/19/2020

NRG Systems' management system has been certified to ISO 9001: 20015.



SOH Wind Engineering LLC

141 Leroy Road · Williston, VT 05495 · USA
Tel 802.316.4368 · Fax 802.735.9106 · www.sohwind.com

CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

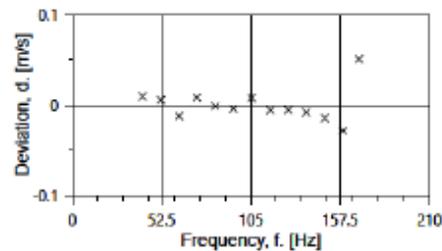
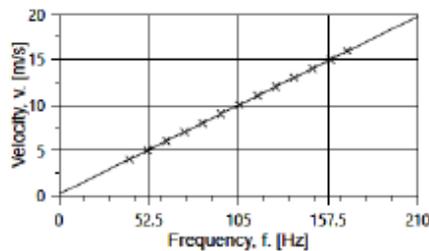
Certificate number: 20.US2.06848 Date of issue: November 20, 2020
 Type: NRG S1 Serial number: 94120000572
 Manufacturer: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA
 Client: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA
 Anemometer received: November 18, 2020 Anemometer calibrated: November 20, 2020
 Calibrated by: MEJ Procedure: MEASNET, IEC 61400-12-1:2017 Annex F
 Certificate prepared by: RDS Approved by: Calibration engineer, RDS

Calibration equation obtained: $v \text{ [m/s]} = 0.09355 \cdot f \text{ [Hz]} + 0.13344$

Standard uncertainty, slope: 0.00144 Standard uncertainty, offset: 0.11374
 Covariance: -0.0000019 (m/s)²/Hz Coefficient of correlation: $\rho = 0.999989$

Absolute maximum deviation: 0.050 m/s at 15.962 m/s
 Barometric pressure: 1007.6 hPa Relative humidity: 22.8%

Succession	Velocity		Temperature in		Wind velocity, v. [m/s]	Frequency, f [Hz]	Deviation, d. [m/s]	Uncertainty u _c (k=2) [m/s]
	pressure, q. [Pa]	wind tunnel [°C]	d.p. box [°C]					
1-first	9.49	21.4	26.0		3.996	41.1843	0.009	0.023
13-last	14.84	21.6	26.1		4.998	51.9342	0.006	0.026
2	21.39	21.4	26.0		5.997	62.8083	-0.012	0.030
12	29.15	21.6	26.1		7.004	73.3517	0.008	0.034
3	38.00	21.4	26.0		7.993	84.0298	-0.001	0.038
11	48.01	21.7	26.1		8.990	94.7097	-0.004	0.043
4	59.56	21.4	26.0		10.008	105.4641	0.008	0.047
10	72.10	21.7	26.1		11.017	116.4050	-0.006	0.051
5	85.73	21.4	26.0		12.009	126.9974	-0.006	0.056
9	100.38	21.7	26.1		13.001	137.6356	-0.008	0.060
6	116.66	21.5	26.1		14.011	148.5001	-0.015	0.064
8	133.50	21.7	26.1		14.994	159.1492	-0.029	0.069
7	151.33	21.6	26.1		15.962	168.6523	0.050	0.073



AC-1746



Page 1 of 2



EQUIPMENT USED

Serial Number	Description
Njord2	Wind tunnel, blockage factor = 1.002
13924	Control cup anemometer
-	Mounting tube, D = 25.5 mm
TT005	, wind tunnel temp.
TT001	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, differential pressure box temp.
DP007	Setra Model 239, 0-1inWC, differential pressure transducer
HY004	Dwyer RHP-2D20, 0-10V Output, humidity transmitter
BP002	Setra M278, 0-5VDC Output, barometer
PL3	Pitot tube
XB001	Computer Board. 16 bit A/D data acquisition board
Njord2-PC	PC dedicated to data acquisition

The accuracies of all measurements were traceable to the SI through NIST or CIPM recognized NMI's. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.

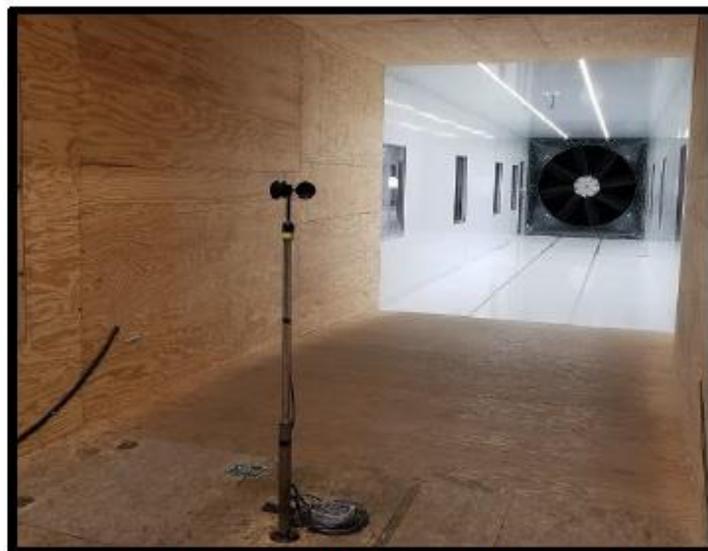


Photo of the wind tunnel setup. The cross-sectional area is 2.5m x 2.5m.

UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level ($k=2$) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the IEC 61400-12-1:2005 procedure. See Document US.12.01.004 for further details.

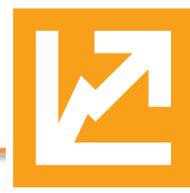
COMMENTS

(none)

Certificate number: 20.US2.06848

The results on this certificate relate only to the serial number listed.
All calibrations are done in the "As Found" condition unless otherwise noted.
This certificate must not be reproduced, except in full, without the approval of SOH Wind Engineering LLC

Page 2 of 2



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.