ESTUDIOS ELECTRICOS

Empresa: Solek Services Chile SpA

País: Chile

Proyecto: PMG Castilla

Descripción: Informe de Potencia Máxima

Código de Proyecto: EE-2022-101

Código de Informe: EE-EN-2022-1162

Revisión: D

Versión: 1

SOLEK

30 de septiembre de 2022

Este documento EE-EN-2022-1162-RD fue preparado para Solek Services Chile SpA 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 27 páginas y ha sido guardado por última vez el 22/11/2022 por César Colignon, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	30/Sep/2022	Para presentar.	CiC	AC	PR
B	4/Oct/2022	Correcciones en base a observaciones de SOLEK	CiC	AC	PR
C	5/Oct/2022	Correcciones de edición. **Nota:** La ***Revisión C*** corresponde a la ***Versión 0*** según codificación de Solek Services Chile SpA.	CiC	AC	PR
D	22/Nov/2022	Se elimina pie de página para su publicación. **Nota:** La ***Revisión D*** corresponde a la ***Versión 1*** según codificación de Solek Services Chile SpA.	CiC	AC	PR

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autentificadas 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 11
3.3 Datos de los inversores 13
3.4 Datos del transformador de poder 15
3.5 Determinación de consumos de SSAA de planta 16
4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA 17
4.1 Ensayo de Potencia Máxima 18
4.2 Correcciones y resultados 20
4.2.1 Potencia Bruta 20
4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares 21
4.2.3 Potencia de Pérdidas en la central 22
4.2.4 Potencia Neta 23
4.2.5 Resumen de cálculos 24
5 CONCLUSIONES 25
6 ANEXOS 26
6.1 Certificado de calibración de medidor de potencia neta 26

1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del PMG Castilla 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 PMG Castilla se ubica en la región de Atacama, emplazado en la comuna de Copiapó, y tiene una potencia instalada de 2.20/2.75 MVA (@50°C/30°C). El parque se vincula al SEN por medio de un transformador de poder de relación 800 V / 23 kV (± 2 × 2,5%) y de capacidad 2750 kVA y una línea de interconexión de 1.1 km que acomete en el paño E2 de la S/E Castilla 23 kV.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	***Fecha de ensayo***
Ing. Fernando Montecinos	8 de septiembre de 2022

1.2 Medidores utilizados

Denominación	***Marca***	***Modelo***	***Precisión***
Analizador de energía	Janitza	UMG 510	±0.2%

Tabla 1.1 – Equipos utilizados.

Además de lo mostrado en la Tabla 1.1, se cuenta con datos complementarios del sistema controlador de planta adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 5 minutos y medidas de todos los inversores y estaciones meteorológicas adquiridas con una tasa de muestreo de 5 minutos.

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:

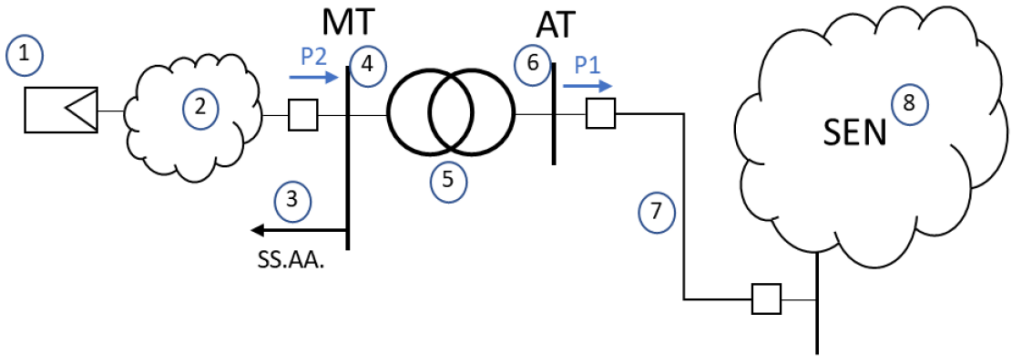


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

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 PMG Castilla cuenta con 11 inversores SUNGROW modelo SG250HX de 200/250 kVA (@50°C/30°C) de potencia aparente nominal y 800 V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan 2.20/2.75 MVA (@50°C/30°C) de potencia instalada en AC y no posee un sistema de control de planta conjunta (PPC). El parque se conecta a la barra principal de 23 kV por medio de un transformador de poder de relación 800 V / 23 kV (± 2 × 2.5%) y de capacidad 2750 kVA (ONAN) y luego, una línea de interconexión de 1.1 km que acomete en el paño E2 de la S/E Castilla 23 kV permite la vinculación al Sistema Eléctrico Nacional.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca JA Solar modelo JAM72D30 525-550/MB que completan una potencia de 2993.76 kWp en DC.

3.1 Unilineales y planos

En la Figura 3.1 se muestra el diagrama unilineal de la S/E Castilla y se enmarca en azul el paño E2, en el cual se conecta la línea de transmisión de 1.1 km proveniente del lado de 23 kV del transformador del parque que concentra la producción de los 11 inversores del parque.

En tanto, en la Figura 3.2 se muestra la vista general del parque y en el recuadro azul se enmarcan los 11 inversores del parque.

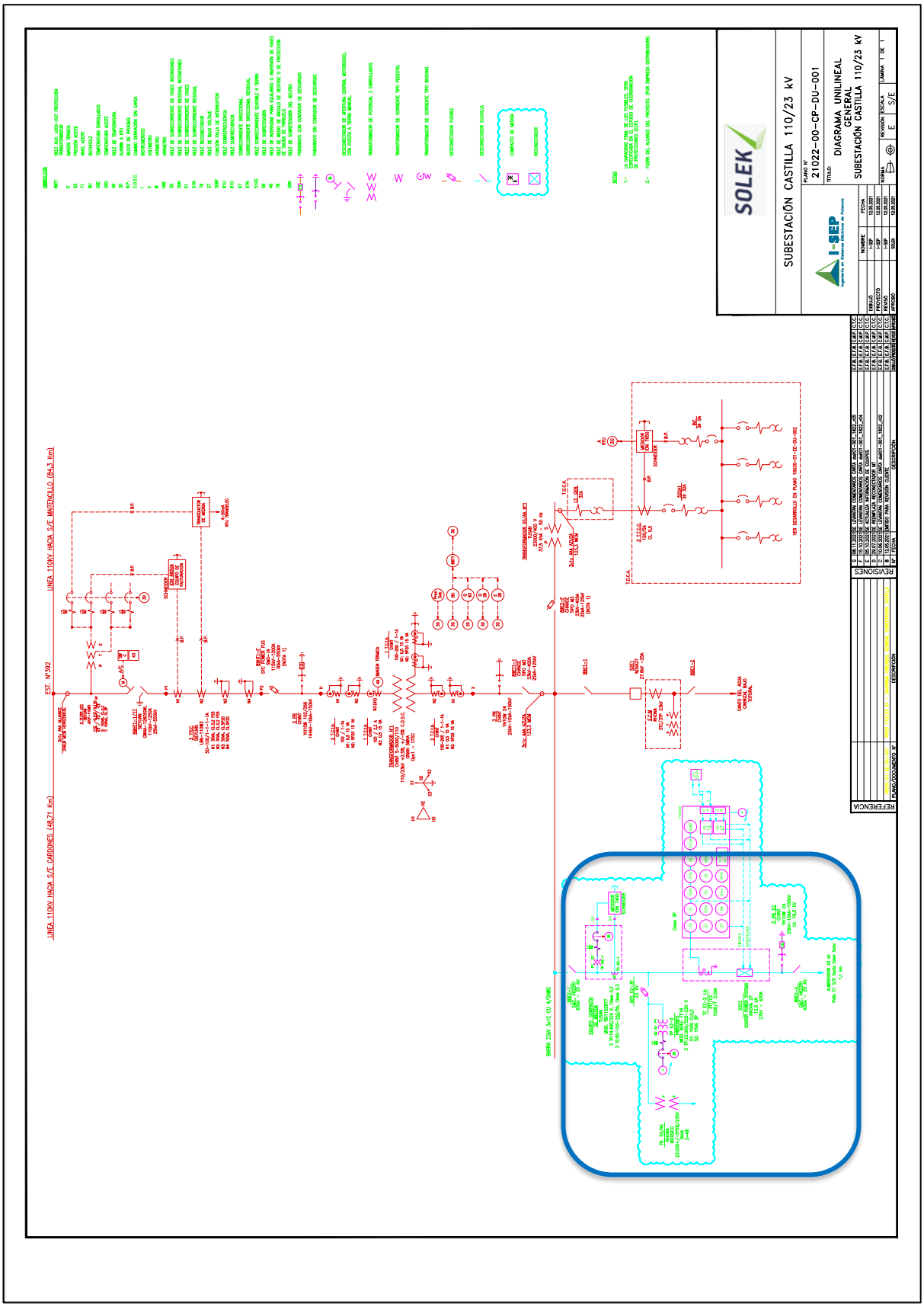


Figura 3.1 – S/E Castilla – Punto de interconexión – PMG Castilla

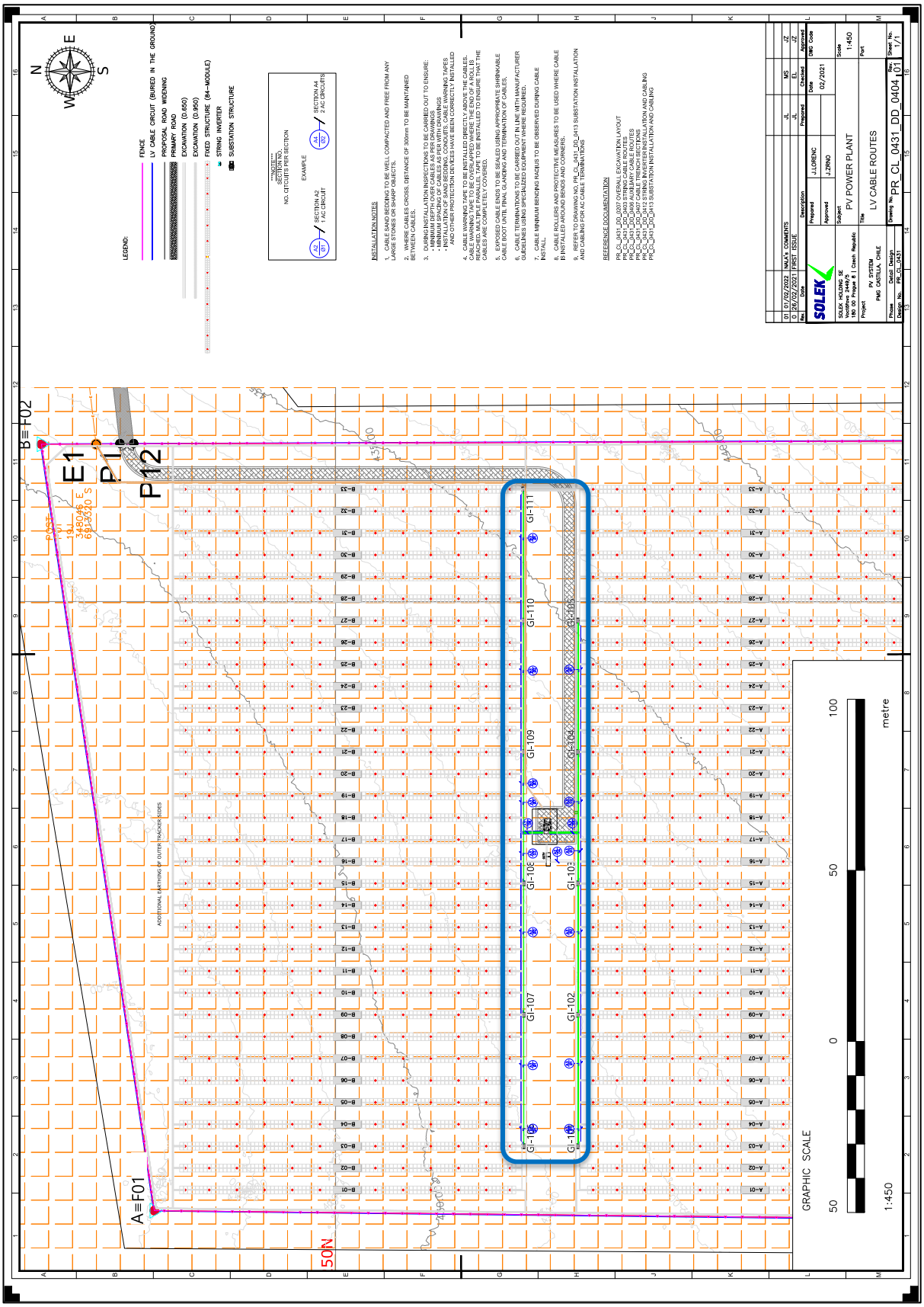


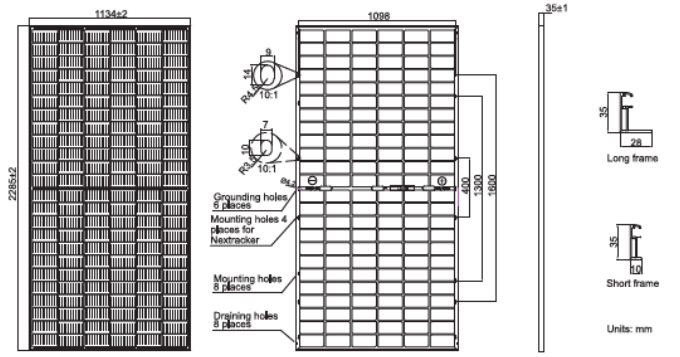
Figura 3.2 – Plano general de PMG Castilla

3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del PMG Castilla son de marca marca JA Solar modelo JAM72D30 525-550/MB. Sus principales características se presentan en la Figura 3.3.

JA SOLAR — **JAM72D30 525-550/MB** Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.6kg±3%
Dimensions	2285±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1300mm(+)/1300mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.6	20.8	21.0	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp)	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH DIFFERENT POWER RANGES (REFRENCE TO 10% SOLAR ILLUMINANCE RATIO)

TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB
Rated Max Power(Pmax) [W]	562	567	572	578	583	589
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.54	49.67	49.80	49.93	50.03	50.21
Max Power Voltage(Vmp) [V]	41.53	41.77	41.99	42.24	42.43	42.67
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.34	14.39	14.45	14.50	14.56	14.63
Max Power Current(Imp) [A]	13.52	13.58	13.63	13.69	13.74	13.79

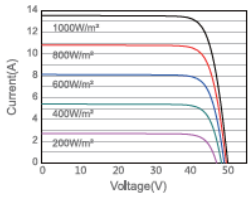
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.
**Bifaciality=Pmax,rear/Rated Pmax,front

OPERATING CONDITIONS

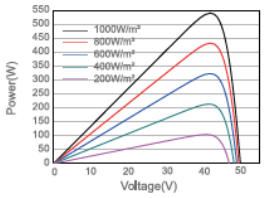
Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112 lb/ft²) 2400Pa(50 lb/ft²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	70%±10%
Fire Performance	UL Type 29

CHARACTERISTICS

Current-Voltage Curve JAM72D30-540/MB



Power-Voltage Curve JAM72D30-540/MB



Current-Voltage Curve JAM72D30-540/MB

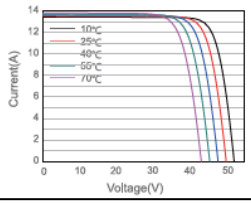


Figura 3.3 – Datos de paneles JA Solar modelo JAM72D30 525-550/MB

El parque cuenta con un total 5544 paneles distribuidos en 66 estructuras seguidoras con 84 módulos de 540 Wp cada uno. Considerando lo anterior, el PMG Castilla cuenta con una capacidad instalada de 2993.76 kWp en corriente continua.

3.3 Datos de los inversores

El PMG Castilla cuenta con 11 inversores marca SUNGROW modelo SG250HX de 250 kVA de potencia aparente nominal y 800 V de tensión de operación nominal. Sus principales características se presentan en la Figura 3.4.

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 ℃ / 225 kVA @40 ℃/200 KVA @50℃
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
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	99.0 %
European efficiency	98.7 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID protection	Anti-PID or PID recovery
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	95kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 ℃
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm²)
AC connection type	OT terminal (Max. 300 mm²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50438, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013,UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, FCC Part15 Sub-part B Class A Limits, California Rule 21
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT,active & reactive power control and power ramp rate control

Figura 3.4 – Datos de inversor SUNGROW modelo SG250HX

La curva de capacidad de los inversores la forma mostrada en la Figura 3.5.

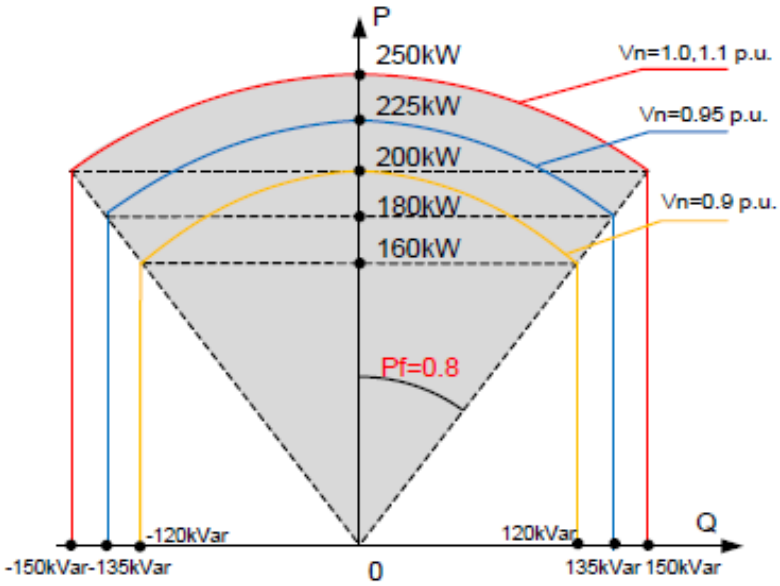


Figura 3.5 – Curva de capacidad del inversor

3.4 Datos del transformador de poder

El PMG Castilla cuenta con un transformador de poder, de potencia nominal 2.75 MVA según método de enfriamiento ONAN. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 800 V y un arrollamiento de alta tensión de 23 kV. Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

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

Parámetro	***Valor***
Potencia Nominal	2750 kVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	23.0 kV
Tensión nominal lado LV	0.8 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	6.1 %
Pérdidas en carga	22.52 kW
Pérdidas en vacío	1.89 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %

Tabla 3.1 – Datos del transformador principal

3.5 Determinación de consumos de SSAA de planta

La determinación de los consumos de SSAA del PMG Castilla se realiza considerando el flujo de potencia neta con la totalidad de los inversores apagados. En la Figura 3.6 se muestra que el consumo total del parque es de 2.93 kW, en tanto, se muestra en la Tabla 3.1 que el consumo del transformador en vacío es de 1.89 kW.

Entonces, los consumos de SSAA del parque se pueden estimar en **1.04 kW** al calcular la diferencia entre los valores presentados.

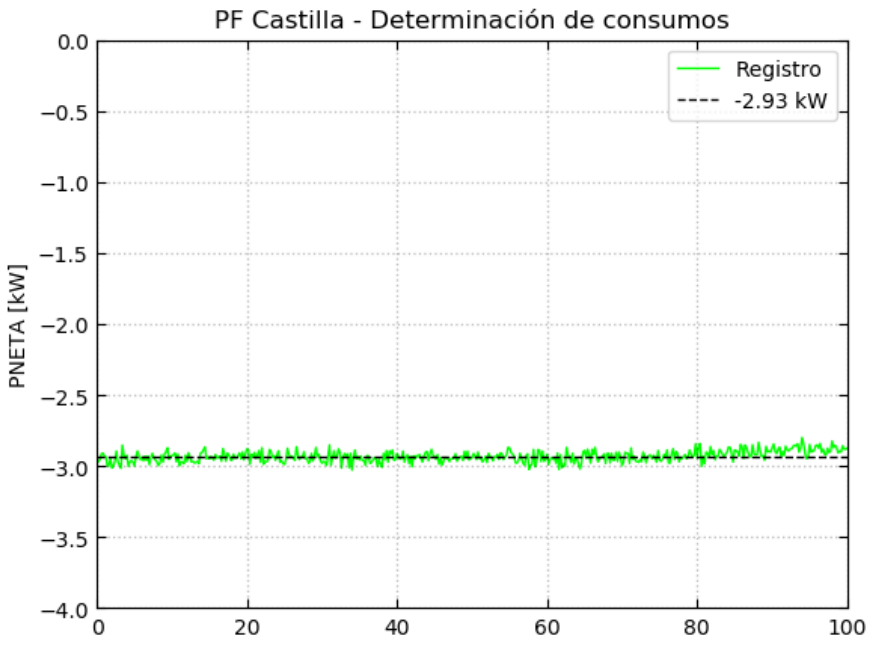


Figura 3.6 – Potencia neta con inversores apagados

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 PMG Castilla 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]
PMG Castilla	(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 PMG Castilla.

(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 23 kV en paño E2 de la S/E Castilla 23 kV.

4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 8 de septiembre de 2022 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones de máxima irradiancia y con la totalidad del PMG Castilla.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4.1 se muestra la potencia sumada de todos los inversores, correspondiente a la Potencia Bruta medida ($P_{bruta,med}$) del parque, además de la temperatura ambiente ($Tamb_{med}$) y la irradiancia perpendicular a los paneles (Ir_{med}).

En la Figura 4.2 se muestra el registro de potencia neta medida ($P_{neta,med}$) en el paño E2 de la S/E Castilla 23 kV.

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

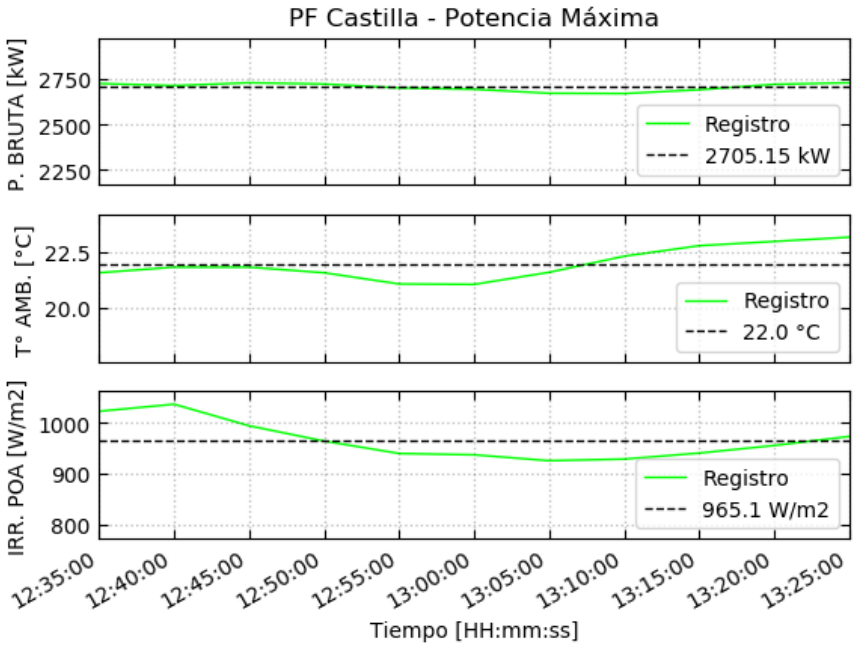


Figura 4.1 – Potencia Máxima – Potencia bruta y variables ambientales

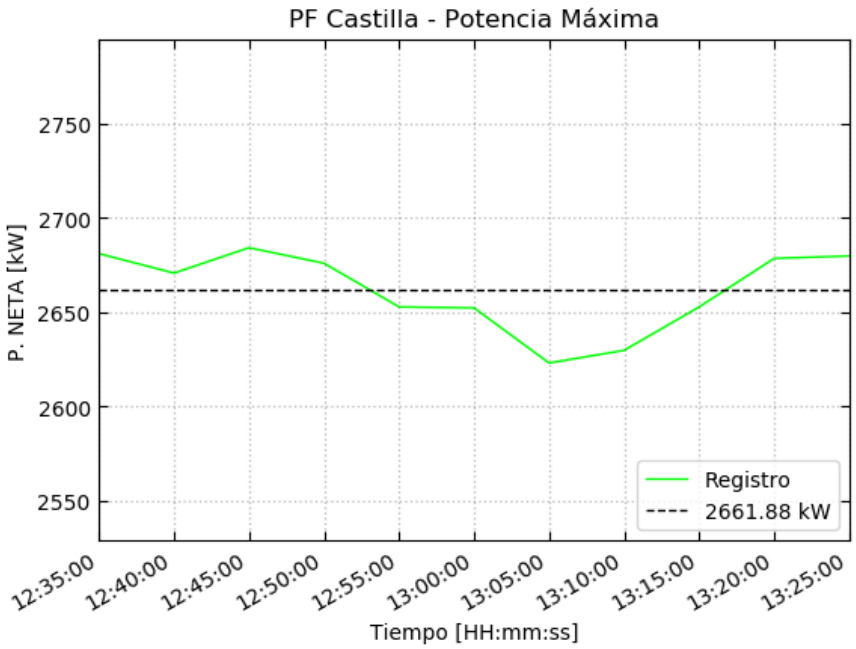


Figura 4.2 – Potencia Máxima – Potencia neta

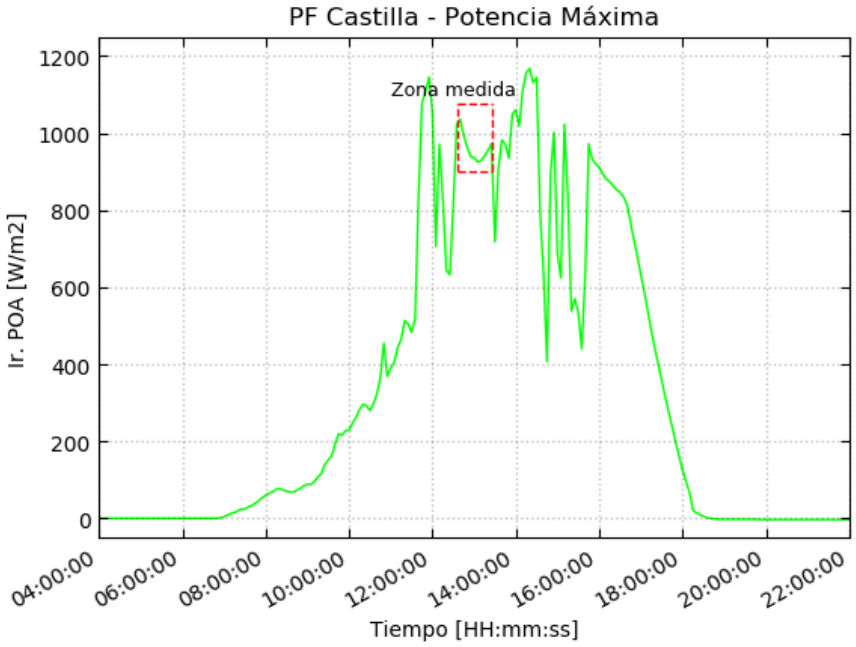


Figura 4.3 – Potencia Máxima – Irradiancia del día completo

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 PMG Castilla debe ser determinada para las condiciones nominales de irradiancia y temperatura de panel (condiciones STC: "Standard Test Conditions"), las mismas son 1000 W/m^2 (Ir_{STC}) y 25 °C (Tp_{STC}) según se observa en la Figura 3.3.

La corrección por irradiancia se realiza a partir de considerar una dependencia lineal entra la potencia y dicha magnitud, lo cual es una aproximación aceptable en función de lo que puede observarse en los registros y en la documentación de los paneles presentada en la Figura 3.3.

El resultado se muestra a continuación.

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

Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico para las condiciones STC.

La temperatura del panel depende de la relación entre los valores de irradiancia y temperatura ambiente en valores nominales y las condiciones ambientales para las cuales se ha determinado el valor de NOCT ("Normal Operation Cell Temperature") del panel (ver Figura 3.3).

La expresión que permite calcular la temperatura del panel se presenta a continuación.

$$Tp_{STC} = Tamb_{STC} + (NOCT - T_{NOCT}) * \frac{Ir_{STC}}{Ir_{NOCT}}$$

Adicionalmente, se ha calculado el valor de temperatura de panel durante las pruebas.

$$Tp_{med} = Tamb_{med} + (NOCT - T_{NOCT}) * \frac{Ir_{med}}{Ir_{NOCT}}$$

La diferencia calculada entre la temperatura de los paneles durante el ensayo y la correspondiente a las condiciones de sitio (ΔT) se presenta a continuación.

$$\Delta T = Tp_{med} - Tp_{STC}$$

Utilizando el coeficiente de temperatura dado por el fabricante de los paneles de $C_{temp} = -0.35\ \%/°C$ (ver Figura 3.3), se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión.

$$P_{bruta,corr} = \frac{P_{bruta,ir}}{(1 + C_{temp} * \Delta T)}$$

En caso de que el valor de **Potencia Bruta Corregida** sea mayor a la potencia bruta instalada de 2750.0 kW, se debe limitar el valor de **Potencia Bruta Corregida** a este valor.

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.

Los inversores del PMG Castilla son del tipo *"String Inverter"* y los consumos propios de este tipo de equipos puede considerarse despreciable. En tanto, según se muestra en la sección 3.5 se estima el consumo de servicios auxiliares del parque en 1.04kW.

$$P_{SSAA} = P_{tr,SSAA}$$

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 y de las pérdidas en línea de transmisión que vincula el parque al paño E2 de la S/E Castilla 23 kV.

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 1.04 kW.

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

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

Este valor de pérdidas considera las pérdidas en condición de vacío en el transformador principal del parque y las pérdidas resistivas del transformador y la línea 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.

$$P_{perd,central,med,carga} = P_{perd,central,med} - P_{Perd,vacio,tr_{ppal}}$$

$$P_{perd,central,vacío} = P_{Perd,vacio,tr_{ppal}}$$

Este valor de pérdidas en carga medido ($P_{perd,central,med,carga}$) debe ser corregido para el despacho en escenario de **Potencia Bruta Máxima**. 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.

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

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

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

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 línea de transmisión ($P_{Perd,línea}$)

En la Tabla 3.1 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.

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

La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

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

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

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

4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 23 kV en el paño E2 de la S/E Castilla 23 kV. 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.

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

4.2.5 Resumen de cálculos

En la Tabla 4.2 se presentan los resultados de las ecuaciones presentadas en la secciones precedentes. Se destacan los valores a presentar como resultado final en la sección 5.

Sección	Campo	Descripción	Valor	Unidad
4.1 Ensayo de Potencia Máxima	$P_{bruta,med}$	Potencia bruta medida	2705.15	kW
	$Tamb_{med}$	Temperatura ambiente medida	22	°C
	Ir_{med}	Irradiancia medida	965.1	W/m2
	$P_{neta,med}$	Potencia neta medida	2661.88	kW
4.2.1 Potencia Bruta	$P_{bruta,ir}$	Potencia bruta medida corregida por irradiancia	2802.97	kW
	Tp_{stc}	Temperatura de panel en condiciones STC	56.25	°C
	Tp_{med}	Temperatura de panel en condiciones de prueba	52.16	°C
	ΔT	Diferencia de temperatura	-4.09	°C
	$\boldsymbol{P_{bruta,corr}}$	***Potencia bruta medida corregida por irradiancia y temperatura (limitada a potencia bruta instalada)***	***2750***	***kW***
4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares	$\boldsymbol{P_{SSAA}}$	***Potencia estimada de servicios auxiliares***	***1.04***	***kW***
4.2.3 Potencia de Pérdidas en la central	$P_{perd,central,med}$	Potencia de pérdidas total en la central, medida	42.23	kW
	$P_{perd,central,med,carga}$	Potencia de pérdidas en carga en la central, medida.	40.34	kW
	$P_{perd,central,vacío}$	Potencia de pérdidas en vacío en la central.	1.89	kW
	$P_{perd,central,carga,corr}$	Potencia de pérdidas en carga en la central, corregida.	41.69	kW
	$\boldsymbol{P_{perd,central,corr}}$	***Potencia de pérdidas total en la central, corregida***	***43.58***	***kW***
	$P_{perd,carga,tr_ppal}$	Pérdidas en carga en el transformador principal	22.52	kW
	P_{perd,tr_ppal}	Pérdidas totales en el transformador principal	24.41	kW
	$P_{perd,línea}$	Pérdidas en línea de transmisión	19.17	kW
4.2.4 Potencia Neta	$\boldsymbol{P_{neta,corr}}$	***Potencia neta corregida***	***2705.38***	***kW***

Tabla 4.2 – Resumen de cálculos

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 2750.0 kW, resultando en una potencia neta calculada de 2705.38 kW en el POI.

La Tabla 5.1 resume los resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
PMG Castilla	2750.0	1.04	43.58[1]	2705.38

Tabla 5.1 – Potencia Máxima según mediciones – PMG Castilla

Según se observa en la Tabla 5.1 la **Potencia Bruta Máxima** determinada está dentro de lo esperado en base a los antecedentes disponibles de los inversores.

[1] Desglosado en 24.41 kW de pérdidas en el transformador principal y 19.17 kW de pérdidas en la línea de transmisión.

6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración de medidor de potencia neta

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

ESTUDIOS ELECTRICOS

Estudios Eléctricos declara que el instrumento:

Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración
JANITZA UMG 510	5100/0731	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-2022-1130

Nombre Inspector: Leiss, Jorge
Firma:

Leiss

Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.