

Empresa: ENGIE

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Tamaya

Descripción: Informe de Potencia Máxima

Código de Proyecto: EE-2020-039

Código de Informe: EE-EN-2021-1876

Revisión: B



7 de diciembre de 2021



Este documento EE-EN-2021-1876-RB fue preparado para ENGIE 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 30 páginas y ha sido guardado por última vez el 17/12/2021 por César Colignon, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	7/Dic/2021	Para presentar.	CiC	AC	PR
B	10/Dic/2021	Correcciones según observaciones de ENGIE.	CiC	AC	PR
C	17/Dic/2021	Correcciones según observaciones de ENGIE.	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 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	11
3.3	Datos de los inversores	12
3.4	Datos de los transformadores de bloque.....	14
3.5	Datos del transformador de poder	15
3.6	Datos 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	22
4.2.3	Potencia de Pérdidas en la central	22
4.2.4	Potencia Neta	24
4.2.5	Resultados.....	25
5	CONCLUSIONES	26
6	ANEXOS	27
6.1	Determinación de condiciones meteorológicas de sitio	27
6.2	Certificado de calibración de medidor de potencia neta.....	29



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Tamaya 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 Tamaya se ubica en la región de Antofagasta, emplazado en la comuna de Tocopilla, y tiene una potencia instalada de 100.000/114.976 MVA (@50°C/25°C). El parque se vincula al SEN por medio de un transformador de poder de relación 33 kV / (110 kV \pm 11 \times 1.25%) y de capacidad 78/104/130 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2), ubicado en el paño HT4 de la S/E Tamaya 110 kV.

1.1 Medidores utilizados

Todas las mediciones han sido realizadas mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 1 segundo para la medición de potencia neta (se presenta el certificado de calibración del instrumento en la sección 6.2) y las mediciones de todos los inversores y estaciones meteorológicas con una tasa de muestreo de 1 minuto.



1.2 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:

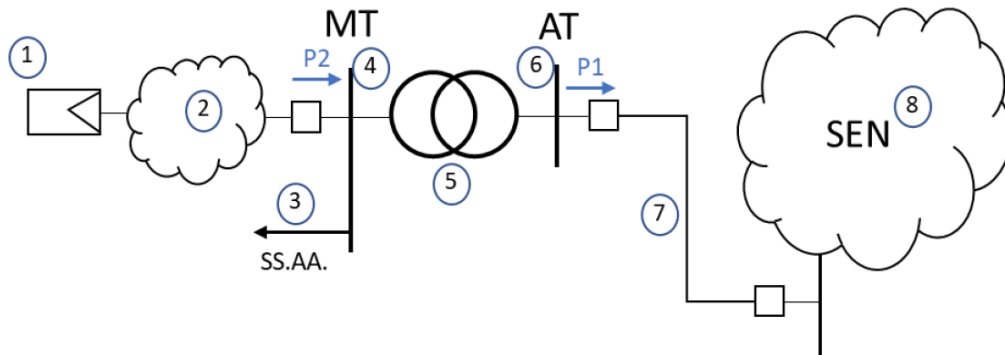


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 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 Tamaya está constituido por 16 centros de transformación, en los que se conectan 2 inversores a un transformador de tres devanados, de relación 0.6/0.6/33 kV.

Cuenta con 32 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 100.00/114.976 MVA (@50°C/25°C) de potencia instalada. La red colectora del Parque Fotovoltaico Tamaya cuenta con 6 alimentadores en 33 kV. El parque se conecta a la barra principal de 33 kV del parque por medio de un transformador de poder de relación 33 kV / (110 kV \pm 11 \times 1.25%) y de capacidad 78/104/130 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2), ubicado en el paño HT4 de la S/E Tamaya 110 kV, que permite la inyección de potencia generada al Sistema Eléctrica Nacional.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca TALLMAX modelo TSM-DE15M(II).

3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque se encuentra compuesta por 6 alimentadores en MT, donde 4 de estos alimentadores exportan la energía proveniente de 3 centros de transformación. Los 2 alimentadores restantes exportan la energía de 2 centros de transformación. El número total de centros de transformación distribuidos en los alimentadores es de 16, en los que se encuentran dos inversores conectados a un transformador de tres devanados.

El detalle de la distribución de los centros de transformación y su acometida en el paño HT4 en la S/E Tamaya 110 kV del parque se muestra en las Figura 3.1 y Figura 3.2, respectivamente.



3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Tamaya son de marca marca TALLMAX modelo TSM-DE15M(II). Sus principales características se presentan en la Figura 3.3.

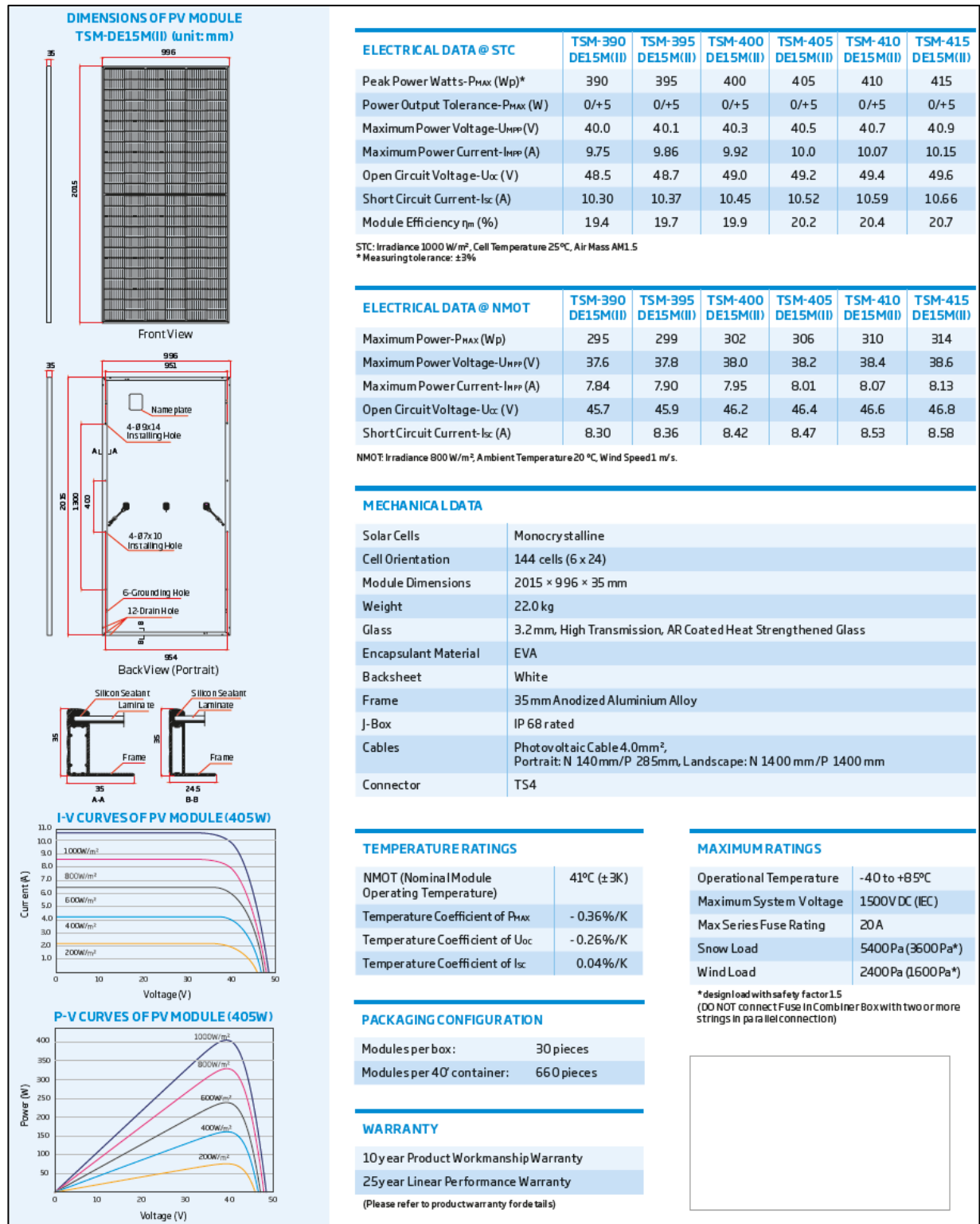


Figura 3.3 – Datos de paneles TALLMAX modelo TSM-DE15(II)



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Tamaya cuenta con 32 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 3.4.

Type designation	SG3400HV-20	SG3125HV-20	SG2500HV-20
Input (DC)			
Max. PV input voltage		1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	875 – 1300 V	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs		1	
No. of DC inputs	18(optional: 22/24 inputs negative grounding or floating; 28 inputs negative grounding)		18 – 24
Max. PV input current	4178 A	4178 A	3508 A
Max. DC short-circuit current		4800 A	
Output (AC)			
AC output power	3593 kVA @ 25 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C	2750 kVA@ 45 °C / 2500 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A	3458 A	2886 A
Nominal AC voltage	600 V	600 V	550 V
AC voltage range	480 – 690 V	480 – 690 V	495 – 605 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD		< 3 % (at nominal power)	
DC current injection		< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor		> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / Connection phases		3 / 3	
Efficiency			
Inverter Max. efficiency		99.0%	
Inverter Euro. efficiency		98.7%	
Protection and Function			
DC input protection		Load break switch + fuse	
AC output protection		Circuit breaker	
Overvoltage protection		DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring		Yes / Yes	
Insulation monitoring		Yes	
Overheat protection		Yes	
Q at night function		Optional	
General Data			
Dimensions (W*H*D)		2991*2591*2438 mm	
Weight		6.5 T	
Isolation method		Transformerless	
Degree of protection	IP55	IP55	IP54
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)		0 – 95 %	
Cooling method		Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	4000 m (> 2300 m derating)	4000 m (>3000 m derating)	4000 m (> 2000 m derating)
Display		Touch screen	
Communication		Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance		CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support		Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Figura 3.4 – Datos de inversor SG3125HV



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

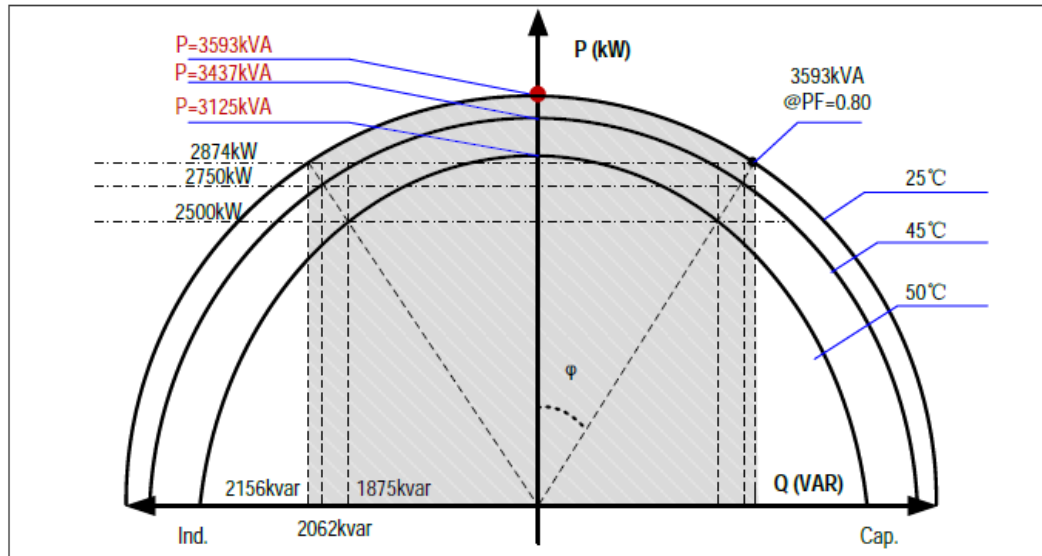


Figura 3.5 – Curva de capacidad del inversor

En la Figura 3.6 se presenta el detalle de consumos propios del inversor, considerando el equipo en servicio o en condición de standby.

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

Figura 3.6 – Consumos propios de inversor



3.4 Datos de los transformadores de bloque

Los centros de transformación cuentan con transformadores de bloque de tres devanados. Cada transformador es de potencia nominal 6.250/7.186 MVA (@50°C/25°C), y su relación de transformación es 0.6/0.6/33 kV.

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

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	6.250/7.186 MVA (@50°C/25°C)
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 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)	5.99 %
Pérdidas en carga	22.67 kW (por devanado)
Pérdidas en vacío	4.65 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %

Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque



3.5 Datos del transformador de poder

El Parque Fotovoltaico Tamaya cuenta con un transformador de poder, de potencia nominal 78/104/130 MVA según método de enfriamiento ONAN/ONAF1/ONAF2. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 110 kV. Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

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

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	78/104/130 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF1/ONAF2
Tensión nominal lado HV	110.0 kV
Tensión nominal lado LV	33.0 kV
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia	17.04 %
Pérdidas en carga	374.83 kW
Pérdidas en vacío	37.4 kW
Posiciones de TAP	$\pm 11 \times 1.25$ %

Tabla 3.2 - Datos del transformador principal



3.6 Datos de consumos de SSAA de planta

El Parque Fotovoltaico Tamaya cuenta con un transformador de poder, para alimentar sus servicios auxiliares, de potencia nominal 330 kVA. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 0.4 kV y un arrollamiento de alta tensión de 33 kV.

En el documento “*TOC-E-0203-E-MC-0042_01_CCO CONSUMOS SSAA*” se realiza el dimensionamiento de las cargas de corriente alterna y corriente adicionales a las cargas de servicios auxiliares ya existentes de la Subestación Tamaya, debido a la operación del parque conectado al paño HT4 de la subestación.

Para las pruebas de Mínimo Técnico se ha considerado los servicios esenciales de corriente alterna (ver Tabla 3.3) y las cargas permanentes de corriente continua (ver Tabla 3.4). Estos consumos corresponden a 11.225 kW esenciales en corriente alterna y 5.858 kW en corriente continua, totalizando 17.08 kW de SSAA esenciales y permanentes.

	Servicios No Esenciales			Servicios Esenciales		
	R	S	T	R	S	T
Corriente [A]	229,17	231,79	231,45	21,92	18,36	17,70
P. Aparente [VA]	50.417	50.994	50.919	4.822	4.039	3.894
P. Aparente [VA] trifásica	152.329			12.755		
P. Aparente [VA] total	165.085					
Factor de Potencia	0,95			0,88		
Potencia Activa [W]	47.896	48.444	48.373	4.243	3.554	3.427
P. Activa [W] trifásica	144.713			11.225		
P. Activa [W] total	155.937					

Tabla 3.3 – Servicios de corriente alterna del Parque Fotovoltaico Tamaya

CARGAS PERMANENTES PROYECTADOS	
Total [W]	5858
Corriente Consumida [A]	53,26

Tabla 3.4 – Servicios de corriente continua permanentes del Parque Fotovoltaico Tamaya



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 Tamaya 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]
Tamaya	(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 Tamaya.
- (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 110 kV en paño HT4 de la S/E Tamaya 110 kV.



4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 30 de noviembre de 2021 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones de máxima irradiancia y con la totalidad del Parque Fotovoltaico Tamaya.

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 HT4 de la S/E Tamaya y el número de inversores en servicio, donde se observa que los 32 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.

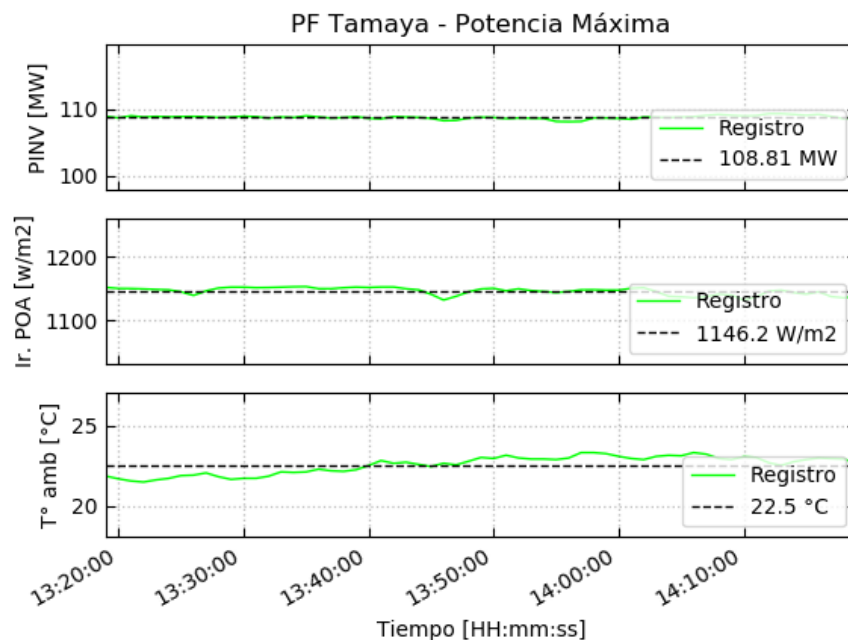


Figura 4.1 – Potencia Máxima – Potencia de inversores y variables ambientales

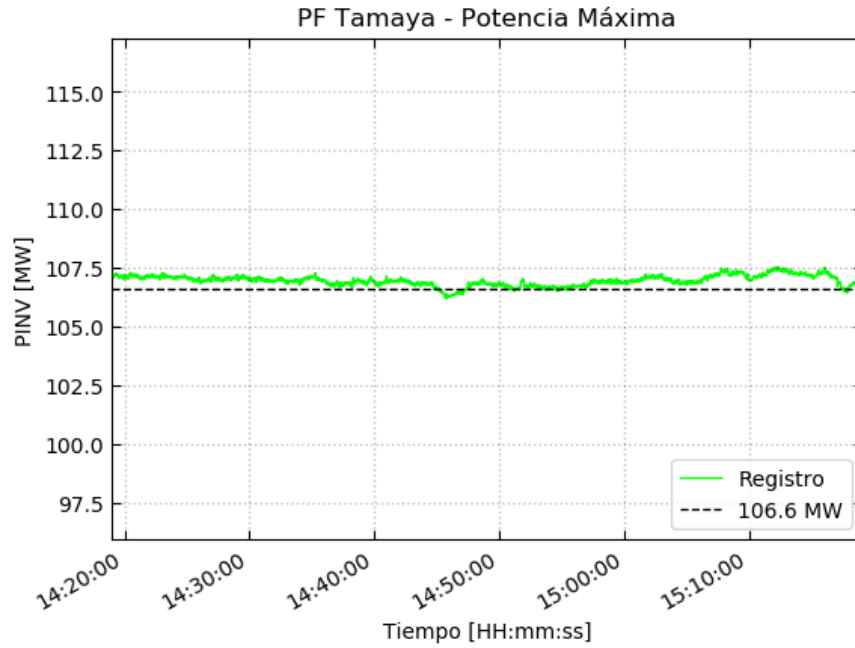


Figura 4.2 – Potencia Máxima – Potencia neta

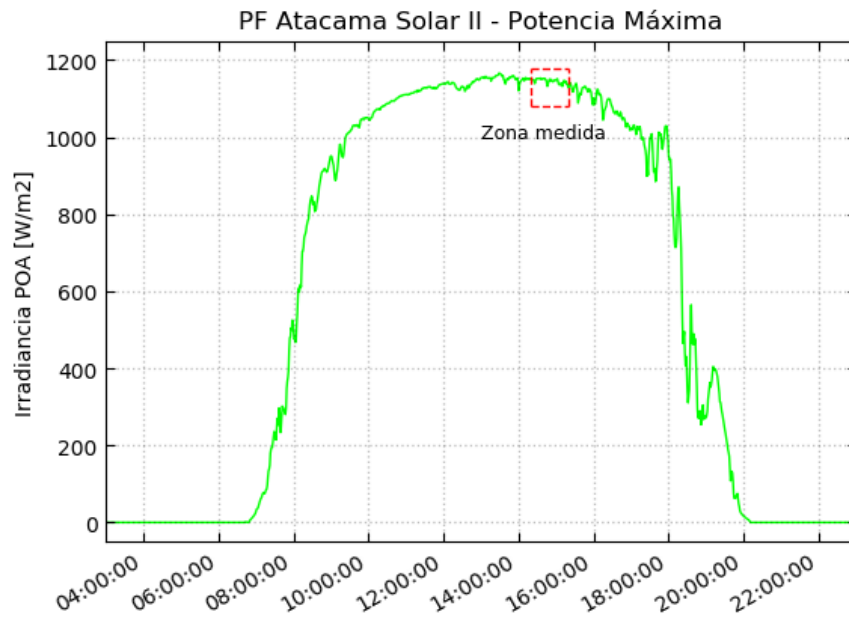


Figura 4.3 – Potencia Máxima – Irradiancia del día completo



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 Tamaya debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura de panel propias del sitio, las cuales han sido estimadas en la sección 6.1. Según se muestra, se ha determinado que la irradiancia de sitio (Ir_{sitio}) es de 1164.2 W/m², en tanto para la temperatura ambiente de sitio ($T_{amb_{sitio}}$) se ha determinado un valor de 25.9 °C

En primer lugar, se realiza la determinación de la **Potencia Bruta Medida** ($P_{bruta,med}$) durante el ensayo, para esto se considera el registro de potencia de los inversores (P_{INV}) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada equipo según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta,med} = 108.81 MW + 32 \times 4.89 kW = 108.97 MW$$

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 en la documentación de los paneles presentada en la Figura 3.3.

El resultado se muestra a continuación.

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

$$P_{bruta,ir} = 108.97 MW * \frac{1164.2 \frac{W}{m^2}}{1146.2 \frac{W}{m^2}} = 110.68 MW$$



Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico ($T_{p_{med}}$) para las condiciones de ensayo. 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 3.3). La expresión que permite calcular la temperatura del panel se presenta a continuación.

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

$$T_{p_{med}} = 22.5 \text{ } ^\circ\text{C} + (41 \text{ } ^\circ\text{C} - 20 \text{ } ^\circ\text{C}) * \frac{1146.2 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{800.0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 52.59 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Adicionalmente, se calcula el valor de temperatura de panel para las condiciones de sitio.

$$T_{p_{sitio}} = T_{amb_{sitio}} + (NOCT - T_{NOTC}) * \frac{I_{r_{sitio}}}{I_{r_{NOTC}}}$$

$$T_{p_{sitio}} = 25.9 \text{ } ^\circ\text{C} + (41 \text{ } ^\circ\text{C} - 20 \text{ } ^\circ\text{C}) * \frac{1164.2 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{800.0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 56.46 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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.

$$\Delta T = T_{p_{med}} - T_{p_{sitio}}$$

$$\Delta T = 52.59 \text{ } ^\circ\text{C} - 56.46 \text{ } ^\circ\text{C} = -3.87 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Utilizando el coeficiente de temperatura dado por el fabricante de los paneles de $C_{temp} = -0.36 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ (ver Figura 3.3), se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión.

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



$$P_{bruta,corr} = \frac{110.68 \text{ MW}}{1 - 0.0036 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} * -3.87 ^{\circ}\text{C}} = 109.16 \text{ MW}$$

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, en base a lo presentado en las Tabla 3.3 y Tabla 3.4, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 17.08 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 32 \times 4.89 \text{ kW} + 17.08 \text{ kW} = 173.6 \text{ kW}$$

4.2.3 Potencia de Pérdidas en la central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central, en los transformadores de bloque y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Potencia Máxima, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en los inversores (ver Figura 4.1) y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta,med}$, ver Figura 4.2). Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 17.08 kW.

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

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

$$P_{perd,central,med} = 108.81 \text{ MW} - 17.08 \text{ kW} - 106.60 \text{ MW} = 2192.9 \text{ kW}$$



Este valor de pérdidas considera las pérdidas en condición de vacío, en el transformador principal del parque y en los transformadores de bloque, y las pérdidas resistivas asociadas al nivel de carga en la condición de ensayo. A continuación, se procede a desglosar el valor de pérdidas medidas entre los valores correspondiente a carga y vacío.

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

$$P_{perd,central,med,carga} = 2192.9 \text{ kW} - 37.4 \text{ kW} - 16 \times 4.65 \text{ kW} = 2081.1 \text{ kW}$$

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

$$P_{perd,central,vacio} = 37.4 \text{ kW} + 16 \times 4.65 \text{ kW} = 111.8 \text{ kW}$$

Este valor de pérdidas en carga medido ($P_{perd,central,med,carga}$) debe ser corregido para el despacho en escenario de **Potencia Bruta Corregida**. La siguiente expresión muestra la **Potencia de Pérdidas en la central en carga corregida** ($P_{perd,central,carga,corr}$). Cabe mencionar que el valor de pérdidas en vacío no depende de la condición de despacho del parque.

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

$$P_{perd,central,corr,carga} = 2081.1 \text{ kW} \times \left(\frac{109.16 \text{ MW}}{108.97 \text{ MW}} \right)^2 = 2088.4 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{perd,central,corr} = 2088.4 \text{ kW} + 111.8 \text{ kW} = 2200.2 \text{ kW}$$

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

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



En la Tabla 3.2 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y deben ser determinadas en la condición de referencia de sitio. Las pérdidas en carga en este escenario ($P_{Perd,carga,tr_{ppal}}$) se calculan según la siguiente expresión.

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

$$P_{Perd,carga,tr_{ppal}} = 374.4 \text{ kW} \times \left(\frac{109.16 \text{ MW}}{130 \text{ MVA}} \right)^2 = 264.0 \text{ kW}$$

La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

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

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 264.0 \text{ kW} + 37.4 \text{ kW} = 301.4 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{Perd,redMT} = 2200.2 \text{ kW} - 301.4 \text{ kW} = 1898.8 \text{ kW}$$

4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 110 kV en el paño HT4 de la S/E Tamaya.

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.

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

$$P_{neta,corr} = 109.16 \text{ MW} - 173.6 \text{ kW} - 2200.2 \text{ kW} = 106.79 \text{ MW}$$



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]
Tamaya	109.16	173.6	2200.2	106.79

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Tamaya

Según se observa en la Tabla 4.2 la **Potencia Bruta Máxima** calculada está dentro de lo esperado en base a los antecedentes disponibles de los inversores.



5 CONCLUSIONES

Se demuestra que la máxima potencia bruta corregida a condiciones de sitio de temperatura de celda e irradiancia que podría entregar el parque es de 109.16 MW, resultando en una potencia neta calculada de 106.79 MW en el POI.

La Tabla 5.1 resume los resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Tamaya	109.16	173.6	2200.2 ¹	106.79

Tabla 5.1 – Potencia Máxima según mediciones – Parque Fotovoltaico Tamaya

¹ Desglosado en 301.4 kW de pérdidas en el transformador principal y 1898.8 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



6 ANEXOS

6.1 Determinación de condiciones meteorológicas de sitio

En la presente sección se muestra la estimación de las condiciones meteorológicas de sitio para el Parque Fotovoltaico Tamaya a partir de 4 meses de histórico disponible entre octubre/19 y enero/20. Se busca determinar las condiciones de sitio que representan el escenario más favorable para la producción de potencia activa de la planta en el período disponible.

Para la determinación de temperatura de sitio, se ha considerado la media de temperaturas registradas a la hora correspondiente a la obtención de máxima irradiancia.

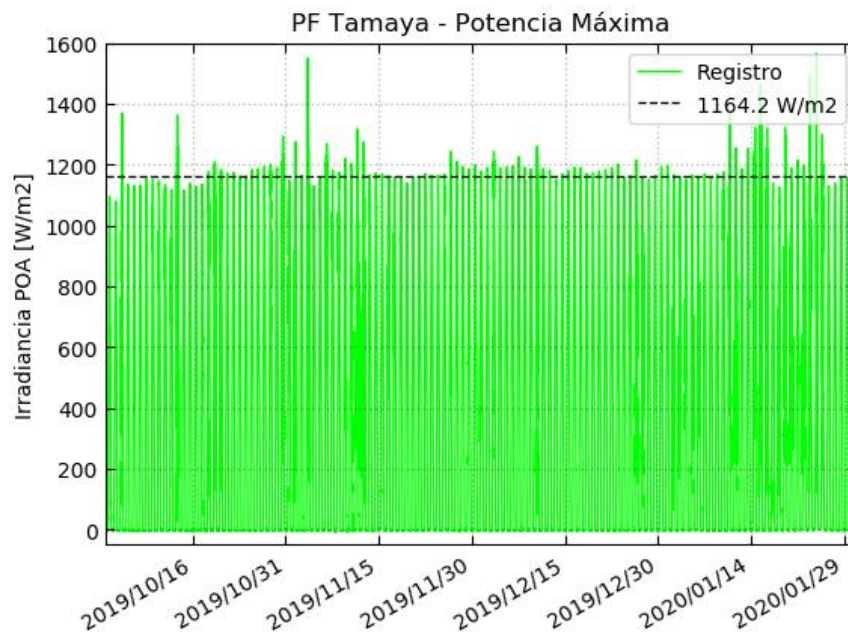


Figura 6.1 – Irradiancia de sitio

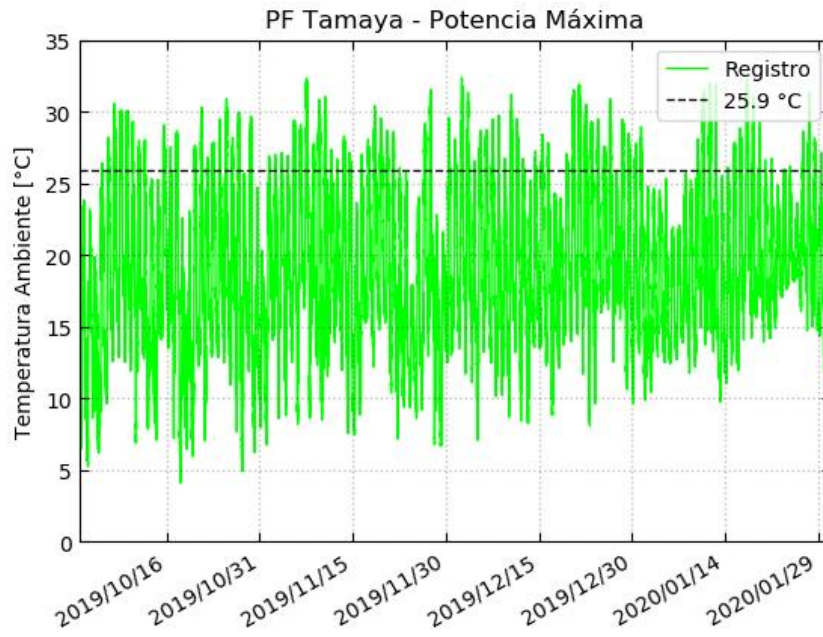


Figura 6.2 – Temperatura ambiente de sitio



6.2 Certificado de calibración de medidor de potencia neta



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Laboratorio de Calibración Magnitudes Eléctricas
Underfire S.A.

Certificado de calibración : LC-15968 Fecha de emisión: 25-oct-21

Cliente : Engie Energía Chile S.A
Dirección : Av. Apoquindo # 3721 - Las Condes - Santiago
Descripción del Ítem : ANALIZADOR DE CALIDAD DE ENERGÍA TRIFÁSICO
Marca : HIOKI
Modelo : PQ3198
Serie y/o código interno : 190630405

Patrón utilizado : Multi-calibrador
Numero identificación : 1736101
Marca : Fluke
Modelo : 5080A
Certificado de cal. N° : 0286
Próxima calibración : dic.-21
Emitido por : LCPN-ME (UdeC)
Trazabilidad inmediata : LCPN-ME (UdeC)

Lugar de calibración : Laboratorio de Calibración y Ensayos Eléctricos UNDERFIRE S.A.
Condiciones ambientales : 23° ± 5°C / 20-70 % H.R
Método y/o documento : PR-CE-06 V1.1
Fecha de calibración : 25-oct.-21

Los patrones utilizados en la calibración cuentan con trazabilidad a patrones nacionales y/o internacionales los que a su vez están referidos a patrones primarios de acuerdo al sistema internacional de unidades (SI).

El laboratorio de Calibración posee la competencia técnica y cumple con las exigencias de la norma NCh-ISO 17025 "Requisitos generales para la competencia de los Laboratorios de Ensayo y Calibración".

Los resultados de la calibración están referidos al momento y condiciones en las cuales fueron efectuadas las mediciones y al equipo identificado.

Este certificado de calibración no puede ser reproducido total o parcialmente, excepto con el permisos del laboratorio emisor.

El laboratorio no asume responsabilidades por daños posteriores a la calibración, ocasionados por el mal empleo del instrumento.



Alexander León Díaz
Metrólogo Laboratorio Calibración
Underfire S.A.

Juan Pablo Cordero Canales
Jefe Laboratorio Calibración
Underfire S.A.

Código	F-EC-11-7	Versión	1.0	Fecha	18.10.2021	Página	1 de 3
--------	-----------	---------	-----	-------	------------	--------	--------

Parque de Negocios Enea - Río Refugio N° 9638 - Pudahuel - Santiago - Teléfono: (56-2) 2495 4040
www.underfire.cl - Mail: laboratorio@underfire.cl



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.