

Empresa
País
Proyecto
Descripción

METKA
Chile
Parque Fotovoltaico Caracas II
Informe de Potencia Máxima



CÓDIGO DE PROYECTO EE-2022-051
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2022-1210
REVISIÓN D



19 jul. 23



Este documento **EE-EN-2022-1210-RD** fue preparado para METKA por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

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

Ing. Andrés Capalbo
Sub-Gerente Dpto. Estudios
andres.capalbo@estudios-electricos.com

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

Informe realizado en colaboración con todas las empresas del grupo: **Estudios Eléctricos S.A., Estudios Eléctricos Chile, Estudios Eléctricos Colombia y Electrical Studies Corp.**

Este documento contiene 32 páginas y ha sido guardado por última vez el 19/07/2023 por César Colignon; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	09.06.2023	Para presentar.	MV	AC	PR
B	15.06.2023	Se aplican correcciones	CiC	AC	PR
C	13.07.2023	Correcciones según observaciones del CEN: "COR-GO-DCO-Pmax - PFV_Caracas_II"	CiC	AC	PR
D	19.07.2023	Correcciones adicionales	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 Medidores Utilizados.....	4
	1.2 Nomenclatura Utilizada.....	5
2	ASPECTOS NORMATIVOS.....	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	8
	3.1 Unifilar de planta.....	8
	3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos.....	14
	3.3 Datos de los inversores.....	15
	3.4 Datos de los transformadores de bloque.....	17
	3.5 Datos de los transformadores de SSAA.....	18
	3.6 Datos de consumos de SSAA de planta.....	19
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA.....	20
	4.1 Ensayo de Potencia Máxima.....	21
	4.2 Correcciones y Resultados en condiciones de ensayo.....	23
	4.2.1 Potencia Bruta.....	23
	4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares.....	25
	4.2.3 Potencia de Pérdidas en la Central.....	26
	4.2.4 Potencia Neta.....	27
	4.2.5 Resultados.....	28
5	CONCLUSIONES.....	29
6	ANEXOS.....	30
	6.1 Registros ambientales.....	30
	6.1 Certificado de Calibración de Medidores de Potencia Neta.....	32



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Caracas II 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 Caracas II contará con una potencia de aproximadamente 9.0 MW y se encuentra ubicado a aproximadamente 7 km al Noreste de Los Vilos, en la comuna de Los Vilos, provincia de Choapa, Región del Coquimbo. El parque se vinculará al SEN mediante una línea de transmisión 1 x 23 kV de aproximadamente 8 km de largo desde S/E Caracas hasta la S/E Chagual.

1.1 Medidores Utilizados

<i>Denominación</i>	<i>Marca</i>	<i>Modelo</i>	<i>Precisión</i>
Analizador de energía	Janitza	UMG512 PRO	±0.2%

Tabla 1.1 – Equipos utilizados.

Además de lo mostrado en la Tabla 1.1, se cuenta con datos complementarios del sistema controlador de planta adquiridos mediante el sistema SCADA de la central que cuenta con una tasa de muestreo de 1 segundo y medidas de las estaciones meteorológicas adquiridas con tasas de muestreo de 5 minutos para la temperatura ambiente, temperatura del panel y para la irradiancia.



1.2 Nomenclatura Utilizada

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

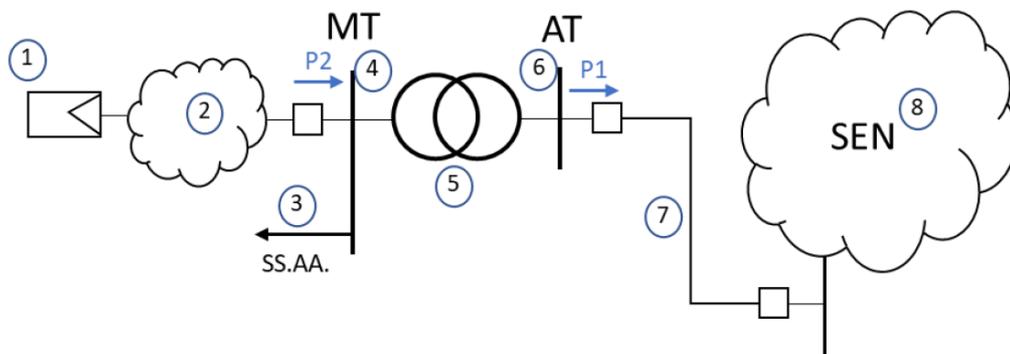


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 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].
- ✓ **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].
- ✓ **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 Caracas II es un PMG que cuenta con una potencia de 9.0 MW y se encuentra ubicado a aproximadamente 7 km al Noreste de Los Vilos, en la comuna de Los Vilos, provincia de Choapa, Región del Coquimbo. El parque se vincula al SEN mediante una línea de transmisión 1 x 23 kV de aproximadamente 8 km de largo hasta la S/E Chagual.

El parque está constituido por 3 inversores marca SunGrow modelo SG3125HV-MV-30 con capacidad de hasta 3125 kVA @ 50°C / 3437 KVA @ 45° operando a 50°C y que integra, cada uno, un transformador de igual capacidad y relación 0.6 kV / (20 -35) kV, siendo 23 kV la tensión de la red de media tensión. Los 3 centros de transformación descritos comparten un colector hasta la S/E Caracas II 23 kV. Los centros de transformación pueden operar de forma conjunta a través de Control Conjunto de Planta (PPC).

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca Canadian Solar modelo CS3Y-480MB-AG (1500V).

3.1 Unifilar de planta

La red colectora del Parque Fotovoltaico Caracas II está compuesta por un (1) alimentador en 23 kV que colecta la potencia generada por los paneles del parque. Este alimentador tiene los tres centros de transformación, es decir, 3 inversores.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama unifilar general del Parque Fotovoltaico Caracas II. Mientras que la barra principal de 23 kV del Parque Fotovoltaico Caracas II se aprecian en la Figura 3.2. En tanto, en las Figura 3.3 a Figura 3.5 se muestra el detalle de los tres centros de transformación que conforman el parque.

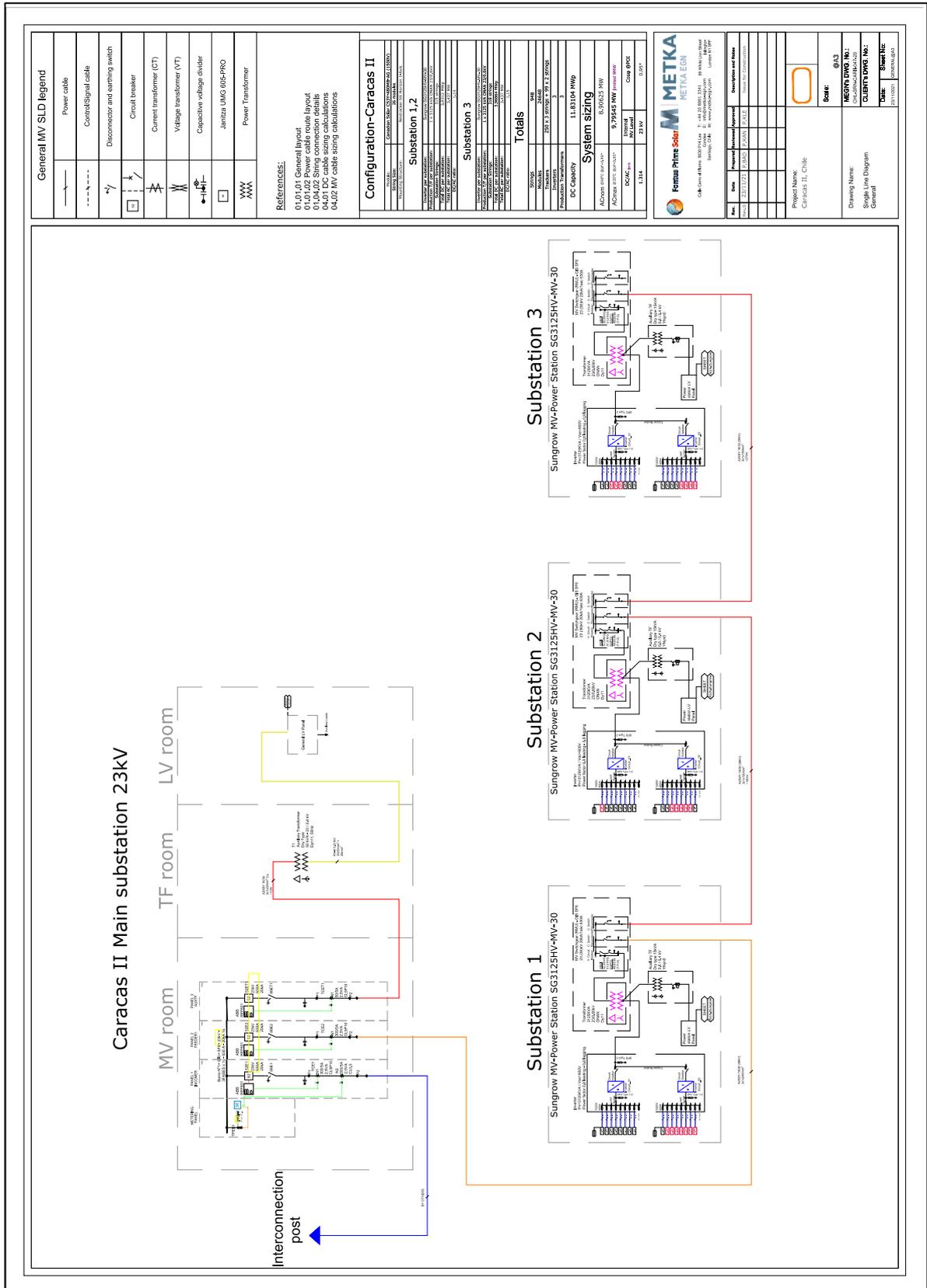


Figura 3.1- Barra principal 23 kV- Parque Fotovoltaico Caracas II

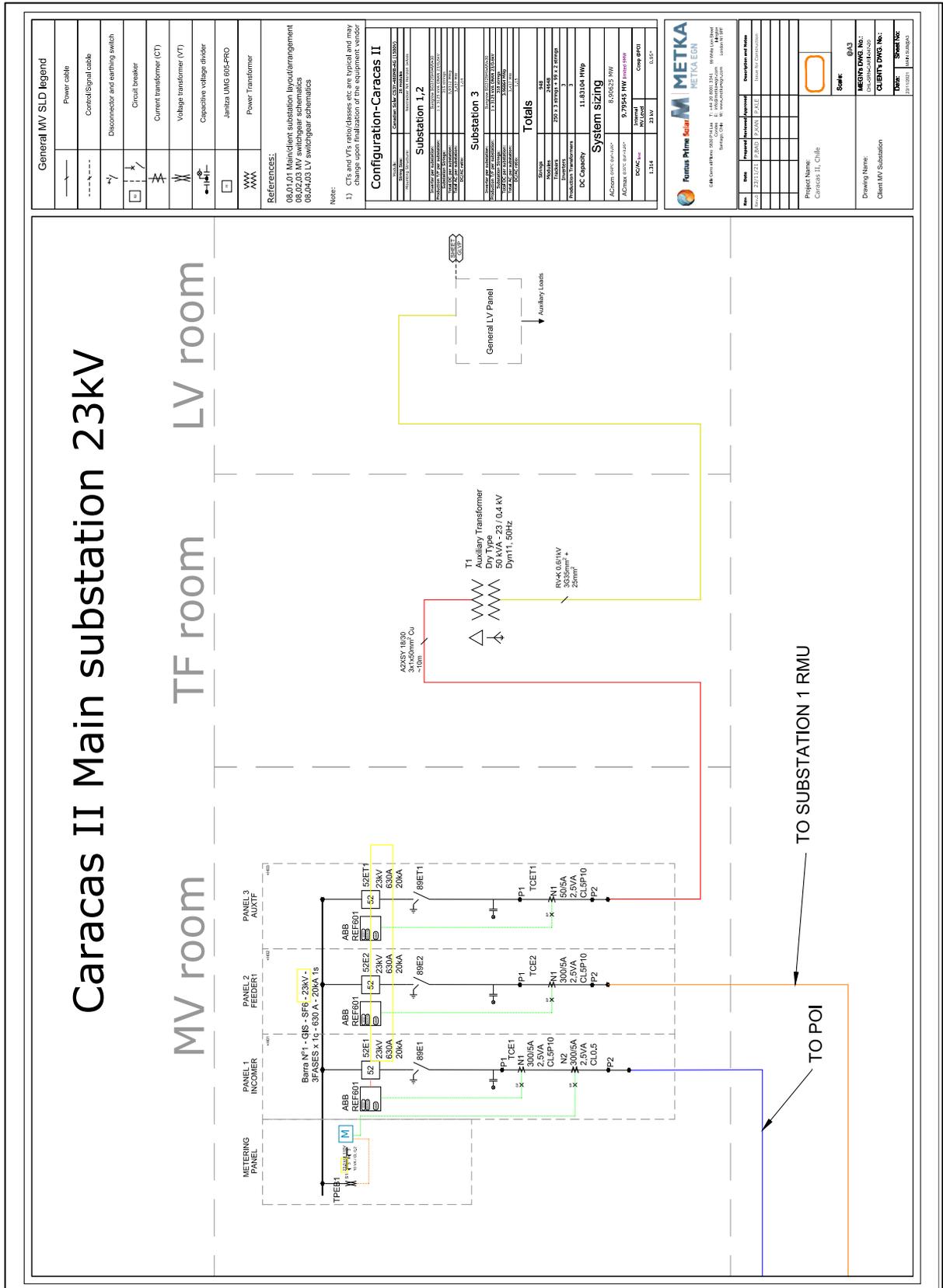


Figura 3.2 – Detalle de red colectora – Parque Fotovoltaico Caracas II

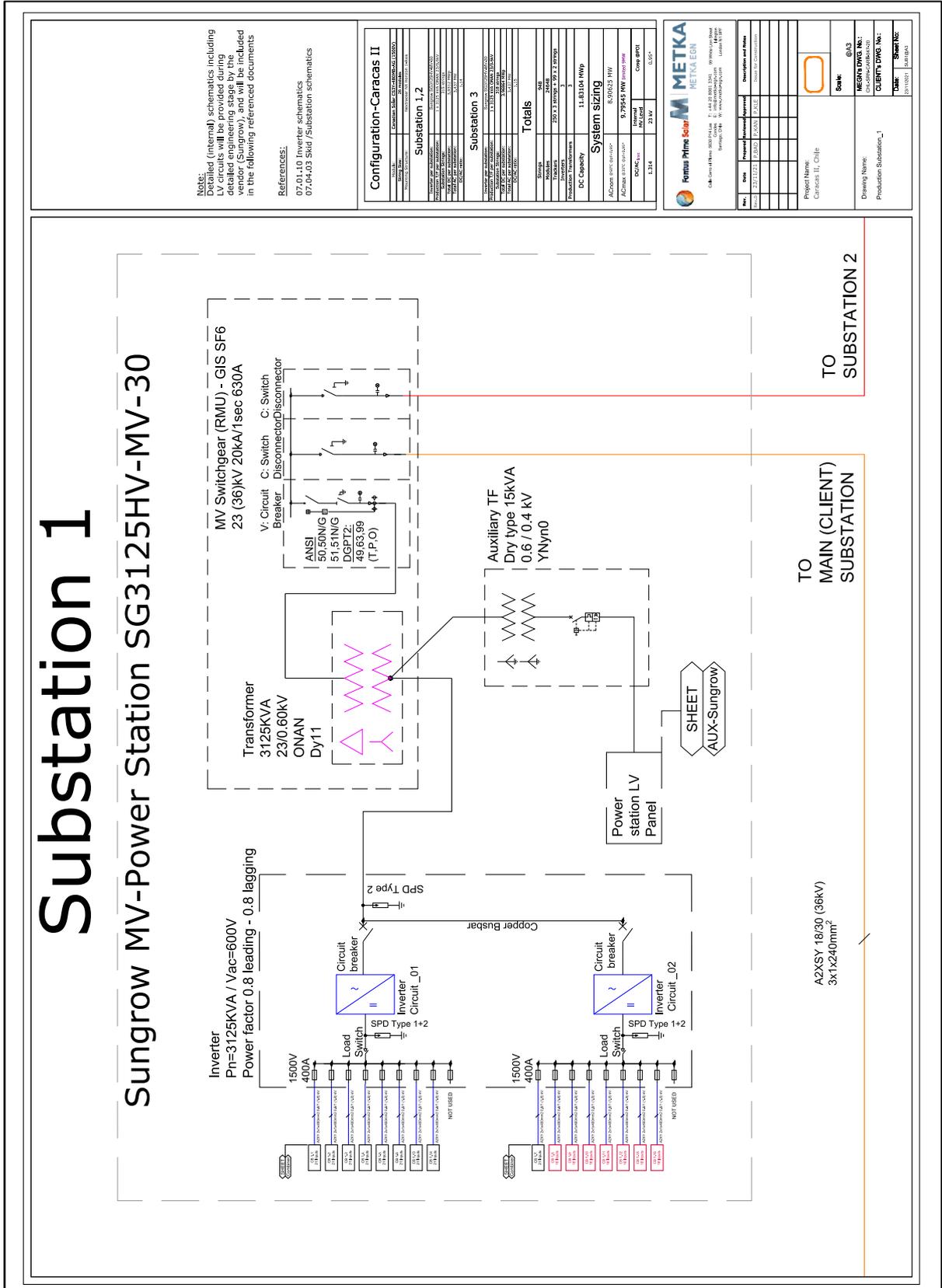


Figura 3.3- Detalle Centro de Transformación 1- Parque Fotovoltaico Caracas II



3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Caracas II son paneles bifaciales de marca Canadian Solar modelo CS3Y-480MB-AG. Sus principales características se presentan en la Figura 3.6.

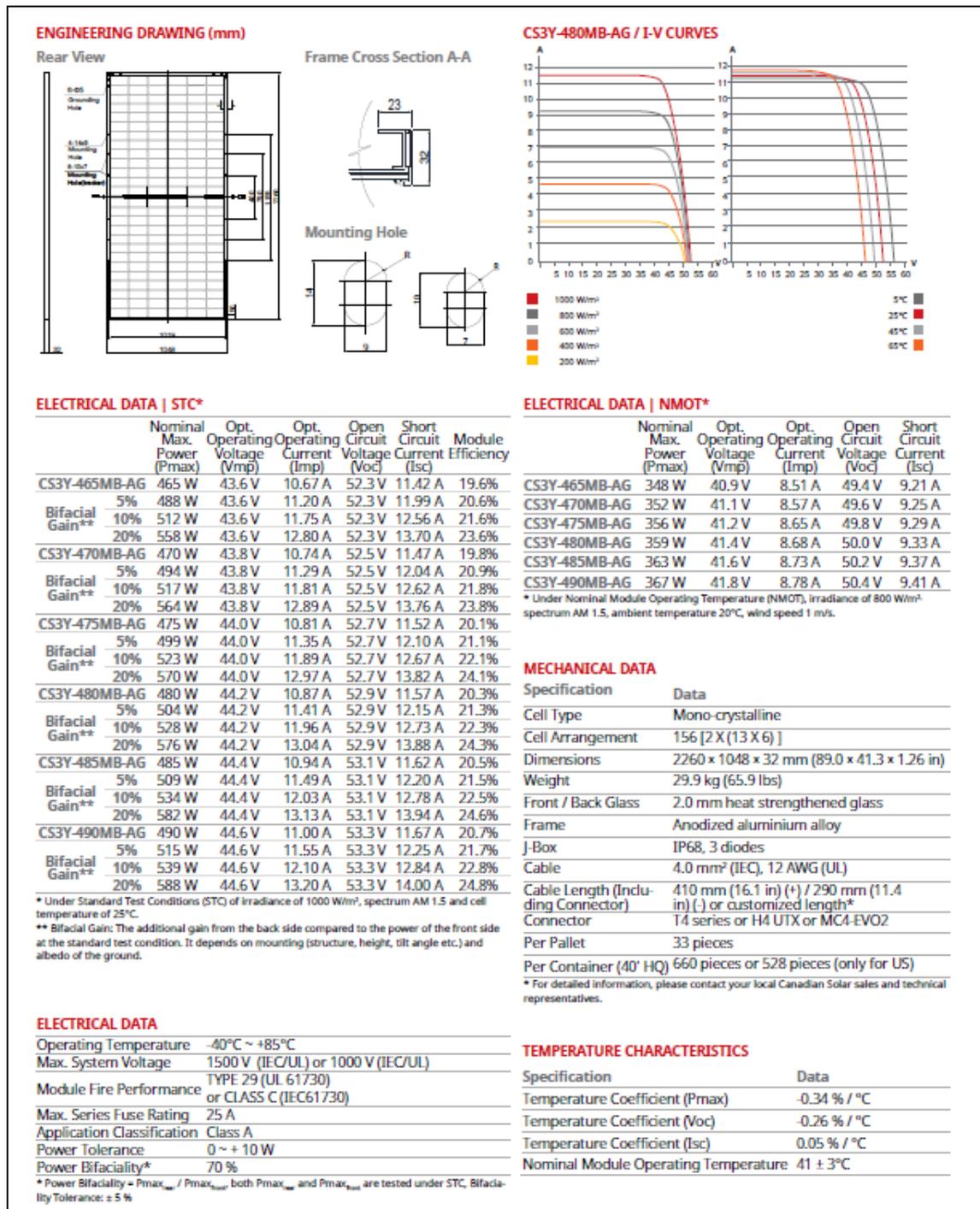


Figura 3.6– Datos de paneles Canadian Solar modelo CS3W-455MS



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Caracas II cuenta con 3 inversores marca SunGrow, modelo SG3125HV-MV-30. Los inversores son de 3.125/3.437 MVA (@50°C/45°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 3.7.

Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	16 / 18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	3125 kVA	3437 kVA
Transformer max. power	3437 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / (20 – 35) kV	
Transformer vector	Dy11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm	
Weight	15 T	
Degree of protection	Inverter: IP55 (optional: IP65) / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Figura 3.7 – Datos de inversor SunGrow SG3125HV-MV-30



Se aprecia en la Figura 3.8 , que el máximo consumo de potencia en operación es de 4.105 kW en máxima carga y se considerará dicho valor en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.

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

Figura 3.8 - Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores cumple con la forma mostrada en la Figura 3.9.

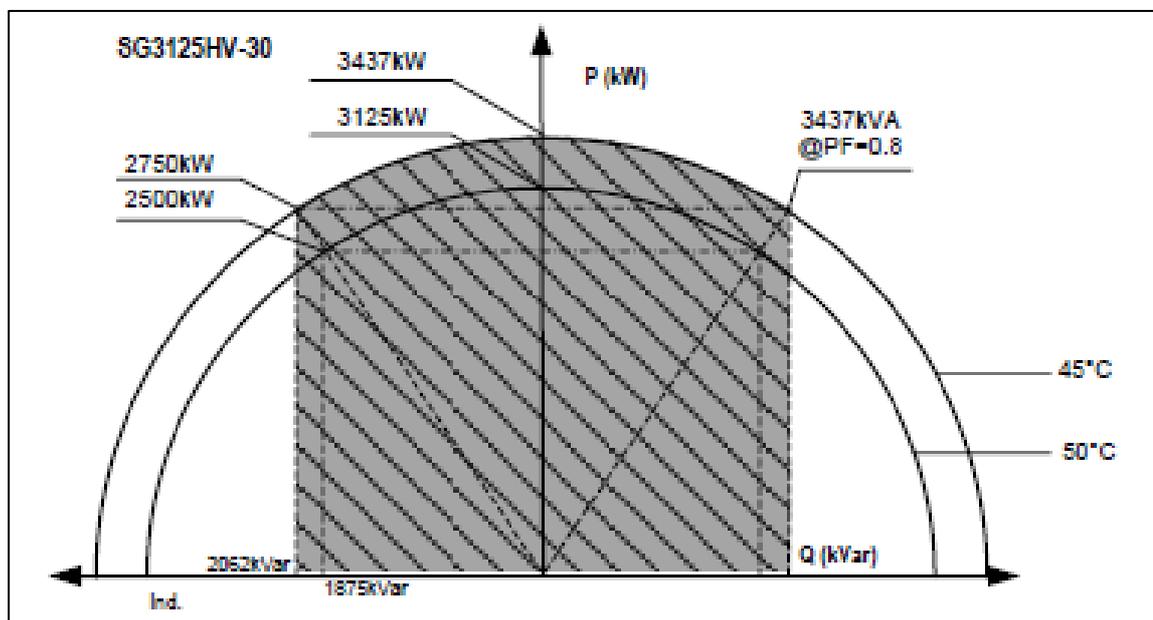


Figura 3.9 – Curva de capacidad del inversor



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Caracas II cuenta con 3 transformadores de bloque de dos devanados que permiten la interconexión de un inversor. Su relación de transformación es de 0.66/23 kV y de 3.125 MVA de capacidad nominal.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.1.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	3.125 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	23 kV
Tensión nominal lado LV	0.6 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	7%
Pérdidas en carga	21 kW
Pérdidas en vacío	1.79 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5\%$

Tabla 3.1 - Datos de los transformadores de bloque



3.5 Datos de los transformadores de SSAA

El Parque Fotovoltaico Caracas II cuenta con un transformador para consumos auxiliares de potencia nominal 50 kVA según método de enfriamiento ONAN. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 0.4 kV y un arrollamiento de alta tensión de 23 kV.

Debido a la indisponibilidad del Transformador de SSAA en el Parque Fotovoltaico Caracas II durante los días de ensayo, **se considera que la potencia proporcionada por este transformador es de 0 kW**, es decir, no se utilizó para abastecer los consumos auxiliares del parque. En su lugar, los consumos auxiliares fueron suministrados por el Parque Fotovoltaico Caracas I, que es una instalación contigua ubicada en las cercanías del Caracas II.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	50 kVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	23 kV
Tensión nominal lado LV	0.4 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	7%
Pérdidas en carga	1.06 kW

Tabla 3.2 - Datos del transformador de SSAA



3.6 Datos de consumos de SSAA de planta

Se presenta a continuación el detalle de consumos auxiliares del parque.

AC Auxiliary Consumption Table				
A/A	Description	No. of Phases	Voltage (V)	Apparent Power (VA)
ECR				
1	Main Meteo Station	1	230	60
2	Air Condition	1	230	1500
3	Heater_1	1	230	2000
4	Heater_2	1	230	2000
5	Fire Panel	1	230	100
6	Socket Circuit	1	230	1500
7	O&M building	1	230	10000
8	CCTV Rack	1	230	2200
9	NCU (Nextracker)	1	230	50
10	SCADA Rack	1	230	1500
11	SUB UPS	1	230	3000
12	Spare	1	230	2000
Total				25910
Production Substation 1				
1	NCU (Nextracker)	1	230	50
2	NCU (Nextracker)	1	230	50
3	Scada Panel	1	230	1000
4	Weather Station	1	230	60
5	Cameras	1	230	50
6	Socket	1	230	500
7	Spare	1	230	1000
Total				2710
Production Substation 2				
1	NCU (Nextracker)	1	230	50
2	NCU (Nextracker)	1	230	50
3	Scada Panel	1	230	1000
4	Weather Station	1	230	60
5	Cameras	1	230	50
6	Socket	1	230	500
7	Spare	1	230	1000
Total				2710
Production Substation 3				
1	NCU (Nextracker)	1	230	50
2	NCU (Nextracker)	1	230	50
3	Scada Panel	1	230	1000
4	Weather Station	1	230	60
5	Cameras	1	230	50
6	Socket	1	230	500
7	Spare	1	230	1000
Total				2710
TOTAL PV Consumptions				34040

Figura 3.10 – Consumo de SSAA de planta

Se aprecia en la Figura 3.10 un consumo de 34.04 kW, que se encontraba alimentado desde una instalación contigua durante las pruebas, tal como se menciona en la sección 3.5. A este valor se le suman los 1.06 kW correspondientes al valor de pérdidas en carga del transformador de servicios auxiliares, totalizando 35.1 kW.



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 Caracas II 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, temperatura ambiente y temperatura de panel.

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]
Caracas II	(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 Caracas II.
- (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 la Subestación Chagual.



4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 26 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 Caracas II.

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.

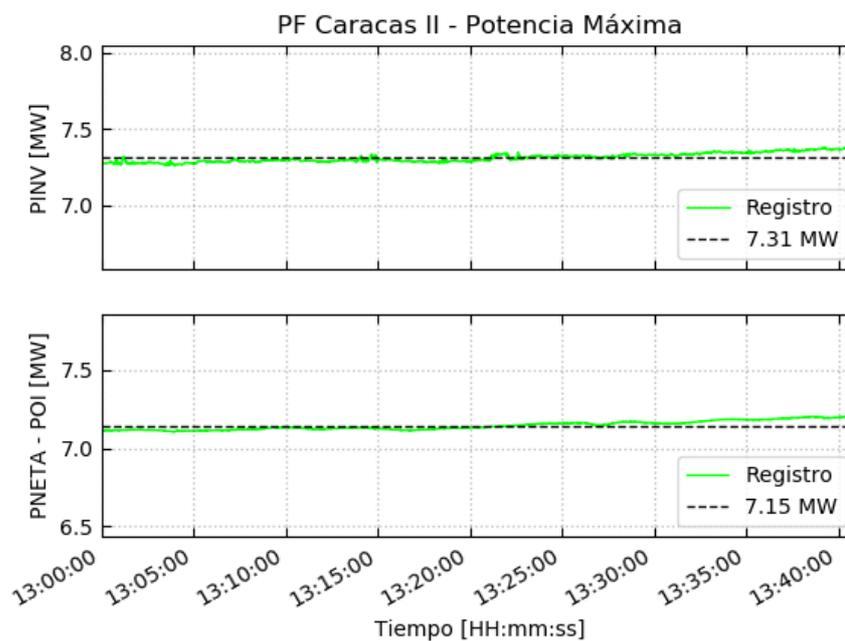


Figura 4.1 – Potencia Máxima – Potencia inversores y Potencia neta

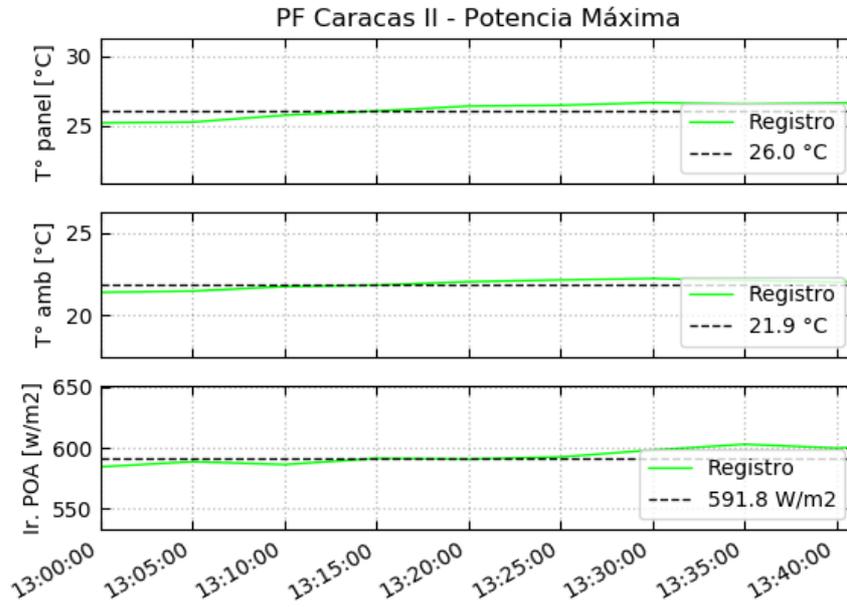


Figura 4.2 – Potencia Máxima – Temperatura PV, Temperatura Ambiente e Irradiancia POA

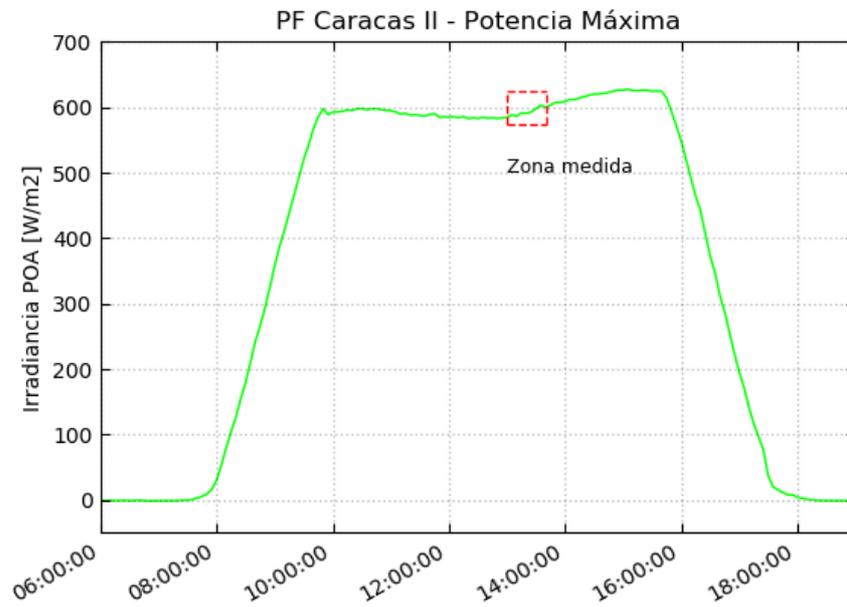


Figura 4.3 – Potencia Máxima – Irradiancia día completo



4.2 Correcciones y Resultados en condiciones de ensayo

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 4.2.

4.2.1 Potencia Bruta

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Caracas II debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura ambiente propias del sitio, las cuales presentan en la sección 6.1. Según se muestra, se ha determinado que la irradiancia de sitio ($I_{r_{sitio}}$) es de 858.8 W/m², en tanto para la temperatura ambiente de sitio ($T_{amb_{sitio}}$) se ha determinado un valor de 20.6 °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 3.8, el consumo interno de cada inversor se estima en 4.105 kW.

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

$$P_{bruta,med} = 7.31 \text{ MW} + 3 \times 4.105 \text{ kW} = 7.32 \text{ MW}$$

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.

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

$$P_{bruta,ir} = 7.32 \text{ MW} * \frac{858.8 \frac{W}{m^2}}{591.8 \frac{W}{m^2}} = 10.63 \text{ MW}$$

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



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

La temperatura del panel depende de la relación entre los valores medidos de irradiancia ($I_{r_{med}}$) 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 $800\text{W}/\text{m}^2$). 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 medidas reales de temperatura de panel durante la prueba (ver Figura 4.2) y de sitio con base histórica (ver Figura 6.3) por lo que no será necesaria sus estimaciones.

La diferencia mínima de 0.1°C entre la temperatura del panel de ensayo (26°C) y la temperatura del panel de sitio (26.1°C) no requiere ninguna corrección adicional. A pesar de la ligera discrepancia entre las temperaturas, esta diferencia no tendrá un impacto significativo en los resultados obtenidos.

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,

$$\Delta T_{sitio} = T_{p,sitio} - T_{STC} = 29.2^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = 4.02^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta T_{ensayo} = T_{p,ensayo} - T_{STC} = 26^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = 1^{\circ}\text{C}$$

El coeficiente de temperatura informado por el fabricante es $C_{temp} = -0.34\% / ^{\circ}\text{C}$ (ver Figura 3.6). Se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión.



$$P_{bruta,corr} = 10.63 \text{ MW} * \frac{\left(1 - 0.0034 \frac{1}{^{\circ}\text{C}} * 4 ^{\circ}\text{C}\right)}{\left(1 - 0.0034 \frac{1}{^{\circ}\text{C}} * 1 ^{\circ}\text{C}\right)} = 10.52 \text{ MW}$$

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 **9.375 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 más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.8, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 4.105 kW y en 0.415 kW los inversores en estado *standby*. Debido a que el Transformador de SSAA de Caracas II no se encontraba disponible en los días de ensayo, se considera $P_{tr,SSAA} = 0 \text{ kW}$ (ver sección 3.5).

Considerando esta situación se presenta el valor de Potencia de Servicios Auxiliares estimada para la condición de ensayos ($P_{SSAA,ens}$) y de forma complementaria el valor de Potencia de Servicios Auxiliares en el modo de operación normal del parque ($P_{SSAA,nom}$), es decir, suministrando estos consumos desde la misma instalación.

En base a estos datos se procede a calcular la **Potencia de Servicios Auxiliares** en ambos escenarios:

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

$$P_{SSAA,ens} = 3 \times 4.105 \text{ kW} + 0 \text{ kW} = 12.315 \text{ kW}$$

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

$$P_{SSAA,nom} = 3 \times 4.105 \text{ kW} + 35.10 \text{ kW} = 47.415 \text{ kW}$$



4.2.3 Potencia de Pérdidas en la Central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a las pérdidas en el sistema colector de media tensión que considera los circuitos colectores, transformadores de bloque y línea 1x23 kV de vinculación a S/E Chagual.

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** ($P_{neta,med}$).

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

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

$$P_{perd,central,med} = 7.31 \text{ MW} - 0.0 \text{ kW} - 7.15 \text{ MW} = 160 \text{ kW}$$

Cabe mencionar que el parque no cuenta con un transformador principal de salida, por lo tanto, la **Potencia de Pérdidas en la Central** se deben únicamente a los elementos de la red colectora de media tensión (circuitos colectores, transformadores de bloque y línea 1x23 kV de vinculación a S/E Chagual).

Este valor de pérdidas considera las pérdidas en condición de vacío, 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.

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

$$P_{perd,central,vacio} = 3 \times 1.79 \text{ kW} = 5.37 \text{ kW}$$

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

$$P_{perd,central,med,carga} = 160 \text{ kW} - 5.37 \text{ kW} = 154.63 \text{ kW}$$



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.

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

$$P_{perd,central,corr,carga} = 154.63 \text{ kW} \times \left(\frac{9.375 \text{ MW}}{7.32 \text{ MW}} \right)^2 = 253.64 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{perd,central,corr} = 253.64 \text{ kW} + 5.37 \text{ kW} = 259.01 \text{ kW}$$

4.2.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta Ensayada** registrada del Parque Fotovoltaico Caracas II se obtuvo a partir de la medida en el punto de interconexión y el cálculo del valor medio para el período seleccionado obteniéndose el siguiente resultado.

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

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

$$P_{neta,corr} = 9.375 \text{ MW} - 47.415 \text{ kW} - 259.01 \text{ kW} = 9.068 \text{ MW}$$



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. Se presentan los resultados para las condiciones de ensayo del Parque Fotovoltaico Caracas II.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Caracas II	9.375	47.415	259.01	9.068

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Caracas II – Resumen de Cálculos

Según se observa en la Tabla 4.2 la **Potencia Bruta Máxima Ensayada** calculada está dentro de lo esperado en base a los registros de potencia 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 9.38 MW, resultando en una potencia neta calculada de 9.068 MW en el POI. Cabe mencionar que por ser un parque catalogado como PMG su producción se encuentra limitada a 9.0 MW mediante una limitación de consigna en el sistema PPC.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Caracas II	9.375	47.415	259.01	9.068

Tabla 5.1 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Caracas II

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



6 ANEXOS

6.1 Registros ambientales

En la presente sección se muestra la estimación de las condiciones meteorológicas de sitio para el Parque Fotovoltaico Caracas II.

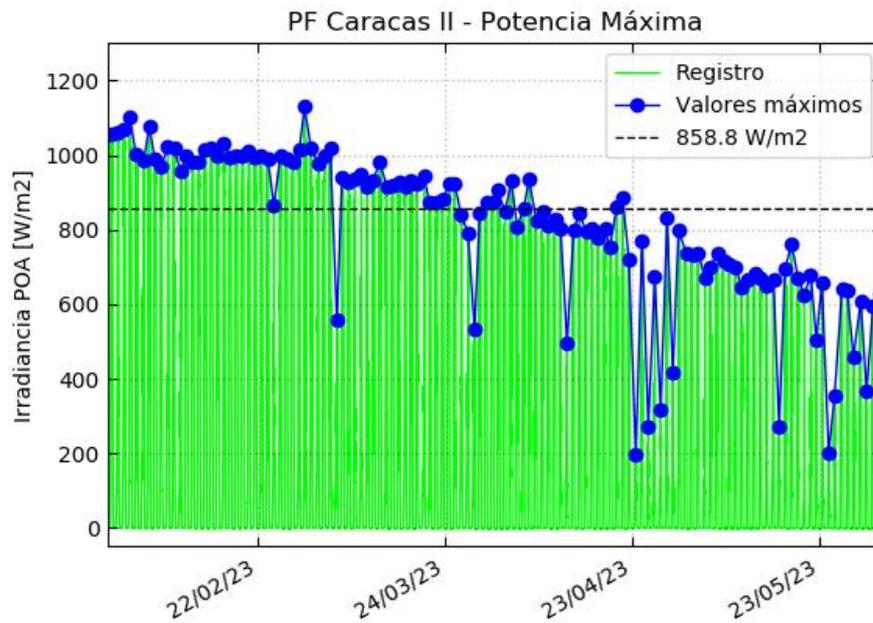


Figura 6.1 – Histórico Irradiancia Máxima y Promedio

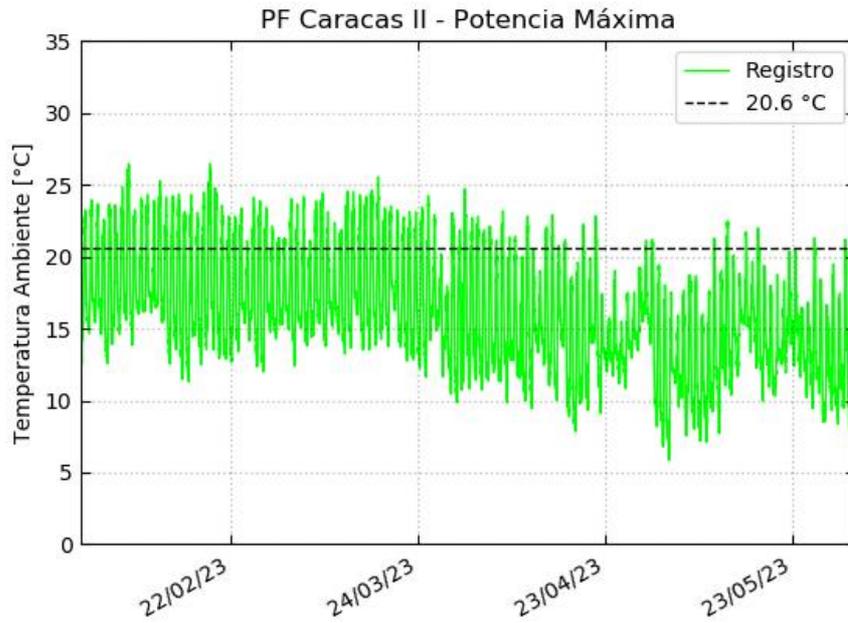


Figura 6.2 – Histórico Temperatura Ambiente

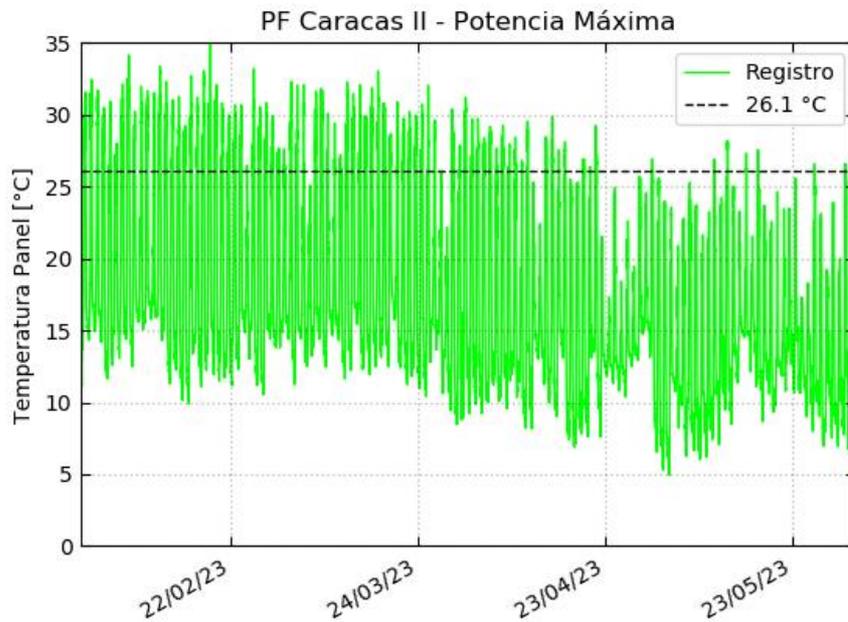


Figura 6.3 – Histórico Temperatura Panel



6.1 Certificado de Calibración de Medidores de Potencia Neta

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN		
 ESTUDIOS ELECTRICOS		
Estudios Eléctricos declara que el instrumento:		
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración
JANITZA UMG 604	5216/002	22/07/2022
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: 22/07/22 Certificado número: EE-CI-2022-1129	Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 	
Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning		