

Empresa: Sterling & Wilson Solar Ltd

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Santa Isabel

Descripción: Informe de Potencia Máxima

Código de Proyecto: EE-2019-125

Código de Informe: EE-EN-2021-1367

Revisión: B

STERLING & WILSON



23 de julio de 2021



Este documento EE-EN-2021-1367-RB fue preparado para Sterling & Wilson Solar Ltd 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 32 páginas y ha sido guardado por última vez el 22/10/2021 por César Colignon, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	23/07/2021	Para presentar.	CiC	AC	PR
B	22/10/2021	Se aplican correcciones según minuta: "COR-GO-DCO-PMAX-_PFV_Santa_Isabel"	CiC	AC	PR

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



Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	4
1.1	Fecha ensayo y personal auditor	4
1.2	Medidores utilizados.....	4
1.3	Nomenclatura y observaciones generales	5
2	ASPECTOS NORMATIVOS	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE	8
3.1	Unifilar de planta.....	8
3.2	Datos de los paneles solares	12
3.3	Datos de los inversores	14
3.4	Datos de los transformadores de bloque.....	16
3.5	Datos del transformador de poder	17
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA	18
4.1	Ensayo de Potencia Máxima	19
4.2	Correcciones y resultados	21
4.2.1	Potencia Bruta.....	21
4.2.2	Potencia de Servicios Auxiliares	23
4.2.3	Potencia de Pérdidas en la central	23
4.2.4	Potencia Neta	25
4.2.5	Resultados	26
5	CONCLUSIONES	27
6	ANEXOS	28
6.1	Registro histórico de irradiancia en la zona	28
6.2	Certificado de calibración de medidor de energía	29
6.3	Certificados de calibración de estaciones meteorológicas	30



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Santa Isabel 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 Santa Isabel se ubica en la región de Antofagasta, emplazado 30 km al norte de María Elena, y tiene una potencia instalada de 159.375/183.243 MVA (@50°C/25°C). El parque se vincula por medio de tres líneas a un transformador de 23/220 kV ubicado en la S/E Don Antonio 220 kV, de aquí la conexión al SEN se realiza a través de la S/E Ana María 220 kV. La potencia declarada del parque es de 158.75 MW en el POI.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

<i>Personal</i>	<i>Fecha de ensayo</i>
Ing. Fernando Montecinos	9 de julio de 2021
Ing. Jaime Prieto	

1.2 Medidores utilizados

<i>Denominación</i>	<i>Marca</i>	<i>Modelo</i>	<i>Precisión</i>
Analizador de energía	Janitza	UMG 510	±0.1%

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 1 segundo y medidas de todos los inversores y estaciones meteorológicas adquiridas con una tasa de muestreo de 1 minuto.



1.3 Nomenclatura y observaciones generales

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

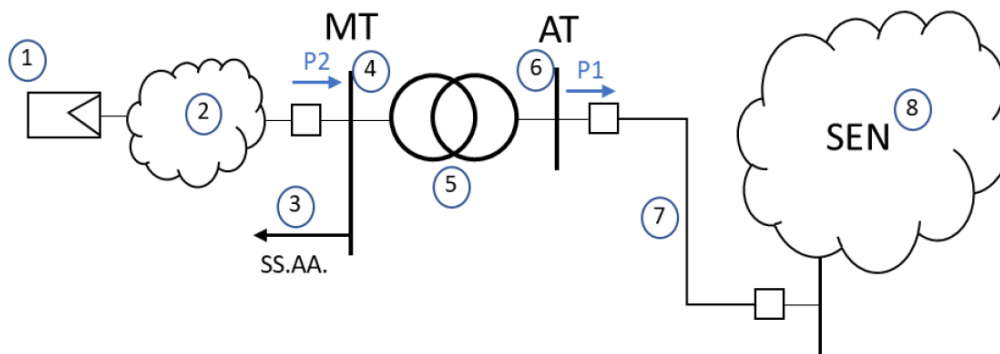


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 1) **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.
- 2) **Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector):** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
- 3) **Servicios Auxiliares de la central (SS.AA.).**
- 4) **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 5) **Transformador de Poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.
- 6) **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 7) **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula el parque fotovoltaico con el sistema eléctrico.
- 8) **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**



A partir de las definiciones anteriores, el presente informe considera la siguiente nomenclatura:

- ✓ **P1:** Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) del parque [MW].
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [MW] (ver número “7” en Figura 1.1).
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **SS.AA.:** Servicios Auxiliares del parque [kW].
- ✓ **Pcolector:** Pérdidas en el sistema colector del parque [kW] (ver número “2” en Figura 1.1).
- ✓ **IR:** Irradiancia.
- ✓ **Tamb:** Temperatura ambiente.
- ✓ **Tp:** Temperatura de panel.
- ✓ **Pneta,med:** Potencia neta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,med:** Potencia bruta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,ir:** Potencia bruta corregida por irradiancia.
- ✓ **Pbruta,corr:** Potencia bruta corregida por irradiancia y temperatura de operación del panel.



2 ASPECTOS NORMATIVOS

El “**Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras**” establece las metodologías y procesos para efectuar los ensayos de verificación del máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación.

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



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Santa Isabel está constituido por 26 centros de transformación. En 25 de ellos se conectan 2 inversores a un transformador de tres devanados, de relación 0.6/0.6/23 kV. En tanto, en el centro de transformación restante se conecta un inversor a un transformador de dos devanados, de relación 0.6/23 kV.

Cuenta con 51 inversores SUNGROW modelo SG3125HV de 3.125/3.593 MVA (@50°C/25°C) de potencia aparente nominal y 600V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan 159.375/183.243 MVA (@50°C/25°C) de potencia instalada. La red colectora del Parque Fotovoltaico Santa Isabel cuenta con 14 alimentadores en 23 kV. El parque se conecta a la barra de 23 kV de la S/E Don Antonio, donde un transformador de poder de relación 23/220 kV de 176.25 MVA de potencia aparente nominal permite la inyección de potencia generada al Sistema Eléctrica Nacional. El valor de potencia neta declarado es de 158.75 MW.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca SUNPOWER modelo SPR-P19.

3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque se encuentra compuesta por 14 alimentadores en MT, donde 12 de estos alimentadores exportan la energía proveniente de 2 centros de transformación. Los 2 alimentadores restantes solo exportan la energía de 1 centro de transformación. El número total de centros de transformación distribuidos en los alimentadores es de 26, donde en 25 de estos se dispone de dos inversores conectados a un transformador de tres devanados, en el centro de transformación restante se conecta un único inversor a un transformador de dos devanados.

El detalle de la distribución de los centros de transformación y su acometida en la S/E Don Antonio del parque se muestra en las Figura 3.1, Figura 3.2 y Figura 3.3, respectivamente.

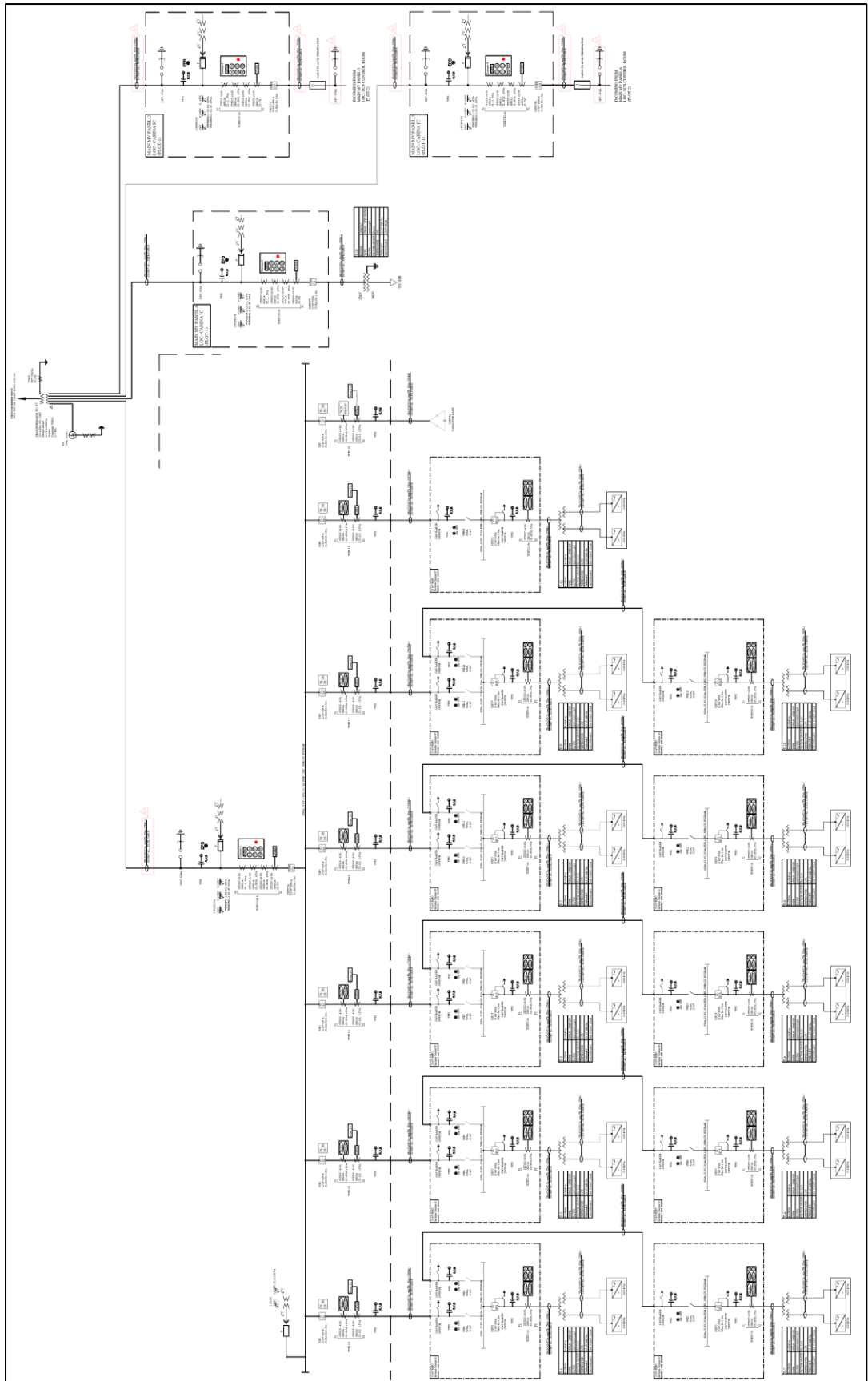


Figura 3.1 – Diagrama unifilar de media tensión - Parque Fotovoltaico Santa Isabel, sección de barra 1

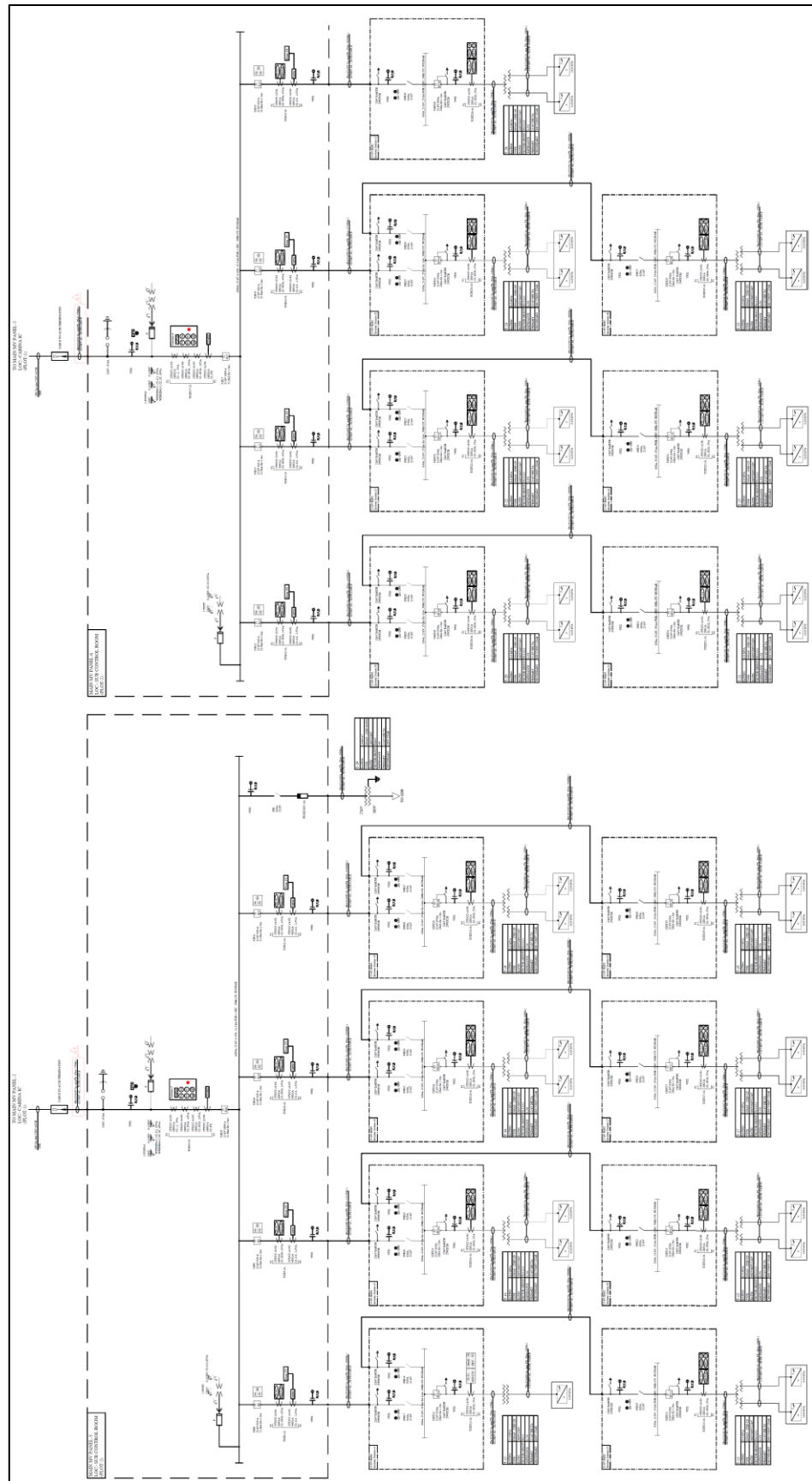


Figura 3.2 – Diagrama unifilar de media tensión - Parque Fotovoltaico Santa Isabel, sección de barra 2 y 3

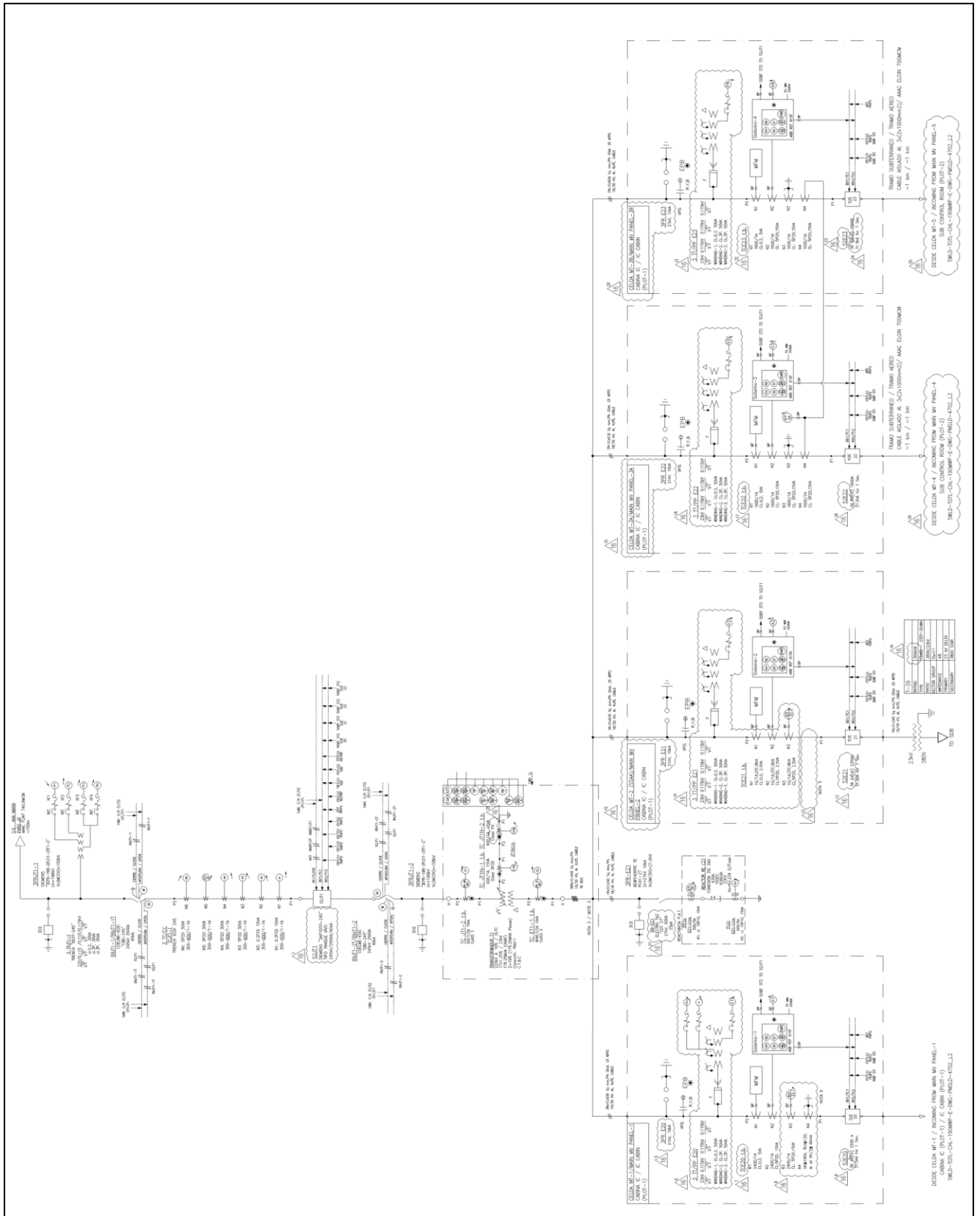


Figura 3.3 – Diagrama unilineal estación de salida, S/E Don Antonio



3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Santa Isabel son de marca SUNPOWER, modelo SPR-P19. Sus principales características se presentan en las Figura 3.4 y Figura 3.5.

P19-405-COM: SunPower® Performance Panel for Commercial Installations

Electrical Data						
Model	SPR-P19-405-COM	SPR-P19-400-COM	SPR-P19-395-COM	SPR-P19-390-COM	SPR-P19-385-COM	SPR-P19-380-COM
Nominal Power (P _{nom}) ⁴	405 W	400 W	395 W	390 W	385 W	380 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%
Efficiency	19.6%	19.4%	19.2%	18.9%	18.7%	18.4%
Rated Voltage (V _{mpp})	45.3 V	44.8 V	44.4 V	44.1 V	43.8 V	43.3 V
Rated Current (I _{mpp})	8.94 A	8.93 A	8.90 A	8.85 A	8.80 A	8.78 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	54.0 V	53.6 V	53.4 V	52.9 V	52.5 V	52.2 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	9.53 A	9.50 A	9.47 A	9.45 A	9.44 A	9.43 A
Maximum System Voltage	1500 V IEC					
Maximum Series Fuse	18 A					
Power Temp. Coef.	-0.36% / ° C					
Voltage Temp. Coef.	-0.29% / ° C					
Current Temp. Coef.	0.05% / ° C					

1 Independent Shade Study by CFV Laboratory.
 2 SunPower 400 W compared to a Conventional Panel on same sized arrays (310 W, 16% efficient, approx. 1.94 m²), 1% higher yield (Germany or California with 0.75 GCR, PVSIM), 0.5%/yr degradation (Performance Series Review Leidos). 2018
 3 Osborne. "SunPower supplying P-Series modules to a 125MW NextEra project." PV-Tech.org. March 2017.
 4 Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000 W/m², AM 1.5, and cell temperature 25° C.
 5 Class C fire rating per IEC 61730.

Figura 3.4 – Datos de paneles SUNPOWER modelo SPR-P19 (1 de 2)



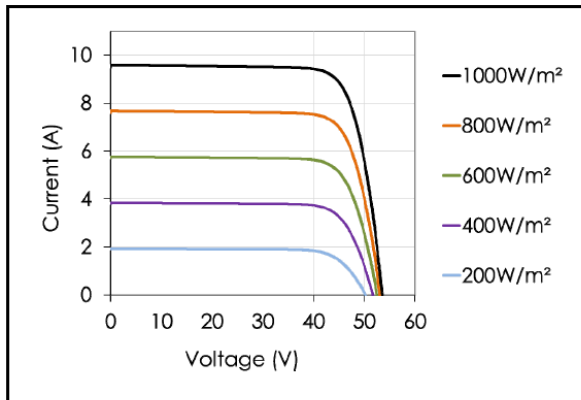
TEMPERATURE COEFFICIENTS & EFFICIENCY REFERENCES

Module	At STC		Basic Temperature Data				Efficiency Numbers		
	Nominal Power (W)	Avg Power (W)	Current (Isc) Temp. Coeff. (mA/°C)	Voltage (Voc) Temp. Coeff. (mV/°C)	Power Temp. Coeff. (%/°C)	NOCT @ 20°C (Value +/- 2°C)	Nominal Power Efficiency (%)	Nominal Peak Power per Unit Area (W/m²)	Nominal Peak Power per Unit Area (W/ft²)
SPR-P19-400-COM	400	402.5	0.0005	-0.0029	-0.36%	45	19.4%	194	18.0
SPR-P19-395-COM	395	397.5	0.0005	-0.0029	-0.36%	45	19.1%	191	17.8
SPR-P19-390-COM	390	392.5	0.0005	-0.0029	-0.36%	45	18.9%	189	17.6
SPR-P19-385-COM	385	387.5	0.0005	-0.0029	-0.36%	45	18.7%	187	17.3
SPR-P19-380-COM	380	382.5	0.0005	-0.0029	-0.36%	45	18.4%	184	17.1

PLATFORM PERFORMANCE AT NOCT
(800 W/m², 20°C ambient, 1 m/s wind speed)

Module	At STC Nominal Power (W)	Nominal Electrical data at NOCT (NOCT : 800W/m², 20°C amb. Temp., 1m/s wind speed)					
		NOCT Pnom (W)	NOCT Vmpp (V)	NOCT Impp (A)	NOCT Voc (V)	NOCT Isc (A)	NOCT % of rated
SPR-P19-400-COM	400	294	41.1	7.15	49.6	7.60	73.4%
SPR-P19-395-COM	395	290	40.7	7.12	49.4	7.58	73.4%
SPR-P19-390-COM	390	287	40.5	7.08	49.0	7.56	73.5%
SPR-P19-385-COM	385	283	40.2	7.04	48.6	7.56	73.5%
SPR-P19-380-COM	380	280	39.8	7.03	48.3	7.55	73.6%

SPR-P19-400-COM



SPR-P19-380-COM

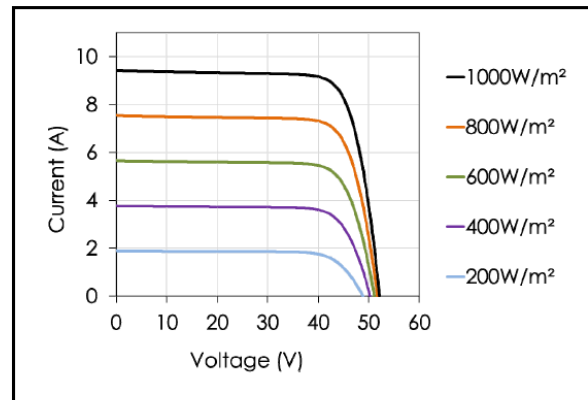


Figura 3.5 – Datos de paneles SUNPOWER modelo SPR-P19 (2 de 2)



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Santa Isabel cuenta con 51 inversores marca SUNGROW, modelo SG3125HV. Los inversores son de 3.125/3.593 MVA (@50°C/25°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 3.6.

SUNGROW		
Inverter Datasheet for 3.125MW Inverter Solution		
	Model	SG3125HV-20
Sl. No.		
A	Input Data	
1	Nominal DC Input Power	3125 kW at 50°C
2	Maximum DC Input Power	150%Wp of Nominal at 50°C
3	MPP Voltage	875 Vdc to 1300 Vdc
4	Input Current	4178A
5	Number of independent MPPTS	1
6	Maximum voltage DC	1500 Vdc
7	No. Of Input	24 DC input (250A Fuse)
8	String Current Monitoring	Standard
9	DC Disconnection	Fuse (8 Nos / Motorized switch) + Motorized switch (3Nos) – 2000A each MLBS
B	Output Data	
1	Rated AC Output Power	3125 kW @ Cosφ 1 & 50°C
2	Maximum AC Power at Cos φ=1	3593kVA at 25°C & 3437kVA at 45°C
3	AC Voltage	600V, 50Hz, 3 Phase
4	Power Factor	>0.99 at Rated Power, set from 0.8 Lag to 0.8 Lead
5	Rated Frequency	50 Hz / 60 Hz
6	Maximum AC Current	3458 A
7	Harmonic Distortion	Less than 3% at Rated Power
8	Output Disconnection	ACB / 2000A, 690V, 65kA -2Nos
C	Efficiency	
1	Max Efficiency	99.00%
2	Euro Efficiency	98.70%
3	Internal Consumption	4.89kW

Figura 3.6 – Datos de inversor SG3125HV



La curva de capacidad de los inversores la forma mostrada en la Figura 3.7.

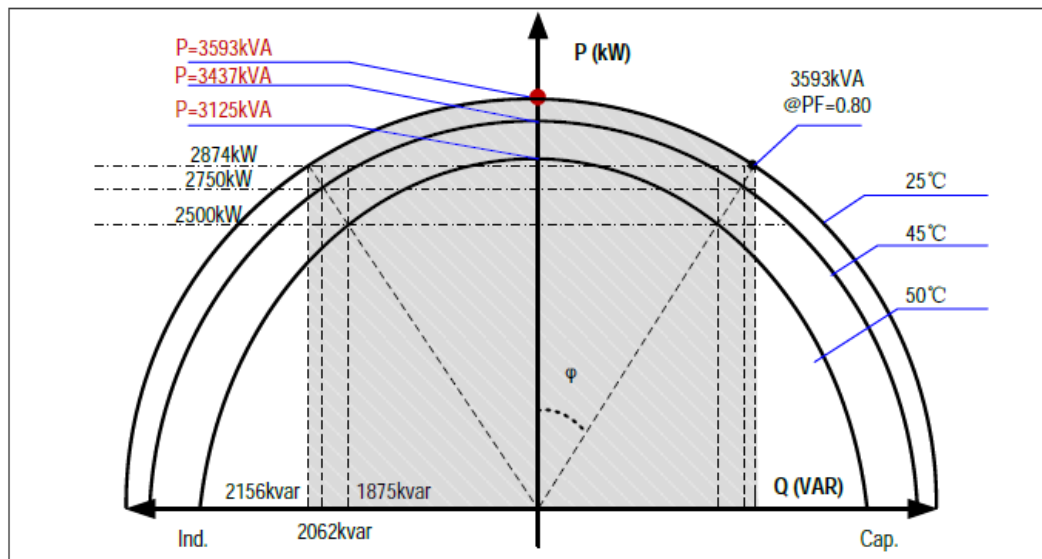


Figura 3.7 – Curva de capacidad del inversor.



3.4 Datos de los transformadores de bloque

Los centros de transformación cuentan con transformadores de bloque de dos y tres devanados. Cada transformador de tres devanados es de potencia nominal 6.8 MVA, y su relación de transformación es 0.6/0.6/23 kV. En tanto, los transformadores de dos devanados son de potencia nominal 3.4 MVA cada uno, y su relación de transformación es 0.6/23 kV.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.1 y la Tabla 3.2, respectivamente.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	6.8 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	23 kV
Tensión nominal lado LV1	0.6 kV
Tensión nominal lado LV2	0.6 kV
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia (HV-LV1 y HV-LV2)	6.25 %
Pérdidas en carga	61.2 kW (por devanado)
Pérdidas en vacío	10 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %

Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque de tres devanados

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	3.4 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	23 kV
Tensión nominal lado LV	0.6 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	6.25 %
Pérdidas en carga	61.2 kW
Pérdidas en vacío	10 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %

Tabla 3.2 – Datos de los transformadores de bloque de dos devanados



3.5 Datos del transformador de poder

El Parque Fotovoltaico Santa Isabel cuenta con un transformador de poder, de potencia nominal 141/176.25 MVA según método de enfriamiento ONAN/ONAF. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 23kV y un arrollamiento de alta tensión de 220kV. Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

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

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	141.0/176.25 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220.0 kV
Tensión nominal lado LV	23.0 kV
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia	19.98 %
Pérdidas en carga	598.03 kW
Pérdidas en vacío	67 kW
Posiciones de TAP	±8 x 1.25 %

Tabla 3.3 – Datos del transformador principal



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 Santa Isabel 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]
Santa Isabel	(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 Santa Isabel.
- (2) **Potencia de SS.AA.:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los SS.AA. de la central
- (3) **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en 220 kV en paño JT1 de la S/E Don Antonio.



4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 9 de julio de 2021 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones de máxima irradiancia y con la totalidad del Parque Fotovoltaico Santa Isabel.

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 4.89 kW, según se aprecia en la Figura 3.6.

En la Figura 4.2 se muestra el registro de potencia neta medida en el paño JT1 de la S/E Don Antonio y el número de inversores en servicio, donde se observa que los 51 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.

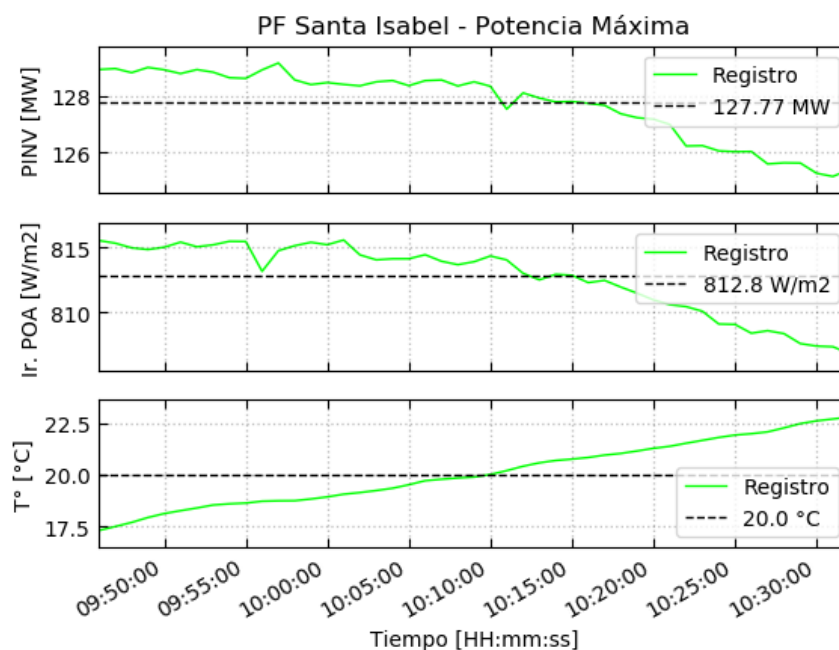


Figura 4.1 – Potencia Máxima – Potencia de inversores y variables ambientales

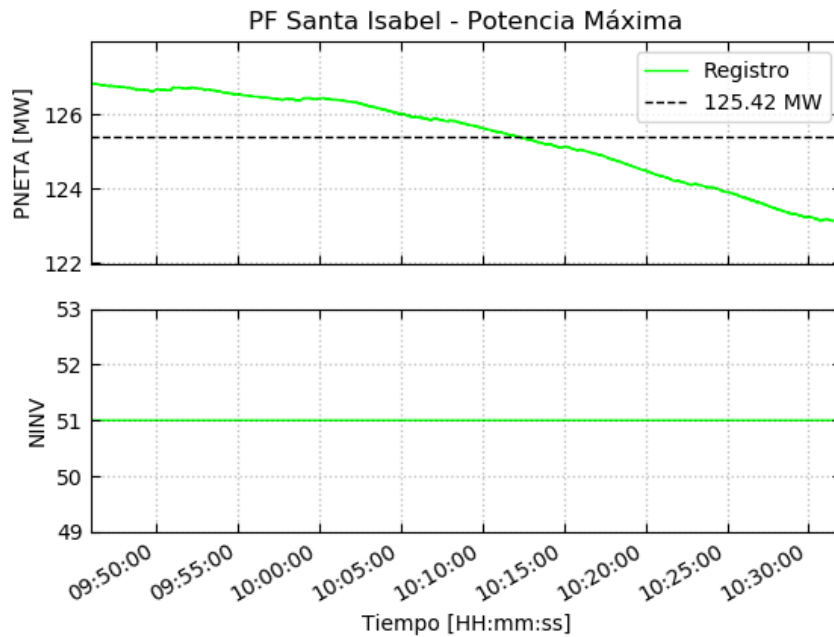


Figura 4.2 – Potencia Máxima – Potencia neta e inversores en servicio

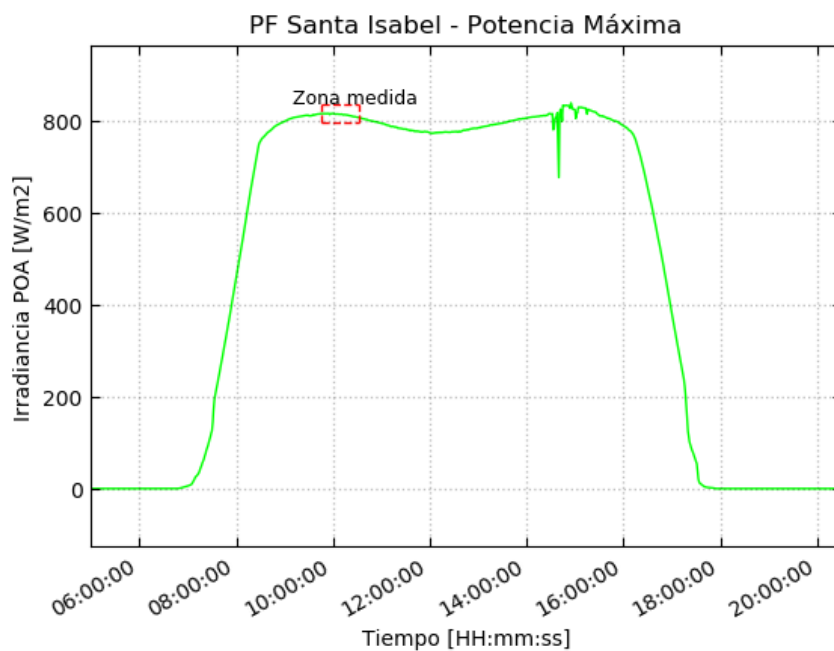


Figura 4.3 – Potencia Máxima – Irradiancia del día completo



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 Santa Isabel debe ser determinada para condiciones nominales de irradiancia y temperatura del panel (condiciones STC: “Standard Test Conditions”), las mismas son 1000 W/m^2 ($I_{r_{STC}}$) y 25°C (T_{STC}) según se observa en la Figura 3.4. Se presenta en el anexo 6.1 el registro histórico de irradiancia, donde se observa que el valor medio de la irradiancia considerando las horas de máxima radiación de cada día es de 1013.2 W/m^2 , superior a la condición STC.

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.

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

$$P_{bruta,med} = 127.77 \text{ MW} + 51 \times 4.89 \text{ kW} = 128.02 \text{ MW}$$

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.

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

$$P_{bruta,ir} = 128.02 \text{ MW} * \frac{1000.0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{812.8 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 157.50 \text{ MW}$$

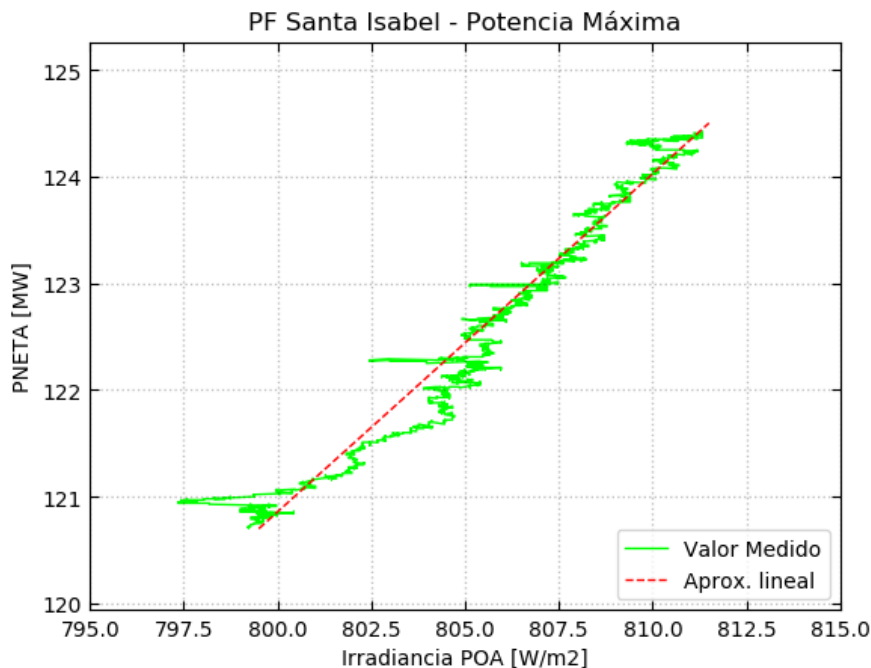


Figura 4.4 – Potencia como función de la irradiancia (medida y aproximada)

Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico (T_p). 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 (“Normal Operation Cell Temperature”) del panel (ver Figura 3.5). La expresión que permite calcular la temperatura del panel se presenta a continuación.

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

$$T_p = 20.0 \text{ } ^\circ\text{C} + (45 \text{ } ^\circ\text{C} - 20 \text{ } ^\circ\text{C}) * \frac{812.8 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{800.0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 45.72 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\Delta T = T_p - T_{STC}$$

$$\Delta T = 45.72 \text{ } ^\circ\text{C} - 25 \text{ } ^\circ\text{C} = 20.72 \text{ } ^\circ\text{C}$$



Utilizando el coeficiente de temperatura dado por el fabricante de los paneles de $C_{temp} = -0.36 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ (ver Figura 3.4), se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta,corr} = \frac{157.50 \text{ MW}}{1 - 0.0036 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} * 20.72 \text{ } ^{\circ}\text{C}} = 170.19 \text{ MW}$$

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 3.6, el consumo interno de cada inversor se estima en 4.89 kW. Adicionalmente, durante los ensayos en planta se ha realizado la lectura de potencia del transformador de servicios auxiliares ($P_{tr,SSAA}$), cuyo valor registrado fue de 10.2 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 51 x 4.89 \text{ kW} + 10.2 \text{ kW} = 259.59 \text{ kW}$$

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, cuya lectura durante las pruebas fue de 10.2 kW.

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

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

$$P_{perd,central,med} = 127.77 \text{ MW} - 10.2 \text{ kW} - 125.42 \text{ MW} = 2339.8 \text{ kW}$$

Este valor de pérdidas debe ser corregido para el despacho en escenario de **Potencia Bruta Corregida**. La siguiente expresión muestra la **Potencia de Pérdidas en la central corregida** ($P_{perd,central,corr}$)

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

$$P_{perd,central,corr} = 2339.8 \text{ kW} \times \left(\frac{170.19 \text{ MW}}{128.02 \text{ MW}} \right)^2 = 4135.1 \text{ kW}$$

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

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

En la Tabla 3.3 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 carga particular del ensayo. La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{perd,tr_{ppal}} = Pérdidas_{carga} + Pérdidas_{vacío}$$

Las pérdidas en carga en este escenario se consideran en el valor nominal presentado en la Tabla 3.3. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{perd,tr_{ppal}} = 598.03 \text{ kW} + 67.0 \text{ kW} = 665.03 \text{ kW}$$



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

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

$$P_{perd,redMT} = 4135.1 \text{ kW} - 665.03 \text{ kW} = 3470.07 \text{ kW}$$

4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 220 kV en el paño JT1 de la S/E Don Antonio.

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.

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

$$P_{neta,corr} = 170.19 \text{ MW} - 259.59 \text{ kW} - 4135.1 \text{ kW} = 165.79 \text{ MW}$$



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]
Santa Isabel	170.19	259.59	4135.1	165.79

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Santa Isabel

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. Así mismo, se observa que la **Potencia Neta Máxima** es superior al valor de potencia activa declarada en el POI de 158.75 MW.



5 CONCLUSIONES

Se demuestra que la máxima potencia bruta corregida a condiciones nominales de temperatura de celda e irradiancia (STC) que podría entregar el parque son 170.19 MW, resultando en una potencia neta calculada de 167.59 MW en el POI, superior al valor de potencia declarado por el Parque Fotovoltaico Santa Isabel de 158.75 MW.

La Tabla 5.1 resume los resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Santa Isabel	170.19	259.59	4135.1 ¹	165.79

Tabla 5.1 – Potencia Máxima según mediciones – Parque Fotovoltaico Santa Isabel

¹ Desglosado en 665.03 kW de pérdidas en el transformador principal y 3470.07 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



6 ANEXOS

6.1 Registro histórico de irradiancia en la zona

Se presenta a continuación, el registro histórico de irradiancia obtenido desde enero del 2018 hasta julio de 2021, extraído desde la estación de monitoreo meteorológico instalado en la S/E Crucero, cercana al Parque Fotovoltaico Santa Isabel.

Según se aprecia en la Figura 6.1, el valor medio de la irradiancia en las horas de máxima radiación de cada día es superior a los 1000 W/m² y, por lo tanto, se verifica la capacidad de la planta de alcanzar el valor de potencia máxima calculado.

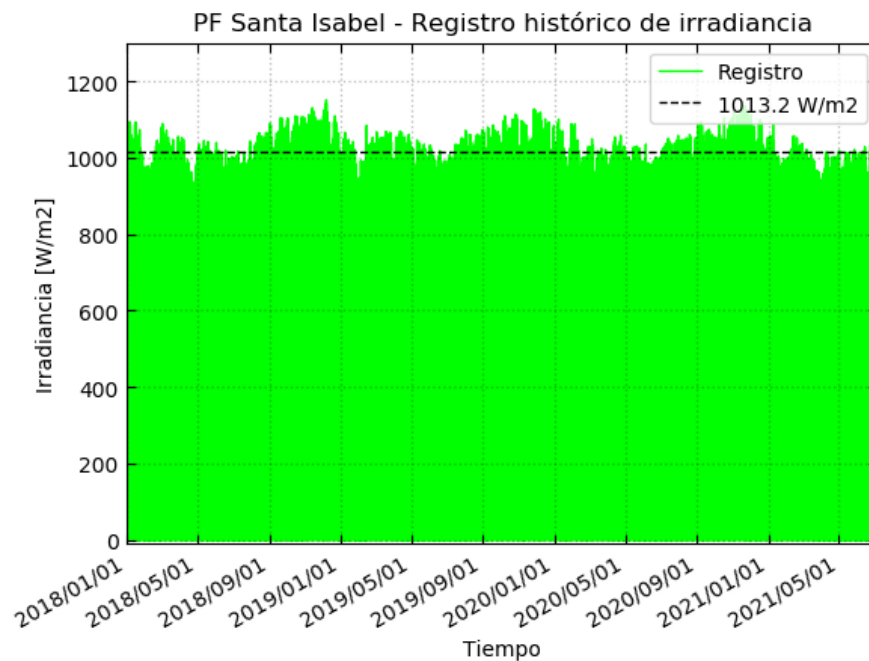


Figura 6.1 – Registro histórico de irradiancia



6.2 Certificado de calibración de medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN		
		
<h1>ESTUDIOS ELECTRICOS</h1>		
<p>Estudios Eléctricos declara que el instrumento:</p> <h2>Janitza UMG 510</h2> <p>Número de Serie: 5100/0731</p>		
<p>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.</p> <p>Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:</p>		
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 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: "WMS_Calibration Document_TSGF.pdf"



CALIBRATION CERTIFICATE

R.M. Young Company certifies that the following sensor

Serial Number WS 17148

was inspected and calibrated prior to shipment in accordance with established manufacturing and testing procedures. Standards established by R.M. Young Company for calibrating measuring and test equipment used in controlling product quality are traceable to the National Institute of Standards and Technology.

To maintain published specifications, regular maintenance intervals are required.

Date: 6/20/19 By: 
Insp. By

R.M. YOUNG COMPANY 2801 Aero Park Drive, Traverse City, Michigan 49686 U.S.A.
Tel: (231) 946-3980 Fax: (231) 946-4772 Email: met.sales@youngusa.com



CALIBRATION CERTIFICATE

R.M. Young Company certifies that the following sensor

Serial Number WS 17142

was inspected and calibrated prior to shipment in accordance with established manufacturing and testing procedures. Standards established by R.M. Young Company for calibrating measuring and test equipment used in controlling product quality are traceable to the National Institute of Standards and Technology.

To maintain published specifications, regular maintenance intervals are required.

Date: 6/20/19 By: 
Insp. By

R.M. YOUNG COMPANY 2801 Aero Park Drive, Traverse City, Michigan 49686 U.S.A.
Tel: (231) 946-3980 Fax: (231) 946-4772 Email: met.sales@youngusa.com



CALIBRATION CERTIFICATE

R.M. Young Company certifies that the following sensor


Serial Number WS 17149

was inspected and calibrated prior to shipment in accordance with established manufacturing and testing procedures. Standards established by R.M. Young Company for calibrating measuring and test equipment used in controlling product quality are traceable to the National Institute of Standards and Technology.

To maintain published specifications, regular maintenance intervals are required.

Date: 6/20/19

By:


Insp. By

R.M. YOUNG COMPANY 2801 Aero Park Drive, Traverse City, Michigan 49686 U.S.A.
Tel: (231) 946-3980 Fax: (231) 946-4772 Email: met.sales@youngusa.com



CALIBRATION CERTIFICATE

R.M. Young Company certifies that the following sensor


Serial Number WS 17143

was inspected and calibrated prior to shipment in accordance with established manufacturing and testing procedures. Standards established by R.M. Young Company for calibrating measuring and test equipment used in controlling product quality are traceable to the National Institute of Standards and Technology.

To maintain published specifications, regular maintenance intervals are required.

Date: 6/20/19

By:


Insp. By

R.M. YOUNG COMPANY 2801 Aero Park Drive, Traverse City, Michigan 49686 U.S.A.
Tel: (231) 946-3980 Fax: (231) 946-4772 Email: met.sales@youngusa.com



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.