

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS**  
**RENOVABLES**



**"DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE DE TEMPERATURA  
GAMMA PARA 2 TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS DE UN  
MONOPOSTE FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO EN EL INSTITUTO DE  
ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA AYABACAS  
- UNAJ"**

**Bach. Glenys Judith Pacco Gomel**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE:  
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES**

**ASESOR:**

**Dra. Vilma Sarmiento Mamani**



**JULIACA - PERÚ**  
**2025**



---

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS  
RENOVABLES**



**“DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE DE TEMPERATURA  
GAMMA PARA 2 TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS DE UN  
MONOPOSTE FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO EN EL INSTITUTO DE  
ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA AYABACAS  
- UNAJ”**

**Bach. Glenys Judith Pacco Gomel**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE:  
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES**

**ASESOR:**

**Dra. Vilma Sarmiento Mamani**



**JULIACA - PERÚ  
2025**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS**  
**RENOVABLES**



**“DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE DE TEMPERATURA  
GAMMA PARA 2 TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS DE UN  
MONOPOSTE FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO EN EL INSTITUTO DE  
ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA AYABACAS  
– UNAJ”**

**Bach. Glenys Judith Pacco Gomel**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS  
RENOVABLES**

**Asesor: Dra. Vilma Sarmiento Mamani**

**Juliaca, 2025**

## FICHA CATALOGRÁFICA

Pacco, J. (2025). *Determinación del coeficiente de temperatura gamma para 2 tipos de celdas fotovoltaicas de un monoposte fotovoltaico autónomo en el instituto de energías renovables y eficiencia energética Ayabacas – UNAJ.* (Tesis de grado). Universidad Nacional de Juliaca.

**Autor:** Glenys Judith Pacco Gomel

**Título:** *Determinación del coeficiente de temperatura gamma para 2 tipos de celdas fotovoltaicas de un monoposte fotovoltaico autónomo en el instituto de energías renovables y eficiencia energética Ayabacas – UNAJ.*

**Publicación:** Juliaca, 2025

**Descripción:** Cantidad de páginas (144 pp.)

**Nota:** Tesis – Escuela profesional de Ingeniería en Energías Renovables – Universidad Nacional de Juliaca.

**Código:** 02-000052-02/P12

**Nota:** Incluye bibliografía

**Asesor:** Dra. Vilma Sarmiento Mamani

**Palabras clave:** Coeficientes de temperatura gamma, potencia normalizada, perdidas por temperatura, temperatura de célula, eficiencia fotovoltaica.

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS**  
**RENOVABLES**

**“DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE DE**  
**TEMPERATURA GAMMA PARA 2 TIPOS DE CELDAS**  
**FOTOVOLTAICAS DE UN MONOPOSTE FOTOVOLTAICO**  
**AUTÓNOMO EN EL INSTITUTO DE ENERGÍAS**  
**RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA AYABACAS –**  
**UNAJ”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS**  
**RENOVABLES**

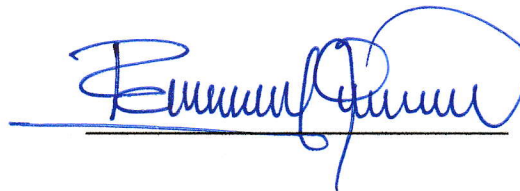
**Presentado por:**

Bach. Glenys Judith Pacco Gomel

**Sustentada y aprobada ante el siguiente jurado:**

Mg. Reynaldo Condori Yucra

**PRESIDENTE DE JURADO**



Mg. Armando Antonio Salinas del Carpio

**JURADO (Secretario)**




**2º MIEMBRO**

Mg. Jhon Eduardo Abarca Suca

**JURADO (Vocal)**



**3º MIEMBRO**



**Dra. Vilma Sarmiento Mamani**  
**ASESOR DE TESIS**

# Glenys Judith Pacco Gomel

## DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE DE TEMPERATURA GAMMA PARA 2 TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS DE UN M...

 Universidad Nacional de Juliaca

### Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid::3117:572117469

144 páginas

Fecha de entrega

27 mar 2026, 12:33 p.m. GMT-5

25.173 palabras

Fecha de descarga

27 mar 2026, 12:35 p.m. GMT-5

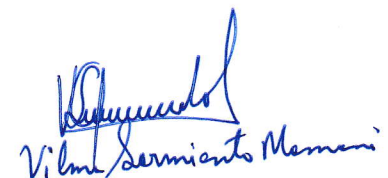
142.015 caracteres

Nombre del archivo

TESIS\_Glenys Judith Pacco Gomel.pdf

Tamaño del archivo

5.4 MB



## 10% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

### Filtrado desde el informe

- ▶ Bibliografía
- ▶ Texto citado
- ▶ Texto mencionado
- ▶ Coincidencias menores (menos de 10 palabras)

### Fuentes principales

- 8% Fuentes de Internet
- 1% Publicaciones
- 7% Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

### Marcas de integridad

#### N.º de alerta de integridad para revisión

- Caracteres reemplazados**  
73 caracteres sospechosos en N.º de páginas  
Las letras son intercambiadas por caracteres similares de otro alfabeto.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.



## **DEDICATORIA**

Dedico el presente proyecto de investigación a mis padres, Teófila Gomel Ayque y Rogato Modesto Pacco Cutipa, y mi hermanita Glendy Sadith Pacco Gomel, que son la razón de mi vivir, por su apoyo incondicional y por enseñarme a soñar en grande, con su ejemplo de perseverancia ha sido mi mayor motivación.

Para mi novio Alex Ronal Quispe Chambi, que me ha acompañado desde los el comienzo de la Universidad por apoyarme en los momentos buenos y dificultades durante el trabajo y la redacción de este proyecto.

A mis tíos y primos por el apoyo emocional y por los consejos que me brindan en momentos especiales, a mi abuela Felipa que en paz descansa por enseñarme a ser buenos con el prójimo y valorar las cosas simples

*Glenys Judith Pacco Gomel*

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios por permitirme un día más de vida, a mi padre por el apoyo incondicional y sus consejos, a mi madre por su paciencia y el gran amor que me tiene.

Agradezco a la familia EPIER, por acogerme en sus aulas durante el periodo universitario, y formarme integralmente, a sus docentes por inculcarme su sabiduría y conocimientos. A mi asesora Dra. Vilma Sarmiento Mamani, por su exigencia, confianza y paciencia, al Dr. Henry Pizarro Viveros por apoyarme y motivarme a seguir los pasos en la carrera, al Mg. Reynaldo Condori Yucra por darme motivación a especializarme en la Energía Fotovoltaica, al Ingeniero Pedro Puma Roque por apoyarme en el desarrollo del proyecto.

Así mismo, a mis jurados Mg. Reynaldo Condori Yucra, Mg. Armando Salinas del Carpio, Mg. Jhon Eduardo Abarca Suca por su tiempo y colaboración en la mejora del proyecto de investigación.

*Glenys Judith Pacco Gomel*

## INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTO.....	ii
ÍNDICE TABLAS.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
INDICE DE ANEXO.....	xv
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xvii
RESUMEN.....	17
ABSTRACT.....	18
INTRODUCCIÓN.....	19

### CAPÍTULO I

#### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Formulación del problema.....	21
1.1.1 Problema General.....	22
1.1.2 Problemas Específicos.....	22
1.2 Objetivos de la investigación.....	22
1.2.1 Objetivo General.....	22
1.2.2 Objetivos Específicos.....	22
1.3 Justificación de la investigación.....	23
1.3.1 Justificación Técnica.....	23
1.3.2 Justificación Social.....	23
1.3.3 Justificación Económica.....	23
1.3.4 Justificación Ambiental.....	24

### CAPÍTULO II

#### REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1 Antecedentes de la investigación .....	25
2.1.1 Antecedentes internacionales .....	25
2.1.2 Antecedentes nacionales .....	27
2.2 Bases teóricas energía solar fotovoltaica .....	28
2.2.1 Energía solar fotovoltaica .....	28
2.2.2 Celdas solares fotovoltaicas .....	29
2.2.3 Modulo solar fotovoltaico .....	30
2.2.4 Sistema Autónomo .....	31
2.2.5 Potencia y energía .....	31
2.2.6 Parámetros característicos del panel solar .....	31
2.2.7 Irradiancia e Irradiación .....	32
2.2.8 Efectos de la Irradiancia .....	32
2.2.9 Efecto de la temperatura .....	33
2.2.10 Hora de sol pico (HSP) .....	34
2.2.11 Coeficientes de temperatura del panel solar .....	34
2.2.12 Coeficiente de temperatura gamma .....	35
2.2.13 Controlador Lógico Programable .....	35
2.3 Normatividad .....	35
2.4 Variables calculadas .....	36
2.4.1 Ángulo de inclinación .....	36
2.4.2 Clasificación de sistemas de riego hidropónico .....	37
2.4.3 Perdidas por temperatura .....	37
2.4.4 La temperatura de funcionamiento de la celda .....	37
2.4.5 Potencia en el punto máximo .....	38
2.4.6 Eficiencia del Módulo Fotovoltaico .....	39
2.4.7 Coeficiente de temperatura Gamma .....	39

## CAPÍTULO III

### MATERIALES Y MÉTODOS

3.1	Ámbito de estudio .....	42
3.2	Población y muestra.....	44
3.2.1	Población .....	44
3.2.2	Muestra .....	44
3.3	Módulo experimental.....	45
3.3.1	Monoposte de módulos fotovoltaicos.....	45
3.3.2	Recolección de datos .....	48
3.3.3	Protección del sistema .....	57
3.3.4	Estructura del monoposte .....	58
3.4	Metodología de Investigación.....	58
3.4.1	Tipo de investigación.....	58
3.4.2	Tipo de investigación.....	59
3.4.3	Método.....	59
3.5	Técnicas de medición y equipos de adquisición de datos.....	62
3.5.1	Técnicas .....	62
3.5.2	Equipos .....	63
3.6	Recursos Informáticos .....	66
3.7	Hipótesis de la Investigación .....	66
3.7.1	Hipótesis General.....	66
3.7.2	Hipótesis Especifica.....	66
3.8	Operacionalización de variables .....	66
3.9	Presupuesto del proyecto .....	68

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1 Aspectos Generales .....	70
4.2 Resultados de la determinación la influencia del coeficiente de temperatura gamma en la variación de la potencia máxima de salida en dos tipos de celdas fotovoltaicas. ..	74
4.2.1 Interpretación técnica de los coeficientes de temperatura ( $\gamma_{pmp}$ ) del módulo fotovoltaico policristalino de (100W).....	76
4.2.2 Interpretación técnica de los coeficientes de temperatura ( $\gamma_{pmp}$ ) del módulo fotovoltaico monocristalino de (100W).....	77
4.2.3 Discusión comparativa entre el policristalino y monocristalino.....	78
4.3 Resultados de la comparación de los datos de coeficiente de temperatura gamma proporcionado por el fabricante con respecto a los datos calculados. ....	79
4.3.1 Discusión de la diferencia entre el coeficiente de temperatura gamma de ficha técnica y el determinado en el campo .....	80
4.4 Resultados de la determinación del factor de pérdida asociado al coeficiente de temperatura gamma en dos tipos de celdas fotovoltaicas. ....	81
4.4.1 Discusión del factor de perdida por efecto de la temperatura en los módulos fotovoltaicos .....	83
4.5 Resultados del cálculo de la eficiencia en la potencia máxima de salida considerando el efecto de la temperatura de la célula, cuantificada mediante el coeficiente de temperatura gamma.....	84
4.5.1 Discusión de la eficiencia energética en la potencia máxima de salida de los módulos fotovoltaicos.....	87

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

5.1 Conclusiones.....	89
5.2 Recomendaciones .....	91
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>93</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>96</b>

## ÍNDICE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1</b> <i>Coordenadas geográficas</i> .....	42
<b>Tabla 2</b> <i>Ficha Técnica del panel solar Monocristalino.</i> .....	47
<b>Tabla 3</b> <i>Ficha Técnica del panel solar Policristalino.</i> .....	47
<b>Tabla 4</b> <i>Ficha Técnica del sensor de temperatura.</i> .....	50
<b>Tabla 5</b> <i>Ficha técnica de la fuente de alimentación estabilizada.</i> .....	51
<b>Tabla 6</b> <i>Ficha técnica del PLC Siemens Logo V8 24V.</i> .....	52
<b>Tabla 7</b> <i>Ficha técnica del Módulo de expansión Siemens.</i> .....	52
<b>Tabla 8</b> <i>Ficha Técnica del convertidor analógico.</i> .....	53
<b>Tabla 9</b> <i>Ficha técnica de la fuente de alimentación estabilizada.</i> .....	55
<b>Tabla 10</b> <i>Ficha técnica del PLC Siemens Logo V8 24V.</i> .....	56
<b>Tabla 11</b> <i>Ficha técnica del Módulo de expansión Siemens.</i> .....	56
<b>Tabla 12</b> <i>Características del disyuntor bipolar 2x40Amp.</i> .....	57
<b>Tabla 13</b> <i>Características del interruptor termomagnético SDZ 2x10Amp.</i> .....	58
<b>Tabla 14</b> <i>Operacionalización de la variable dependiente.</i> .....	66
<b>Tabla 15</b> <i>Operacionalización de la variable independiente.</i> .....	67
<b>Tabla 16</b> <i>Operacionalización de la variable interviniente de la irradiancia solar.</i> .....	68
<b>Tabla 17</b> <i>Presupuesto del proyecto de investigación.</i> .....	69
<b>Tabla 18</b> <i>Resumen de parámetros de los módulos fotovoltaicos.</i> .....	70
<b>Tabla 19</b> <i>Resumen de la irradiancia en el plano inclinado – mensual (2023-2024).</i> .....	72
<b>Tabla 20</b> <i>Resumen de la temperatura de los paneles (°C) – mensual (2023-2024).</i> .....	72

<b>Tabla 21</b> <i>Resumen de la tensión (<math>V_{mp}</math>) de los paneles – mensual (2023-2024).</i> .....	73
<b>Tabla 22</b> <i>Resumen de la corriente (<math>I_{mp}</math>) de los paneles – mensual (2023-2024).</i> .....	74
<b>Tabla 23</b> <i>Resumen de la Potencia (<math>P_{mp}</math>) de los paneles – mensual (2023-2024).</i> .....	75
<b>Tabla 24</b> <i>Resumen de la Potencia Normalizada (<math>P_{norm}</math>) de los paneles – mensual (2023-2024).</i> .....	76
<b>Tabla 25</b> <i>Cuadro comparativo del coeficiente de temperatura (<math>\gamma</math>) de campo y la ficha del policristalino – mensual (2023-2024).</i> .....	79
<b>Tabla 26</b> <i>Resumen de promedios mensuales de las perdidas por el efecto de temperatura del policristalino – mensual (2023-2024).</i> .....	82
<b>Tabla 27</b> <i>Resumen de promedios mensuales de las perdidas por el efecto de temperatura del monocristalino – mensual (2023-2024).</i> .....	83
<b>Tabla 28</b> <i>Resumen de la eficiencia en la potencia máxima del policristalino – mensual (2023-2024).</i> .....	85
<b>Tabla 29</b> <i>Resumen de la eficiencia en la potencia máxima del Monocristalino – mensual (2023-2024).</i> .....	86
<b>Tabla 30</b> <i>Tabla de cálculo del ángulo de inclinación del monoposte.</i> .....	127
<b>Tabla 31</b> <i>Tabla de resumen mensual de la irradiancia de ambos sistemas – (2023-2024).</i> .....	127
<b>Tabla 32</b> <i>Tabla de resumen diario de la irradiancia de ambos sistemas en el rango de (10:00 – 14:30) – (2023-2024).</i> .....	129
<b>Tabla 33</b> <i>Tabla de resumen mensual de la temperatura de los paneles de ambos sistemas.</i> .....	130
<b>Tabla 34</b> <i>Tabla de resumen diario de la temperatura de septiembre – (2023).</i> .....	131
<b>Tabla 35</b> <i>Tabla de resumen diario de la temperatura de Octubre – (2023).</i> .....	132
<b>Tabla 36</b> <i>Tabla de resumen diario de la temperatura de Noviembre – (2023).</i> .....	133

<b>Tabla 37</b> <i>Tabla de resumen diario de la temperatura de Diciembre – (2023).</i> .....	134
<b>Tabla 38</b> <i>Tabla de resumen diario de la temperatura de Enero – (2024).</i> .....	135
<b>Tabla 39</b> <i>Tabla de resumen diario de la temperatura de Febrero – (2024).</i> .....	136
<b>Tabla 40</b> <i>Tabla de resumen mensual de la corriente y tensión de ambos sistemas – (2023-2024).</i> .....	137
<b>Tabla 41</b> <i>Tabla de resumen diario de la tensión <math>V_{mp}</math> y corriente <math>I_{mp}</math> de setiembre – (2023).</i> .....	139
<b>Tabla 42</b> <i>Tabla de resumen diario de la tensión <math>V_{mp}</math> y corriente <math>I_{mp}</math> de octubre – (2023).</i> .....	140
<b>Tabla 43</b> <i>Tabla de resumen diario de la tensión <math>V_{mp}</math> y corriente <math>I_{mp}</math> de noviembre – (2023).</i> .....	141
<b>Tabla 44</b> <i>Tabla de resumen diario de la tensión <math>V_{mp}</math> y corriente <math>I_{mp}</math> de diciembre – (2023).</i> .....	142
<b>Tabla 45</b> <i>Tabla de resumen diario de la tensión <math>V_{mp}</math> y corriente <math>I_{mp}</math> de enero – (2024).</i> .....	143
<b>Tabla 46</b> <i>Tabla de resumen diario de la tensión <math>V_{mp}</math> y corriente <math>I_{mp}</math> de febrero – (2024).</i> .....	144

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1</b> <i>Tecnologías fotovoltaicas más comunes</i> .....	30
<b>Figura 2</b> <i>Compuesto de los paneles fotovoltaicos</i> .....	30
<b>Figura 3</b> <i>Relación entre irradiancia e irradiación</i> .....	32
<b>Figura 4</b> <i>Curva característica I-V, en función a la variación de la irradiancia</i> .....	33
<b>Figura 5</b> <i>Curva característica I-V, en función a la variación de la temperatura</i> .....	33
<b>Figura 6</b> <i>Representación hora solar pico.</i> .....	34
<b>Figura 7</b> <i>Curva característica P-V, en función a la variación de la temperatura</i> .....	38
<b>Figura 8</b> <i>Lugar del proyecto</i> .....	43
<b>Figura 9</b> <i>Lugar de Estudio de Proyecto de investigación</i> .....	43
<b>Figura 10</b> <i>Sistema fotovoltaico instalado en la azotea del Instituto de Investigación en EPIER.</i> .....	44
<b>Figura 11</b> <i>Arreglo Fotovoltaico.</i> .....	46
<b>Figura 12</b> <i>Paneles monocristalino y policristalino a estudiar.</i> .....	46
<b>Figura 13</b> <i>Orientación del sistema.</i> .....	49
<b>Figura 14</b> <i>Inclinación del sistema a 15°.</i> .....	49
<b>Figura 15</b> <i>Calibración de los sensores PT100 en el monoposte.</i> .....	50
<b>Figura 16</b> <i>Medición calibrada de la irradiancia con un panel en el monoposte.</i> .....	54
<b>Figura 17</b> <i>Equipos de recolección de datos en el tablero.</i> .....	64
<b>Figura 18</b> <i>Diagrama de flujo.</i> .....	64
<b>Figura 19</b> <i>Resultados comparativos del Coeficiente de Temperatura (<math>\gamma_{Pmp}</math>) del Campo vs. Ficha - Monocristalino.</i> .....	80

## INDICE DE ANEXO

	<b>Pág.</b>
<b>Anexo 1</b> <i>Diagrama unifilar eléctrico del monoposte (2024)</i> .....	97
<b>Anexo 2</b> <i>Leyenda General del Diagrama unifilar</i> .....	98
<b>Anexo 3</b> <i>Ficha Técnica de la fuente de alimentación 6EP33326SB000AY0 (Siemens, 2025)</i> .....	99
<b>Anexo 4</b> <i>Ficha Técnica del Módulo Lógico con Display (Siemens, 2024)</i> .....	103
<b>Anexo 5</b> <i>Ficha Técnica Power Modul PM1207 (Siemens, 2022)</i> .....	105
<b>Anexo 6</b> <i>Ficha Técnica del Módulo Lógico sin Display (Siemens, 2022)</i> .....	109
<b>Anexo 7</b> <i>Ficha Técnica del Módulo de expansión AM2 RTD (Siemens, 2023)</i> .....	111
<b>Anexo 8</b> <i>Ficha Técnica del Módulo de expansión AM2 (Siemens, 2023)</i> .....	113
<b>Anexo 9</b> <i>Ficha Técnica del sensor PT100 de 3 hilos (RS Components, 2025)</i> .....	115
<b>Anexo 10</b> <i>Ficha Técnica del Convertidor Analógico Aislado (Schneider Electric, 2023)</i> ....	118
<b>Anexo 11</b> <i>Fotografías del sistema experimental del monoposte instalado en el Instituto EPIER</i> .....	120
<b>Anexo 12</b> <i>Fotografías del sistema de programación y recolección de datos en el logo 8. ...</i>	120
<b>Anexo 13</b> <i>Fotografías del convertidor analógico para recolección de datos de la irradiancia.</i> .....	121
<b>Anexo 14</b> <i>Fotografías de la orientación del sistema mirando hacia el norte. ....</i>	121
<b>Anexo 15</b> <i>Fotografías de la inclinación del sistema a 15°</i> .....	122
<b>Anexo 16</b> <i>Fotografías de la calibración del sensor de temperatura</i> .....	122
<b>Anexo 17</b> <i>Fotografías de la medición de la temperatura de los paneles</i> .....	123
<b>Anexo 18</b> <i>Fotografías de los tableros eléctricos del monoposte</i> .....	123

<b>Anexo 19</b> <i>Fotografías de la calibración de la temperatura con lenguaje de bloques en el programa logo soft confort.....</i>	124
<b>Anexo 20</b> <i>Fotografías de la calibración de la corriente y tensión con lenguaje de bloques en el programa logo soft confort.....</i>	124
<b>Anexo 21</b> <i>Fotografías de la ficha técnica del panel policristalino de 100W .....</i>	125
<b>Anexo 22</b> <i>Fotografías de la ficha técnica del panel monocristalino de 100W.....</i>	126
<b>Anexo 23</b> <i>Cálculo y posicionamiento del monoposte.....</i>	127
<b>Anexo 24</b> <i>Resumen mensual de la irradiancia de ambos sistemas .....</i>	127
<b>Anexo 25</b> <i>Gráfico mensual de la irradiancia de ambos sistemas .....</i>	128
<b>Anexo 26</b> <i>Resumen diario de la irradiancia.....</i>	129
<b>Anexo 27</b> <i>Resumen mensual de la temperatura de los paneles de ambos sistemas .....</i>	130
<b>Anexo 28</b> <i>Gráfico mensual de la temperatura de los paneles de ambos sistemas .....</i>	130
<b>Anexo 29</b> <i>Resumen diario de la temperatura de ambos sistemas (10:00 – 14:30).....</i>	131
<b>Anexo 30</b> <i>Resumen mensual de la corriente y tensión de ambos sistemas.....</i>	137
<b>Anexo 31</b> <i>Gráfico mensual de la tensión <math>V_{mp}</math> de los paneles de ambos sistemas .....</i>	138
<b>Anexo 32</b> <i>Gráfico mensual de la corriente <math>I_{mp}</math> de los paneles de ambos sistemas .....</i>	138
<b>Anexo 33</b> <i>Resumen diario de la tensión <math>V_{mp}</math> y corriente <math>I_{mp}</math> de ambos sistemas en el rango de (10:00 – 14:30).....</i>	139

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

FV	: Fotovoltaico
HSP	: Horas Solar Pico
IERYEE	: Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética
PLC	: Controlador Lógico Programable
STC	: Condiciones Estándar de Prueba
RTD	: Detector de Temperatura Resistivo
SFA	: Sistema Fotovoltaico Autónomo

## RESUMEN

La región altiplánica de Puno presenta irradiancias elevadas hasta los 1100 W/ m<sup>2</sup> y una altitud de 3832 m s. n. m., condiciones que incrementan la temperatura de célula de los módulos fotovoltaicos y generan pérdidas térmicas mayores a las consideradas en los coeficientes de temperatura declarados en ficha técnica. En este contexto, el objetivo del estudio fue determinar experimentalmente el coeficiente de temperatura de la potencia máxima ( $\gamma_{Pmp}$ ) de módulos fotovoltaicos monocristalinos y policristalinos de 100 W instalados en un monoposte fotovoltaico autónomo en el Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética, y comparar estos valores con los proporcionados por el fabricante, así como cuantificar las pérdidas térmicas y la eficiencia relativa de la potencia normalizada. Para ello, se registraron corriente, tensión, temperatura de la célula e irradiancia entre septiembre de 2023 y febrero de 2024, en el rango de horas de 10:00 a 14:30 h; donde la potencia se normalizó a 1000 W/ m<sup>2</sup> y se obtuvo  $\gamma_{Pmp}$  mediante la relación lineal entre la potencia normalizada y la temperatura de célula. Los coeficientes de temperatura determinados fueron -0.45 %/°C para el módulo policristalino y -0.48 %/°C para el monocristalino, valores que se encuentran dentro de los rangos reportados en la literatura para tecnologías de silicio cristalino, siendo el módulo monocristalino ligeramente más sensible a la temperatura, valores más negativos que los reportados en ficha técnica. Las pérdidas térmicas promedio fueron de 10.69 % para el policristalino y 10.64 % para el monocristalino durante los meses analizados, las eficiencias energéticas promedio obtenidas fueron de 13.87 % y 13.88 % para los módulos policristalino y monocristalino, respectivamente. Estos resultados evidencian la influencia significativa de la temperatura de la célula sobre el desempeño energético de los módulos fotovoltaicos bajo condiciones reales de operación en la región de Puno.

**Palabras clave:** Coeficientes de temperatura gamma, potencia normalizada, perdidas por temperatura, temperatura de célula, eficiencia fotovoltaica.

## ABSTRACT

The high Andean region of Puno presents high irradiances, up to  $1100 \text{ W/m}^2$ , and an altitude of 3832 m above sea level. These conditions increase the cell temperature of photovoltaic modules and generate greater thermal losses than those considered in the temperature coefficients declared in the technical data sheet. In this context, the objective of the study was to experimentally determine the maximum power temperature coefficient ( $\gamma_{Pmp}$ ) of 100 W monocrystalline and polycrystalline photovoltaic modules installed on a stand-alone photovoltaic monopole at the Institute of Renewable Energies and Energy Efficiency, and to compare these values with those provided by the manufacturer, as well as to quantify the thermal losses and the relative efficiency of the normalized power. To this end, current, voltage, cell temperature, and irradiance were recorded between September 2023 and February 2024, during the hours of 10:00 to 14:30 h. where the power was normalized to  $1000 \text{ W/m}^2$  and  $\gamma_{Pmp}$  was obtained using the linear relationship between the normalized power and the cell temperature. The determined temperature coefficients were  $-0.45\%/^{\circ}\text{C}$  for the polycrystalline module and  $-0.48\%/^{\circ}\text{C}$  for the monocrystalline module, values that fall within the ranges reported in the literature for crystalline silicon technologies. The monocrystalline module was slightly more sensitive to temperature, with values more negative than those reported in the datasheet. The average thermal losses were 10.69% for the polycrystalline module and 10.64% for the monocrystalline module during the analyzed months. The average energy efficiencies obtained were 13.87% and 13.88% for the polycrystalline and monocrystalline modules, respectively. These results demonstrate the significant influence of cell temperature on the energy performance of photovoltaic modules under real operating conditions in the Puno region.

**Key words:** Gamma temperature coefficients, normalized power, temperature losses, cell temperature, photovoltaic efficiency.

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas fotovoltaicos presentan una reducción de potencia cuando la temperatura de célula ( $T_c$ ) se eleva, debido principalmente a la disminución del voltaje en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ), mientras que la corriente ( $I_{mp}$ ) muestra variaciones mínimas con la temperatura. Este fenómeno provoca pérdidas térmicas cuantificadas mediante el coeficiente de temperatura gamma de la potencia máxima ( $\gamma_{Pmp}$ ), cuya magnitud típica para módulos de silicio cristalino se encuentra entre  $-0.30 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$  y  $-0.50 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$  según la literatura especializada (Zilles, 2012). La correcta determinación de este coeficiente es fundamental para estimar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos bajo condiciones reales de operación.

En la región altiplánica de Puno, los módulos fotovoltaicos operan bajo irradiancias elevadas que alcanzan entre  $1000$  y  $1130 \text{ W/m}^2$  en días despejados, y a una altitud de  $3832 \text{ m s. n. m.}$ , donde la menor densidad del aire reduce la convección y provoca temperaturas de célula superiores a las obtenidas a nivel del mar. Estas condiciones incrementan las pérdidas térmicas y modifican el coeficiente de temperatura real del módulo respecto al valor especificado por el fabricante, el cual se determina bajo condiciones estándar de prueba (STC:  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , AM1.5). Por ello, es necesario obtener coeficientes gamma experimentales que representen adecuadamente las condiciones climáticas locales para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos en la región Puno.

En este contexto, resulta necesario determinar coeficientes de temperatura gamma a partir de mediciones experimentales realizadas en campo, que representen de manera más adecuada las condiciones climáticas locales. A diferencia de los valores proporcionados por los fabricantes, obtenidos en laboratorio, el presente estudio emplea datos medidos en un monoposte fotovoltaico autónomo instalado en la azotea del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética, donde los módulos operan con ventilación trasera natural, representando condiciones reales de funcionamiento en exteriores.

Durante el periodo comprendido entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 se registraron valores de irradiancia solar, tensión, corriente y temperatura de la célula, considerando el intervalo horario de  $10:00$  a  $14:30 \text{ h}$ , correspondiente a condiciones de mayor estabilidad solar. A partir de estas mediciones, el coeficiente de temperatura  $\gamma_{Pmp}$  se determinó mediante el método tradicional, basado en la relación entre la variación relativa de la potencia máxima y la diferencia de temperatura de la célula respecto a la condición de referencia de  $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

En este marco, el presente estudio tiene como propósito determinar experimentalmente el coeficiente de temperatura gamma ( $\gamma_{Pmp}$ ) para módulos fotovoltaicos monocristalinos y policristalinos de 100 W instalados en el altiplano de Puno, comparar el comportamiento térmico de ambas tecnologías y cuantificar las pérdidas térmicas y la eficiencia energética asociadas a su operación bajo condiciones locales.

De forma similar, el presente proyecto de investigación se divide en los cuatro capítulos siguientes:

**CAPÍTULO I:** En este apartado se menciona la introducción, junto con la hipótesis, fundamentación y objetivos alcanzados que contempla el estudio.

**CAPÍTULO II:** En este apartado se exhiben los argumentos sobre el tema del estudio, las fuentes, los fundamentos teóricos que han servido de base a este trabajo.

**CAPÍTULO III:** En este apartado trata en profundidad la metodología, incluyendo la población y la muestra, los métodos, el procesamiento de datos, los equipos y procesos, y el tipo y diseño del estudio.

**CAPÍTULO IV:** En este apartado se presentan los resultados y discusión. Por último, se discuten las recomendaciones y las conclusiones.

## CAPÍTULO I

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

#### 1.1 Formulación del problema

El rendimiento real de los módulos fotovoltaicos depende de la temperatura de célula ( $T_c$ ), la cual aumenta bajo alta irradiancia y condiciones ambientales de baja convección. En la región altiplánica de Puno, donde la irradiancia diaria alcanza valores de 1000 - 1130 W/m<sup>2</sup> y la altitud de 3832 m s. n. m. reduce la densidad del aire, los módulos operan a temperaturas significativamente superiores a las consideradas en las condiciones estándar de prueba (STC: 25 °C, 1000 W/m<sup>2</sup>, AM1.5). Este incremento térmico produce pérdidas de potencia cuantificadas mediante el coeficiente de temperatura gamma ( $\gamma_{Pmp}$ ), un parámetro crítico para predecir el comportamiento real del generador fotovoltaico.

Sin embargo, los coeficientes de temperatura proporcionados por los fabricantes se obtienen en laboratorio bajo STC, donde la temperatura del módulo se mantiene controlada y no refleja las condiciones extremas de la región Puno. Como consecuencia, los valores de  $\gamma_{Pmp}$  declarados en ficha técnica suelen subestimar las pérdidas térmicas reales, generando discrepancias entre la potencia estimada y la potencia efectiva producida por los módulos durante su funcionamiento en campo. Esta brecha entre el coeficiente gamma teórico y el coeficiente gamma real constituye un problema técnico relevante, especialmente para el dimensionamiento preciso de sistemas fotovoltaicos autónomos e interconectados en zonas de alta irradiancia.

A nivel regional no se dispone de mediciones experimentales del coeficiente  $\gamma_{Pmp}$  para módulos de 100 W monocristalinos y policristalinos instalados en sistemas de monoposte, por lo que se desconoce con exactitud cuál es la pérdida térmica real de estos módulos en condiciones locales. Esta falta de información limita la validación de los valores de ficha técnica y dificulta el uso de modelos precisos de predicción de energía en Puno.

Ante esta situación, surge la necesidad de determinar experimentalmente el coeficiente de temperatura gamma ( $\gamma_{Pmp}$ ) de módulos fotovoltaicos instalados en el altiplano, comparar estos valores con los proporcionados por el fabricante y cuantificar las pérdidas térmicas asociadas a su operación. Esto permitirá identificar la magnitud real de la diferencia entre

el comportamiento teórico y el comportamiento efectivo del módulo, mejorando la precisión del diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos para la región.

### **1.1.1 Problema General**

¿Cómo influye el coeficiente de temperatura gamma en la variación de la potencia máxima de salida en dos tipos de celdas fotovoltaicas de un monoposte fotovoltaico autónomo instalado en el Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética?

### **1.1.2 Problemas Específicos**

- ¿Cuál es la diferencia entre los datos proporcionados por el fabricante y los datos calculados del coeficiente de temperatura gamma en dos tipos de celdas fotovoltaicas?
- ¿Cuál es el factor de pérdida asociado al coeficiente de temperatura gamma en dos tipos de celdas fotovoltaicas?
- ¿Cuál es la eficiencia en la potencia máxima de salida considerando el efecto de la temperatura de la célula, cuantificada mediante el coeficiente de temperatura gamma en dos tipos de celdas fotovoltaicas?

## **1.2 Objetivos de la investigación**

### **1.2.1 Objetivo General**

Determinar la influencia del coeficiente de temperatura gamma en la variación de la potencia máxima de salida en dos tipos de celdas fotovoltaicas de un monoposte fotovoltaico autónomo instalado en el Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Comparar los datos del coeficiente de temperatura gamma proporcionados por el fabricante con los datos calculados en dos tipos de celdas fotovoltaicas.
- Determinar el factor de pérdida asociado al coeficiente de temperatura gamma en dos tipos de celdas fotovoltaicas.

- Calcular la eficiencia en la potencia máxima de salida considerando el efecto de la temperatura de la célula, cuantificada mediante el coeficiente de temperatura gamma en dos tipos de celdas fotovoltaicas.

### **1.3 Justificación de la investigación**

#### **1.3.1 Justificación Técnica**

Uno de los problemas es la falta de información y datos de los coeficientes de temperatura en la región de Puno, para así saber la real potencia y la pérdida de ella, estos coeficientes varían de acuerdo a la zona en la que se instala dicho modulo, ya que estas vienen por defecto de fábrica, en una temperatura de 15°C de la establecida 25°C se puede comprobar una pérdida entre 7 y un 10% en relación de potencia, y estas pérdidas son verificadas por los coeficientes de temperatura. De esa manera prever mejor la instalación de nuestro sistema con datos más reales.

#### **1.3.2 Justificación Social**

Con la obtención de los datos de este proyecto de investigación, será de gran aporte sobre los nuevos conocimientos para los usuarios, estudiantes, docentes e investigadores, para grandes y pequeñas instalaciones solares en la región de Puno, ya que no se cuenta con este tipo de estudios del coeficiente de temperatura gamma y con ello se tendrá la facilidad de calcular mejor la potencia máxima de salida de una celda fotovoltaica ya sea monocristalina o policristalina. Mencionando que los estudios afirman que las grandes pérdidas de potencia son debido al aumento de temperatura en los sistemas, y son verificadas por los coeficientes.

#### **1.3.3 Justificación Económica**

Del resultado del proyecto de investigación, beneficiará tanto a investigadores como usuarios de sistemas fotovoltaicos autónomos o conectados a red, ya que el coeficiente de temperatura de un panel solar, no es el único factor que influye en la potencia de salida, sin embargo es un buen punto de partida para calcular un nivel de producción más realista para su configuración específica estimando que tan eficientes serán en el lugar de instalación, y así poder elegir mejores paneles solares de acuerdo al lugar para una mejor inversión a largo plazo.

### **1.3.4 Justificación Ambiental**

Aunque Puno tiene potencial para energías renovables, muchas comunidades aún dependen de combustibles fósiles para la generación de electricidad. Esto genera emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes que afectan la calidad del aire. Cada vez más países han introducido políticas de energías renovables para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y evitar una crisis energética creada por el agotamiento de los combustibles fósiles, para resolver los problemas creados cuando la energía renovable se inserta en el sistema de energía eléctrica como es este caso, a través de células fotovoltaicas (paneles solares) que se muestra como una de las tecnologías renovables más eficientes en la lucha contra el cambio climático, en ese aspecto, el panel solar se requiere aprovechar en su máxima potencia, obteniendo pérdidas mínimas por efecto del coeficiente de temperatura en el lugar de instalación.

## CAPÍTULO II

### REVISIÓN DE LA LITERATURA

#### 2.1 Antecedentes de la investigación

##### 2.1.1 Antecedentes internacionales

Habiendo revisado múltiples investigaciones relacionadas a las variables del presente estudio, se presenta como antecedentes los siguientes:

Según Kamkird (2012), a literatura internacional presenta diversos estudios relacionados con el comportamiento térmico de los módulos fotovoltaicos. En su investigación titulada ‘Investigation on temperature coefficients of three types of photovoltaic module technologies under Thailand operating conditions’, se analiza la determinación de los coeficientes de temperatura en módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías, tales como silicio amorfo, policristalino y heterounión.

El estudio emplea una metodología experimental bajo condiciones reales de operación en Tailandia, utilizando técnicas de regresión lineal para evaluar la variación de parámetros eléctricos como la corriente, el voltaje, la potencia y la eficiencia en función de la temperatura del arreglo fotovoltaico. Los resultados evidencian que los coeficientes de temperatura obtenidos difieren de los valores proporcionados por los fabricantes, además de mostrar variaciones interanuales, siendo mayores en 2009 respecto a 2008.

Estos hallazgos tienen implicaciones importantes en el diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, especialmente en regiones con condiciones climáticas similares, donde la influencia de la temperatura puede afectar significativamente el rendimiento del sistema

Según Cotfas (2018), en la Universidad de Transilvania de Braşov, Rumania, se realizó un estudio orientado al análisis de los coeficientes de temperatura en parámetros de celdas fotovoltaicas. La investigación evalúa la influencia de la temperatura y la irradiancia sobre parámetros eléctricos fundamentales en cuatro tipos de tecnologías fotovoltaicas comerciales: silicio monocristalino, policristalino, amorfo y multifuncional.

Para ello, se analiza la variación del coeficiente de temperatura absoluto en función de la irradiancia, destacando su importancia en la determinación precisa del comportamiento eléctrico de las celdas. Los resultados evidencian que la temperatura es un factor determinante en el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, observándose una disminución de la potencia máxima en un rango aproximado de 0,14 % a 0,47 % por cada incremento de 1 °C en la temperatura.

Asimismo, se concluye que los coeficientes de temperatura no son constantes, sino que dependen del nivel de irradiancia, lo cual debe ser considerado en el análisis y modelado del desempeño de los sistemas fotovoltaicos.

Según Alcántara (2014), en el artículo ‘A statistical analysis of the temperature coefficients of industrial silicon solar cells’ se presenta un estudio experimental sobre la variación del rendimiento de las células solares de silicio en función de la temperatura. La investigación considera celdas fabricadas con silicio de grado electrónico estándar y silicio de grado metalúrgico mejorado, incluyendo tecnologías monocristalinas y policristalinas.

El objetivo principal del estudio es evaluar los parámetros críticos que afectan el desempeño de las celdas frente a cambios térmicos. Para ello, se analiza la sensibilidad de los coeficientes de temperatura en relación con el proceso de fabricación, identificando condiciones óptimas que permiten mejorar tanto el coeficiente de temperatura como la eficiencia global del dispositivo.

Los resultados muestran que las celdas con menor eficiencia presentan un coeficiente de temperatura del voltaje de circuito abierto (CT Voc) más desfavorable. No obstante, este efecto se ve compensado por la variación del coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito (CT Jsc), lo que contribuye a una mejora en el coeficiente de temperatura de la potencia máxima (CT Pmpp).

Según Faustino (2018), en la tesis ‘Estudio do coeficiente de temperatura em células fotovoltaicas’ se desarrolla un estudio orientado a comprender el comportamiento térmico de los módulos fotovoltaicos y su influencia en el rendimiento energético. La investigación presenta una introducción a los sistemas de control térmico aplicados a

paneles solares, proporcionando fundamentos necesarios para analizar su funcionamiento.

El estudio compara los datos experimentales obtenidos bajo condiciones ambientales reales con los valores proporcionados por el fabricante, con el fin de evaluar el desempeño del sistema en condiciones operativas reales. A partir de este análisis, se determina el impacto del control de temperatura en la eficiencia del sistema fotovoltaico.

Los resultados evidencian que la implementación de un sistema de enfriamiento en los paneles solares permite obtener una ganancia de potencia aproximada del 20 % durante los periodos de máxima generación, en comparación con módulos que operan sin control térmico bajo las mismas condiciones.

### **2.1.2 Antecedentes nacionales**

En el ámbito nacional, se han identificado escasas investigaciones relacionadas con el efecto de la temperatura en el rendimiento de sistemas fotovoltaicos.

Según Astete (2021), en la tesis ‘Estudio del efecto de la temperatura y el lugar de operación en la eficiencia energética de los paneles fotovoltaicos’, se analiza la influencia de variables ambientales sobre el desempeño de los módulos solares.

El estudio evalúa el impacto de la temperatura, la irradiancia solar y la masa de aire en la eficiencia energética de los paneles fotovoltaicos. Los resultados evidencian que un incremento en la irradiancia solar produce un aumento en la corriente de salida y, por ende, en la eficiencia del sistema. Sin embargo, se observa que la eficiencia disminuye a medida que se incrementa la temperatura de operación y la masa de aire.

En el ámbito local, específicamente en la región de Juliaca, se identifican escasas investigaciones relacionadas con el rendimiento de sistemas fotovoltaicos bajo condiciones reales de operación. Según Pampa (2022), en la tesis ‘Estudio experimental de la eficiencia de la potencia de salida de dos tecnologías de módulos fotovoltaicos durante la estación seca y lluviosa en el centro poblado de Ayabacas’, se evalúa el comportamiento de módulos fotovoltaicos policristalinos y monocristalinos en diferentes condiciones ambientales.

El estudio considera la influencia de factores como la acumulación de polvo y las variaciones estacionales, analizando módulos con y sin mantenimiento durante un periodo prolongado. Los resultados evidencian que la falta de limpieza en los paneles solares durante aproximadamente un año provoca una disminución significativa en la potencia de salida, debido a la acumulación de partículas de polvo sobre la superficie del módulo.

En las regiones altoandinas del Perú, como Puno, se presentan condiciones de alta irradiancia solar acompañadas de variaciones térmicas significativas, lo cual influye directamente en el desempeño de los sistemas fotovoltaicos. Según Coaquira (2021), en la tesis ‘Medición y monitoreo de eventos extremos de irradiancia solar a través de un módulo fotovoltaico y un microcontrolador en las condiciones geográficas y climatológicas de Puno y Juliaca’, se analizan las características ambientales propias de esta región.

El estudio tiene como objetivo monitorear eventos extremos de irradiancia solar, considerando valores superiores a  $1000 \text{ W/m}^2$  e inferiores al límite teórico de  $1367 \text{ W/m}^2$ . Los resultados evidencian que niveles elevados de irradiancia están asociados a incrementos en la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos, lo cual repercute negativamente en su eficiencia.

## **2.2 Bases teóricas energía solar fotovoltaica**

### **2.2.1 Energía solar fotovoltaica**

La energía solar fotovoltaica es una tecnología que permite convertir la radiación solar en energía eléctrica mediante el uso de celdas fotovoltaicas. Esta forma de generación energética se caracteriza por ser renovable, limpia y sostenible, contribuyendo a la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero.

Desde el punto de vista físico, la energía solar corresponde a la radiación emitida por el Sol en forma de ondas electromagnéticas, la cual es aprovechada por la Tierra como fuente primaria de energía. Se estima que el planeta intercepta aproximadamente  $1.7 \times 10^{14} \text{ kW}$  de potencia solar, comportándose como un gran colector energético (Viviana, 2013).

En el contexto nacional, Horn (2006) señala que la energía solar es uno de los recursos energéticos con mayor disponibilidad en el territorio peruano. En particular, regiones como Puno presentan niveles elevados y constantes de irradiación solar a lo largo del año, lo que favorece la implementación de sistemas fotovoltaicos tanto en zonas urbanas como rurales.

Asimismo, la energía solar fotovoltaica presenta ventajas como su escalabilidad y adaptabilidad, permitiendo su aplicación en sistemas de pequeña escala, como instalaciones domiciliarias, así como en plantas de generación a gran escala. Esto la convierte en una alternativa viable para mejorar el acceso a la electricidad y promover el desarrollo sostenible en regiones con limitaciones energéticas.

### **2.2.2 Celdas solares fotovoltaicas**

Las celdas solares fotovoltaicas son dispositivos semiconductores que convierten directamente la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Este fenómeno ocurre cuando los fotones de la luz solar inciden sobre el material semiconductor, generando una diferencia de potencial eléctrico al liberar electrones, lo que produce una corriente eléctrica.

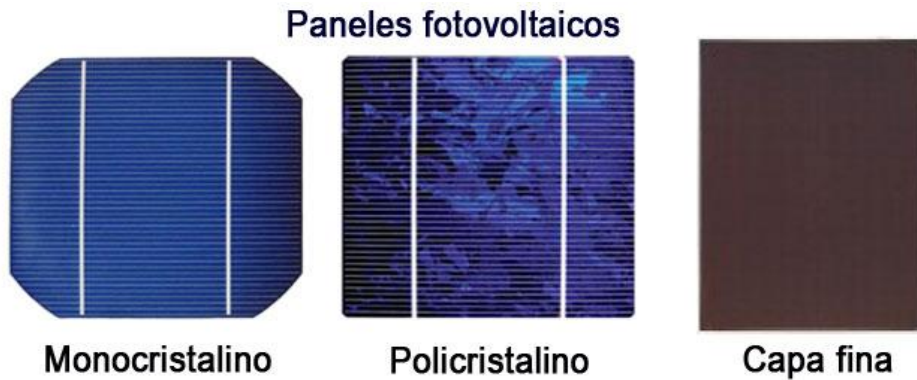
Generalmente, estas celdas están fabricadas a base de silicio, siendo el silicio cristalino el material más utilizado en aplicaciones comerciales debido a su eficiencia y estabilidad. En los sistemas fotovoltaicos, las celdas se interconectan formando módulos, donde la conexión en serie permite aumentar el voltaje, mientras que la conexión en paralelo incrementa la corriente del sistema.

Asimismo, la fabricación de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino se rige por estándares internacionales como la norma IEC 61215, la cual establece los requisitos de diseño, calidad y durabilidad para su funcionamiento en condiciones ambientales reales.

En cuanto a los tipos de celdas, destacan las de silicio monocristalino, que presentan mayor eficiencia y estabilidad a lo largo del tiempo, y las de silicio policristalino, que son fabricadas mediante procesos de solidificación más simples a partir de silicio metalúrgico, ofreciendo una adecuada relación entre costo y rendimiento.

**Figura 1**

*Tecnologías fotovoltaicas más comunes*



*Nota.* Adaptado de (Ansari, 2022).

### 2.2.3 Módulo solar fotovoltaico

Un módulo solar fotovoltaico es un conjunto de celdas solares interconectadas, encapsuladas y montadas en un marco. Su función principal es capturar la luz solar y convertirla en electricidad. Estos módulos son fundamentales para sistemas solares, ya que determinan la eficiencia y la producción de energía del sistema. Además, están diseñados para ser duraderos y resistentes a condiciones climáticas adversas, lo que los hace adecuados para diversas aplicaciones, desde instalaciones residenciales hasta grandes plantas solares.

**Figura 2**

*Comuesto de los paneles fotovoltaicos*



*Nota.* Adaptado de (Ansotegui, 2024).

#### 2.2.4 Sistema Autónomo

Un sistema fotovoltaico autónomo (SFA) produce electricidad para cubrir el consumo de carga eléctrica no conectada a la red. Utiliza un sistema de almacenamiento de energía para manejar los períodos en que la producción es menor que el consumo.

#### 2.2.5 Potencia y energía

La potencia, es la velocidad a la que los diferentes equipos o dispositivos que funcionan con electricidad se consumen esta energía, es decir su capacidad. Se indica como watt (W). La energía representa el consumo que hace ese equipo durante un tiempo determinado. Se calcula multiplicando la potencia del dispositivo por el tiempo de funcionamiento y se mide en vatios hora (Wh).

#### 2.2.6 Parámetros característicos del panel solar

**La tensión de circuito abierto VOC:** Es la diferencia de potencial que se logra al iluminar la celda solar sin unirse a las regiones P y N y es proporcional a la luz recibida. Este es el valor máximo de voltaje del elemento.

**La corriente de cortocircuito ISC:** Se crea cuando las regiones P y N se conectan a un cable externo que tiene resistencia cero y es proporcional a la iluminación recibida. Este es el valor máximo de intensidad de la celda.

**Voltaje de máxima potencia (Vmp):** Corresponde a la tensión a la que se obtiene la máxima potencia eléctrica del panel.

**Corriente de máxima potencia (Imp):** Corresponde a la corriente a la que se alcanza la máxima potencia eléctrica del panel.

**La potencia en el punto de máxima potencia (Pmp):** Es el producto de la tensión en el punto de máxima potencia y la corriente en el punto de máxima potencia.

$$P(t) = V_{mp}(t) * I_{mp}(t) \quad (1)$$

### 2.2.7 Irradiancia e Irradiación

Para cuantificar la radiación solar se usan dos magnitudes, correspondientes a la potencia y energía de la radiación incidente sobre una unidad de superficie, se denominan irradiancia e irradiación, sus definiciones y unidades son las siguientes:

#### Irradiancia

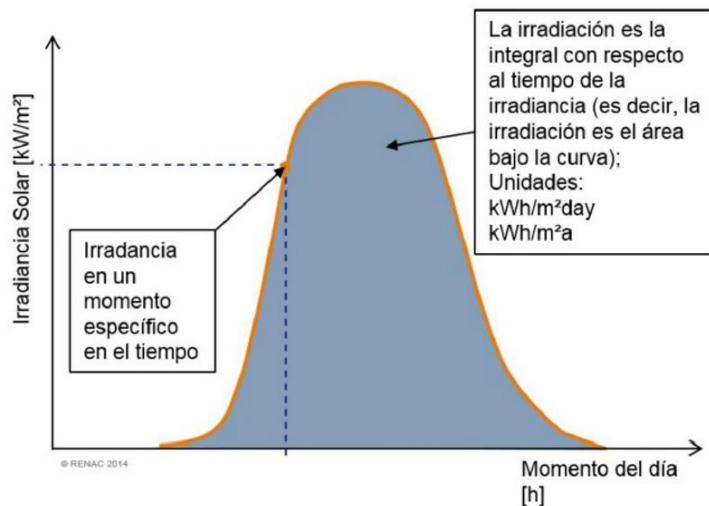
Es la velocidad a la que la energía radiante del sol alcanza una superficie de un área determinada. Se mide en vatios por metro cuadrado ( $W/ m^2$ ).

#### Irradiación

También llamada radiación, es la energía incidente por unidad de área de una superficie, se obtiene por la integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente un día o una hora, y su unidad es el ( $Wh/ m^2$ ).

#### Figura 3

*Relación entre irradiancia e irradiación*



*Nota.* Obtenido de (Martínez, 2020).

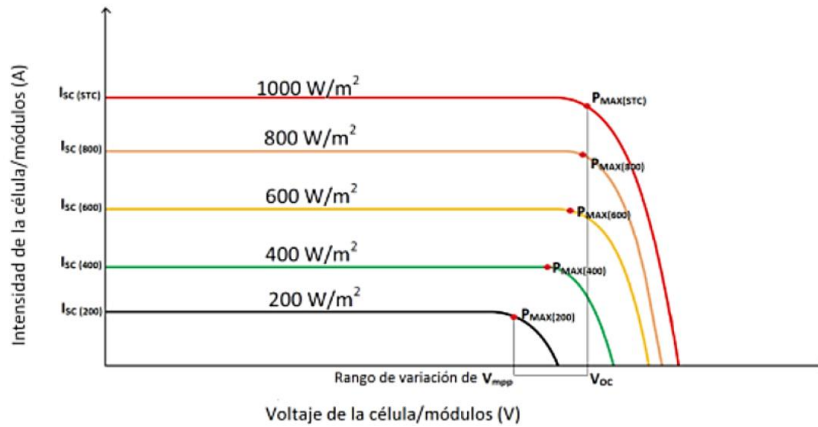
### 2.2.8 Efectos de la Irradiancia

La tensión y corriente genera en una célula depende directamente de la iluminación recibida. La corriente de cortocircuito de la célula es directamente proporcional a la irradiancia, disminuye a medida que se reduce la irradiancia. La tensión de circuito abierto

varía poco con la irradiancia, y también decrece, se puede considerar constante como se observa en la Figura 4:

**Figura 4**

*Curva característica I-V, en función a la variación de la irradiancia*



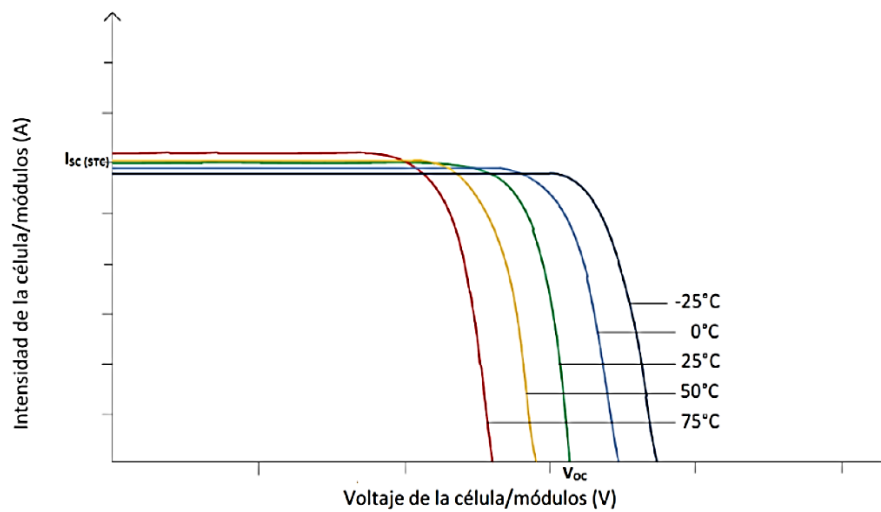
*Nota.* Obtenido de (Ingelibre Blog, 2014).

### 2.2.9 Efecto de la temperatura

Por otro lado, la temperatura afecta de manera considerable a la tensión, tal y como muestra en la Figura 5.

**Figura 5**

*Curva característica I-V, en función a la variación de la temperatura*



*Nota.* Adaptado de (Ingelibre Blog, 2014).

Como se aprecia la tensión de circuito abierto disminuye cuando aumenta la temperatura. La intensidad de cortocircuito, aumenta cuando aumenta la temperatura, aunque la variación es muy pequeña y a efectos prácticos se considera constante.

### 2.2.10 Hora de sol pico (HSP)

Es la unidad de irradiancia solar a lo largo del tiempo en horas asumiendo una irradiancia solar constante de  $1000 \text{ W/ m}^2$ . Esas horas de sol pico no son las mismas horas de exposición solar real del sistema fotovoltaico en un día.

#### Figura 6

*Representación hora solar pico.*



*Nota.* Adaptado de (Martínez, 2020).

### 2.2.11 Coeficientes de temperatura del panel solar

Los coeficientes de temperatura de un panel solar son valores que indican la variación de la eficiencia del panel en función de la temperatura. Los más comunes son:

#### **Coeficiente de Potencia**

Indica cómo cambia la potencia del panel por cada grado Celsius que aumenta la temperatura. Generalmente, este valor oscila entre  $-0.3\%$  y  $-0.5\%$  por  $^{\circ}\text{C}$ .

#### **Coeficiente de Voltaje**

Mide cómo afecta la temperatura al voltaje de salida. Suele ser negativo, lo que significa que el voltaje disminuye al aumentar la temperatura.

## **Coefficiente de Corriente**

Generalmente positivo, indica cómo la corriente puede aumentar con la temperatura, aunque este efecto es menor en comparación con la reducción de voltaje.

Estos coeficientes son fundamentales para prever el rendimiento del panel en condiciones específicas y optimizar su instalación.

### **2.2.12 Coeficiente de temperatura gamma**

El término "coeficiente de temperatura" se ha aplicado para describir el comportamiento de los parámetros característicos del módulo fotovoltaico, incluidos el voltaje, la corriente y la potencia. Los coeficientes de temperatura permiten analizar la tasa de cambio de estos parámetros con respecto a la temperatura. La potencia máxima,  $P_{mp}$ , se obtiene del producto de dos factores,  $I_{mp}$  y  $V_{mp}$ , y ambos varían con la temperatura.

Coeficientes de temperatura para módulos comerciales medidos al aire libre sin el típico aislamiento de la superficie posterior. Por lo tanto, los procedimientos que utilizan estos coeficientes típicos se pueden realizar sin comprometer los resultados.

### **2.2.13 Controlador Lógico Programable**

El PLC LOGO! 8 de Siemens es un controlador compacto y versátil, diseñado para aplicaciones de automatización en pequeña escala. Con entradas y salidas digitales y analógicas, permite la expansión modular y la conexión a otros dispositivos. Su capacidad para programarse mediante LOGO! Soft Comfort lo hace accesible tanto para principiantes como para profesionales, facilitando la implementación de soluciones de control eficientes.

## **2.3 Normatividad**

IEC 61215-2. Norma internacional que establece los criterios de diseño, ensayo y calificación de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino. Define los parámetros eléctricos característicos del módulo en condiciones estándar de prueba (STC: 1000  $W/m^2$ , 25 °C, AM1.5), tales como la potencia máxima ( $P_{mp}$ ), tensión y corriente en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ), tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ ) y corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), así como los coeficientes de temperatura proporcionados por el

fabricante. Esta norma permite la comparación de los resultados experimentales con los valores de ficha técnica.

IEC 60904-3. Establece el espectro solar de referencia AM1.5 y las condiciones estándar de medición para módulos fotovoltaicos. Su aplicación proporciona un marco de referencia para la potencia nominal y la eficiencia del módulo declaradas por el fabricante, utilizadas como base comparativa en el presente estudio.

IEC 61724-1. Norma que define las buenas prácticas para la monitorización del desempeño de sistemas fotovoltaicos, incluyendo la medición de irradiancia solar, temperatura de la célula y variables eléctricas. Esta norma respalda el procedimiento de adquisición de datos experimentales empleados en la investigación y garantiza la calidad y consistencia de las mediciones realizadas en campo.

En conjunto, estas normas proporcionan el marco técnico necesario para la interpretación de los parámetros eléctricos del módulo, la comparación con valores de ficha técnica y la validación de las mediciones experimentales bajo condiciones reales de operación.

## 2.4 Variables calculadas

### 2.4.1 Ángulo de inclinación

Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar (Santamaría, 2010).

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0.69 + |\phi| \quad (2)$$

Donde:

$\beta_{opt}$  = ángulo de inclinación óptimo (grados)

$|\phi|$  = latitud del lugar, sin signo (grados)

La fórmula es válida para aplicaciones de utilización anual que busquen la máxima captación de energía solar a lo largo del año.

## 2.4.2 Clasificación de sistemas de riego hidropónico

Se puede calcular el valor medio anual de la irradiación global diaria sobre una superficie inclinada, con fórmulas sencillas, partiendo de los valores medios anuales de la irradiación de global diaria horizontal  $G_a(0^\circ)$ , utilizando como datos de partida la latitud de la localidad y la inclinación optima  $\beta_{opt}$  de la superficie del generador (Santamaría, 2010).

La irradiación global anual, se obtiene sobre la superficie con declinación optima y acimut cero, siendo la Ecuación (3):

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0^\circ)}{1 - 4.46 * 10^{-4}\beta_{opt} - 1.19 * 10^{-4}\beta_{opt}^2} \quad (3)$$

Donde:

$G_a(\beta_{opt})$  = valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación optima (KW.h/ m<sup>2</sup>).

$G_a(0^\circ)$  = media anual de la irradiación global horizontal (kWh/ m<sup>2</sup>).

$\beta_{opt}$  = inclinación optima superficie (°).

## 2.4.3 Perdidas por temperatura

La eficiencia de SFCR se degrada con el aumento de la temperatura para calcular un coeficiente que representa las pérdidas mensuales promedio debido a la temperatura., se hace uso de la Ecuación (4):

$$L_{tem} = \gamma_{mp} \cdot (T_c - 25^\circ C) \quad (4)$$

Donde,  $\gamma_{mp}$  es el coeficiente de temperatura de potencia máxima.

## 2.4.4 La temperatura de funcionamiento de la celda

Está estrechamente relacionada con la temperatura ambiente y la irradiación, puede obtenerse utilizando la Ecuación (5) del método estándar:

$$T_c = T_{amb} + \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) * G_i \quad (5)$$

Donde:

$T_c$ : temperatura de trabajo de la célula (°C)

$T_{amb}$ : temperatura ambiente (°C)

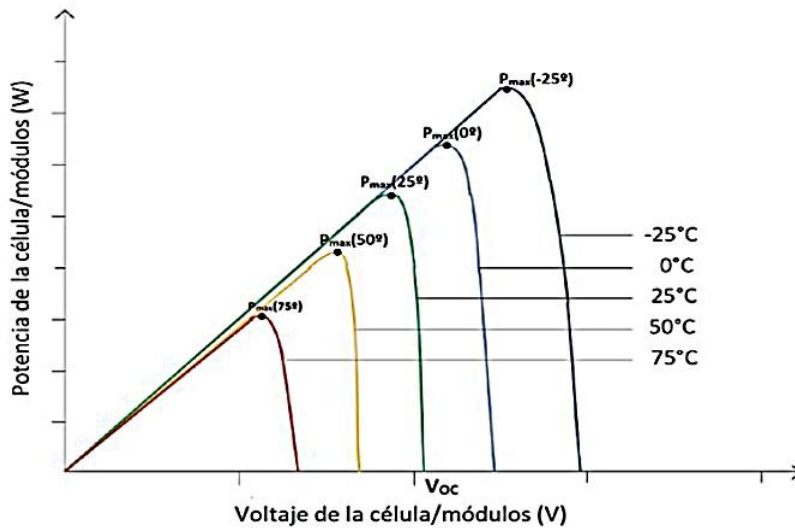
$NOCT$ : temperatura de operación nominal de la célula (°C)

$G_i$ : irradiancia ( $W/m^2$ )

Está claro que si el voltaje de la celda disminuye al aumentar la temperatura y la intensidad permanece casi constante, la potencia entregada por la celda disminuye a medida que aumenta la temperatura de la celda, como se muestra en la Figura 7.

**Figura 7**

*Curva característica P-V, en función a la variación de la temperatura.*



*Nota.* Adaptado de (Ingelibre Blog, 2014).

### 2.4.5 Potencia en el punto máximo

Según la temperatura de la celda se desarrolla mediante la Ecuación (6).

$$P_{MPP\_Tcell} = P_{fv} * \left( 1 + \frac{\gamma_{mp}}{100} * (T_c - 25^\circ C) \right) \quad (6)$$

Donde:

$P_{fv}$  = Potencia máxima el panel

$\gamma_{mp}$  = coeficiente de temperatura para Pmax

$T_c$  = Temperatura de la célula

#### 2.4.6 Eficiencia del Módulo Fotovoltaico

También denominada rendimiento de conversión,  $\eta$ , indica el porcentaje de energía solar recibida sobre la superficie de la célula que se convierte en energía eléctrica. Se calcula con el cociente entre la potencia eléctrica máxima, P, y el producto del área superficial de la célula,  $A_c$ , por la irradiancia incidente G en condiciones estándar de medida (CEM) como indica la Ecuación (7) (Santamaría, 2010).

$$\eta_{mod} = \frac{P_{mp}}{G \cdot A_c} \quad (7)$$

Donde:

$\eta_{mod}$  = eficiencia o rendimiento de conversión (%)

$P_{mp}$  = potencia máxima de salida (W)

G = irradiancia en condiciones CEM (1000 W/ m<sup>2</sup>)

$A_c$  = área superficial del panel (m<sup>2</sup>)

#### 2.4.7 Coeficiente de temperatura Gamma

En la literatura, la potencia en el punto de máxima operación de un módulo fotovoltaico ( $P_{mp}$ ) se aproxima, cerca de las condiciones estándar STC,  $G=1000\text{W/ m}^2$ ,  $T_c=25^\circ\text{C}$ , como proporcional a la irradiancia e inversamente lineal con la temperatura de célula. Esta aproximación es ampliamente utilizada en estudios experimentales y análisis de desempeño de módulos fotovoltaicos para describir el efecto térmico sobre la potencia de salida bajo condiciones reales de operación.

Bajo este enfoque, el comportamiento de la potencia máxima puede expresarse mediante el siguiente modelo lineal.

$$P(T_c, G) \approx P_{STC} \left( \frac{G}{1000} \right) [1 + \gamma(T_c - 25)] \quad (8)$$

Donde  $P_{STC}$ , es la potencia nominal del módulo en condiciones estándar STC 100W en este caso, y ( $\gamma$ ) es el coeficiente de temperatura de la potencia máxima (Pendiente relativa

de  $P_{mp}$  con  $T_c$ ). Para aislar el efecto térmico y evitar que variaciones de irradiancia contaminen la estimación se normaliza la potencia a  $1000\text{W}/\text{m}^2$ .

$$P_{norm} = P_{max} * \frac{1000}{G} \quad (9)$$

Y con ello, el coeficiente de temperatura Gamma ( $\gamma$ ), se calcula con la Ecuación 10.

$$\gamma_{mp} = \left( \frac{\frac{P_{norm}}{P_{STC}} - 1}{T_c - 25} \right) \times 100 \text{ (\%/}^\circ\text{C)} \quad (10)$$

Esta forma es equivalente a la usada por (Zilles, 2012), donde se describe que la potencia máxima de salida de un panel fotovoltaico disminuye con el aumento de temperatura, y que dicha sensibilidad térmica puede expresarse con el coeficiente de temperatura gamma ( $\gamma$ ). El autor resalta que este valor gamma permite corregir la potencia esperada del módulo según las condiciones reales de temperatura. De forma simplificada, si se tiene una serie de datos de potencia máxima y temperatura del módulo, se puede usar esta fórmula para estimar cuánto afecta la temperatura al rendimiento eléctrico.

Para calcular la tasa de cambio de la potencia máxima del módulo fotovoltaico con la temperatura, se utiliza el denominado “coeficiente de temperatura del punto de máxima potencia” ( $\gamma_{mp}$ ), dado por la Ecuación 12.

$$\gamma_{mp} = \left( \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T_c} \left( \frac{mV}{^\circ C} \right) * \frac{1}{V_{mp}(V)} + \frac{\Delta I_{sc}}{\Delta T_c} \left( \frac{mA}{^\circ C} \right) * \frac{1}{I_{mp}(A)} \right) \quad (11)$$

$$\gamma_{mp} = \left( \frac{\Delta P_{mp}}{\Delta T_c} \left( \frac{W}{^\circ C} \right) * \frac{1}{P_{mp.ref}(W)} \right) \quad (12)$$

Donde:

- $\gamma_{mp}$ : coeficiente de temperatura de potencia máxima ( $\%/^\circ\text{C}$ )
- $\Delta P_{mp}$ : diferencia de potencias máximas medidas a diferentes temperaturas
- $P_{max,ref}$ : potencia máxima a la temperatura de referencia (usualmente  $25^\circ\text{C}$ )
- $\Delta T_c$ : diferencia de temperatura entre la medición y la referencia

Esta expresión permite calcular el coeficiente  $\gamma_{mp}$  de manera directa a partir de datos experimentales de campo, obteniéndose valores coherentes con los reportados en la literatura para módulos de silicio cristalino. Conociendo este coeficiente, es posible estimar la potencia máxima del módulo fotovoltaico y, en consecuencia, evaluar el comportamiento térmico del generador fotovoltaico bajo condiciones reales de operación.

## CAPÍTULO III

### MATERIALES Y MÉTODOS

#### 3.1 Ámbito de estudio

El presente estudio se realizó en la azotea del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética (IERyEE) de la Universidad Nacional de Juliaca, ubicado en el centro poblado de Ayabacas, provincia de San Román, región Puno, Perú.

El sistema fotovoltaico se encuentra instalado a una altitud de 3832 m s. n. m., en una zona característica del altiplano peruano, donde predominan condiciones de alta irradiancia solar. Estas condiciones se ven favorecidas por la menor densidad atmosférica propia de la altitud, lo que incrementa la radiación solar incidente sobre los módulos fotovoltaicos.

Asimismo, el área de estudio presenta variaciones térmicas importantes y bajos niveles de convección, lo que influye en la temperatura de operación de los paneles solares. Estas características ambientales resultan relevantes para analizar el comportamiento y rendimiento del sistema fotovoltaico bajo condiciones reales de funcionamiento.

**Tabla 1**

*Coordenadas geográficas*

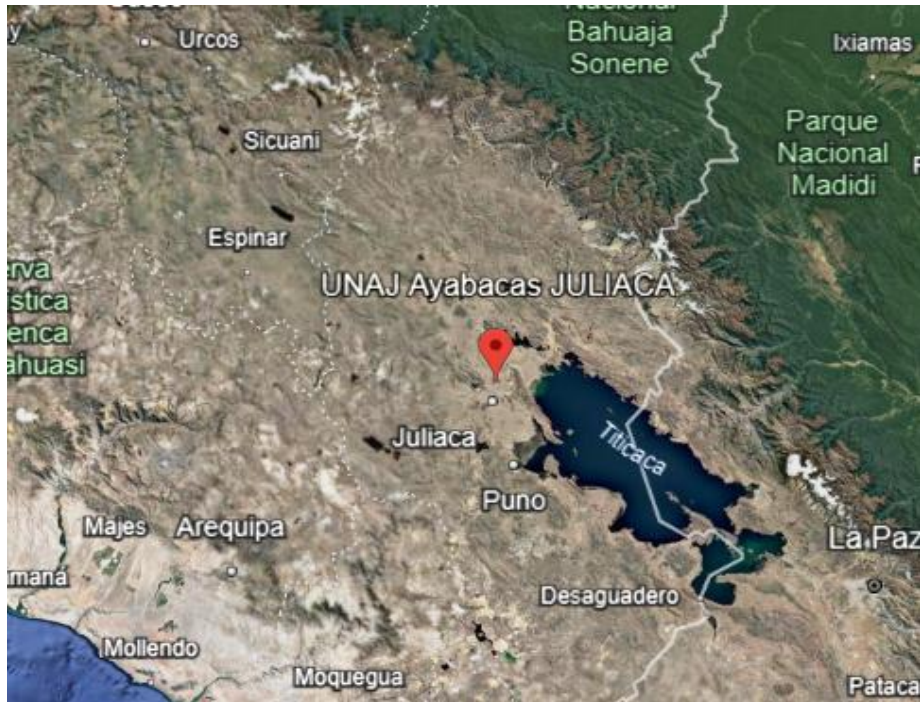
<b>Ubicación geográfica</b>	
Latitud	-15.4094438
Longitud	-70.0907623
Latitud Sur	15° 24' 33"
Longitud Oeste	70° 05' 27"
Altitud	3.832 m.s.n.m.

*Nota.* Fuente: Google Earth Pro.

El periodo de muestreo comprendió desde el 01 de septiembre de 2023 hasta el 29 de febrero de 2024, abarcando tanto la temporada seca como la temporada húmeda. Este intervalo permitió registrar condiciones representativas de operación, incluyendo periodos con altos niveles de irradiancia solar y elevadas temperaturas de célula, factores clave para el análisis del rendimiento del sistema fotovoltaico.

## Figura 8

*Lugar del proyecto*



*Nota.* Obtenido de (Google, 2024)

## Figura 9

*Lugar de Estudio de Proyecto de investigación*



*Nota.* Obtenido de (Google, 2024)

## Figura 10

*Sistema fotovoltaico instalado en la azotea del Instituto de Investigación en EPIER.*



*Nota.* Obtenido de (Google, 2024)

### 3.2 Población y muestra

#### 3.2.1 Población

La población del estudio está constituida por todas las posibles combinaciones de irradiancia, temperatura de célula y parámetros eléctricos que pueden presentarse en módulos fotovoltaicos de 100 W instalados en condiciones reales de operación en la región altiplánica de Puno. Esta población representa el conjunto de valores físicos que describen el comportamiento termoeléctrico del módulo bajo diferentes condiciones ambientales.

#### 3.2.2 Muestra

La muestra de este estudio estuvo conformada por los dos módulos fotovoltaicos de 100 W, uno monocristalino y uno policristalino que están instalados en el monoposte fotovoltaico autónomo ubicado en la azotea del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética, junto con el conjunto de datos experimentales registrados de irradiancia, temperatura de célula, tensión, corriente y potencia durante el periodo comprendido entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 en la franja horaria de 10:00 a 14:30 h, los cuales representan las condiciones reales de operación necesarias para

determinar el coeficiente de temperatura  $\gamma_{Pmp}$  en el entorno climático del altiplano de Puno.

### **3.3 Módulo experimental**

El módulo experimental estuvo conformado por un monoposte fotovoltaico autónomo instalado en la azotea del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética (IERyEE), equipado con dos módulos fotovoltaicos de 100 W, uno monocristalino y uno policristalino, montados con ventilación trasera natural para representar condiciones reales de operación. Cada módulo fue instrumentado con sensores RTD PT100 fijados en la parte posterior para medir la temperatura de célula, variable fundamental para la determinación del coeficiente de temperatura  $\gamma_{Pmp}$ . La irradiancia se obtuvo mediante un panel fotovoltaico de referencia de 10 W calibrado y conectado a un convertidor analógico RMCA61BD. Las señales eléctricas de tensión ( $V_{mp}$ ) y corriente ( $I_{mp}$ ) fueron acondicionadas y digitalizadas mediante un sistema de adquisición basado en un PLC Siemens LOGO! con módulos de expansión AM2, encargado del registro automático y continuo de todas las variables eléctricas y térmicas. Este conjunto constituye la plataforma experimental mediante la cual se obtuvieron las mediciones necesarias para el análisis termoeléctrico de los módulos bajo las condiciones climáticas del altiplano de Puno.

#### **3.3.1 Monoposte de módulos fotovoltaicos**

El sistema experimental utilizado en este estudio estuvo conformado por un monoposte fotovoltaico autónomo instalado en la azotea del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética (IERyEE).

El monoposte soporta dos módulos fotovoltaicos de 100 W, uno de tecnología monocristalina y otro policristalina, montados de forma independiente pero sometidos a las mismas condiciones ambientales de irradiancia y temperatura. Este sistema está instalado en un monoposte estructural, orientado hacia el norte con un ángulo de inclinación de  $15^\circ$  calculada por las fórmulas matemáticas usando coordenadas solares en función de la latitud, estos paneles están conectadas independientemente.

Ambos módulos se instalaron con ventilación trasera natural, sin aislamiento térmico, con el fin de representar condiciones reales de operación en exteriores, manteniendo la convección libre propia del altiplano.

**Figura 11**

*Arreglo Fotovoltaico.*



*Nota.* Elaboración propia

Para este proyecto de investigación, se tomó datos de dos tipos de paneles fotovoltaicos, la monocristalina y policristalina.

**Figura 12**

*Paneles monocristalino y policristalino a estudiar.*



*Nota.* Elaboración propia

**Tabla 2***Ficha Técnica del panel solar Monocristalino.*

<b>Modelo: ODA 100-18-M</b>	
Potencia Máxima (Pmax)	100W
Tolerancia (Tol)	0-+3%
Voltaje en Potencia Máxima (Vmp)	18.30V
Corriente en Potencia Máxima (Imp)	5.47A
Voltaje en circuito abierto (Voc)	22.42V
Corriente en corto circuito (Isc)	5.99A
Coefficiente de temperatura beta para Voc ( $\beta_v$ )	-0.35%/°C
Coefficiente de temperatura alfa para Isc ( $\alpha_i$ )	0.04%/°C
Coefficiente de temperatura gamma para Pmax ( $\gamma_p$ )	-0.45%/°C
Temperatura de operación nominal de la célula (NOCT)	47+-2°C
Tensión máxima del sistema	1000VDC
Clasificación máxima de fusibles en serie	10A
Temperatura de operación	-40°C+85°C
Tecnología de la célula	Clase A
Peso (kg)	9Kg
Dimensiones (mm)	1130x668x35
Datos de rendimiento técnico registrados en condiciones de prueba estándar (STC)	Am=1.5 E=1000W/m <sup>2</sup> TC=25°C

*Nota.* Extraído de la ficha técnica del panel solar Monocristalino.**Tabla 3***Ficha Técnica del panel solar Policristalino.*

<b>Modelo: ODA 100-18-P</b>	
Potencia Máxima (Pmax)	100W
Tolerancia (Tol)	0-+3%
Voltaje en Potencia Máxima (Vmp)	18.20V

Corriente en Potencia Máxima ( $I_{mp}$ )	5.50A
Voltaje en circuito abierto ( $V_{oc}$ )	21.85V
Corriente en corto circuito ( $I_{sc}$ )	5.94A
Coefficiente de temperatura beta para $V_{oc}$ ( $\beta_v$ )	-0.3%/°C
Coefficiente de temperatura alfa para $I_{sc}$ ( $\alpha_i$ )	0.06%/°C
Coefficiente de temperatura gamma para $P_{max}$ ( $\gamma_p$ )	-0.4%/°C
Temperatura de operación nominal de la célula (NOCT)	47+-2°C
Tensión máxima del sistema	1000VDC
Clasificación máxima de fusibles en serie	10A
Temperatura de operación	-40°C+85°C
Tecnología de la célula	Clase A
Peso (kg)	8Kg
Dimensiones (mm)	1130x668x35
Datos de rendimiento técnico registrados en condiciones de prueba estándar (STC)	$A_m=1.5$ $E=1000W/m^2$ $T_C=25°C$

---

*Nota.* Extraído de la ficha técnica del panel solar Policristalino.

### 3.3.2 Recolección de datos

#### **Posicionamiento Optimo**

Previo al inicio de la recolección de datos, se realizó el correcto posicionamiento de los módulos fotovoltaicos en cuanto a orientación y ángulo de inclinación, con el objetivo de maximizar la captación de irradiancia solar y asegurar la consistencia de las mediciones experimentales.

El ajuste inicial del ángulo de inclinación se llevó a cabo utilizando un inclinómetro, garantizando que los módulos quedaran instalados conforme al ángulo de diseño correspondiente a la latitud de la zona de estudio. Este control permitió minimizar posibles distorsiones en los datos registrados y asegurar la validez de la información empleada en el análisis experimental.

**Figura 13**

*Orientación del sistema.*



*Nota.* Elaboración propia

Para maximizar la captación de energía solar, el ángulo de inclinación se basó en el método básico según la latitud del lugar, mediante la fórmula de la Ecuación (13).

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0.69 + |\phi| \quad (13)$$

Donde el ángulo de inclinación da  $14.33^\circ$  redondeándolo a  $15^\circ$ .

**Figura 14**

*Inclinación del sistema a  $15^\circ$ .*



*Nota.* Elaboración propia

## Adquisición de datos de la corriente, tensión y temperatura

La adquisición de datos de corriente, tensión y temperatura se realizó mediante un sistema de medición automatizado basado en un PLC Siemens LOGO!, el cual registró de manera continua las variables eléctricas de los módulos fotovoltaicos. La corriente y la tensión en el punto de máxima potencia ( $I_{mp}$  y  $V_{mp}$ ) fueron medidas a través de sensores eléctricos calibrados, cuyas señales fueron acondicionadas y digitalizadas mediante módulos analógicos AM2 para garantizar la precisión en la lectura.

La temperatura de célula ( $T_c$ ), indispensable para la determinación del coeficiente de temperatura  $\gamma_{Pmp}$ , se midió mediante sensores RTD PT100 instalados en la parte posterior de cada módulo, permitiendo obtener la temperatura operativa real del panel en cada instante de medición.

Todas las señales adquiridas fueron almacenadas automáticamente por el PLC en intervalos regulares, manteniendo la sincronización entre las variables eléctricas y térmicas, y posteriormente fueron exportadas al software LogoSoft y procesadas para su análisis.

### Tabla 4

*Ficha Técnica del sensor de temperatura.*

<b>Modelo</b>	<b>PT100 3 hilos</b>
Material de sonda	Acero inoxidable
Número de cables	3
Precisión	Clase A
Temperatura mínima detectada	-20°C
Temperatura máxima detectada	200°C

*Nota.* Extraído de la ficha técnica del Sensor de temperatura PT100

### Figura 15

*Calibración de los sensores PT100 en el monoposte.*



*Nota.* Elaboración propia

### **Tabla 5**

*Ficha técnica de la fuente de alimentación estabilizada.*

<b>Modelo</b>	<b>6EP3332-6SB00-0AY0</b>
	LOGOPOWER V4V / 1.3A
	Fuente de alimentación estabilizada entrada AC 100-240V salida DC 24V /2.5A
Entrada	monofásica 24V o DC
Tensión nominal UE nom	100 ... 240V
Rango de tensión AC	85 ... 264 V
Tensión de entrada con DC	110 ... 300 V

Frecuencia de Red	50 Hz/60HZ
Peso neto (kg)	0,200 kg
Dimensión de empaquetado (cm)	6,70 x 9,60 x 7,30
Tensión de salida con DC	24V

*Nota.* Extraído de la ficha técnica del Logo

### Tabla 6

*Ficha técnica del PLC Siemens Logo V8 24V.*

<b>Modelo</b>	<b>6ED1052-1CC08-0BA0</b>
Pantalla display	Si
Rango admisible de Tensión nominal, límite inferior (DC)	20.4 V
Rango admisible de Tensión nominal, límite superior (DC)	28.8 V
Cantidad de programadores de horario	400; Máx. 400, según función
Recerva de marca	480h
	8, de los cuales 4 pueden usarse
Nº de entradas digitales	como analógico (0 a 10 V)
Nº de salidas digitales	4; Relé, transistor
Grado de protección IP	IP20
Temperatura ambiente en servicio	De -20°C, sin condensación a 55°C

*Nota.* Extraído de la ficha técnica del PLC

### Tabla 7

*Ficha técnica del Módulo de expansión Siemens.*

<b>Modelo</b>	<b>6ED1055-1MD00-0BA2</b>
---------------	---------------------------

LOGO! AM2 RTD expansión module, PS: 12/24 V DC, 2AI-

50...+200°C Pt100/1000 for  
LOGO! 8

Valor nominal (DC)	
- 12 V DC	Sí; 10,8 V DC a 28,8 V DC
- 24 V DC	Sí; 10,8 V DC a 28,8 V DC
Intensidad de entrada	30mA
Nº de entradas analógicas	2; Conexión a 2 ó 3 hilos
Rangos de entrada	
- Tensión (0 a +10V)	No
- Intensidad (0 a 20mA)	No
- Termorresistencias	Si, para sensores PT100/PT1000
Grado de protección IP	IP20
Temperatura ambiente en servicio (Min. Max)	-20°C, sin condensación a 55°C

---

*Nota.* Extraído de la ficha técnica del Módulo de expansión

Para la obtención de los datos de irradiancia solar, se utilizó un módulo fotovoltaico de referencia de 10 W, empleado como sensor de irradiancia indirecto. Dicho módulo fue acoplado a un convertidor analógico y a un controlador lógico programable (PLC) Siemens, el cual permitió la adquisición y procesamiento de la señal eléctrica generada.

La corriente producida por el módulo de referencia fue convertida a valores de irradiancia mediante una expresión matemática implementada en el programa estructurado del PLC. Esta expresión fue previamente calibrada utilizando valores de irradiancia registrados por sistemas de medición estandarizados, lo que permitió establecer una relación adecuada entre la señal eléctrica del módulo y la irradiancia solar incidente. Este procedimiento garantizó la consistencia y confiabilidad de los datos de irradiancia empleados en el análisis experimental.

### **Tabla 8**

*Ficha Técnica del convertidor analógico.*

---

<b>Modelo</b>	<b>RMCA61BD</b>
Componente	Convertidor de tensión/corriente

---

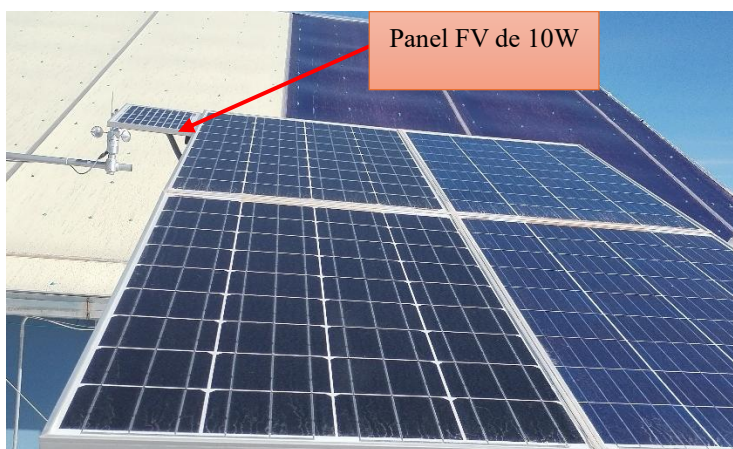
Tipo de entrada analógica	Corriente 0...1,5 A c.a./c.c. 50/60 Hz Corriente 0...15 A c.a./c.c. 50/60 Hz Corriente 0...5 A c.a./c.c. 50/60 Hz Corriente 0...20 mA $\leq$ 500 Ohm con cableado
Tipo de salida analógica	Corriente 4...20 mA $\leq$ 500 Ohm con cableado Tensión 0...10 V $\geq$ 100 kOhm con cableado
Tensión de alimentación	24 V CC $\pm$ 20 %, aislado $\leq$ 70mA para salida tensión
Consumo de corriente	$\leq$ 90 mA para salida corriente
Grado de protección IP	IP20 (bornero) IP50 (envolvente)
Temperatura ambiente para almacenamiento	-40...85 °C

---

*Nota.* Extraído de la ficha técnica del Convertidor Analógico

### **Figura 16**

*Medición calibrada de la irradiancia con un panel en el monoposte.*



*Nota.* Elaboración propia

Para la medición de corriente y voltaje en cada módulo fotovoltaico, se incorporó un fusible tipo RT28N como sistema de protección individual para los paneles solares. La carga del sistema estuvo compuesta por luminarias LED de 24 V, así como resistencias de 1 k $\Omega$  y 1.5 k $\Omega$ , utilizadas como divisores de tensión. Estas resistencias permitieron adecuar las señales analógicas generadas por los paneles, las cuales fueron posteriormente convertidas en señales digitales mediante un convertidor analógico-digital (ADC). Las señales digitalizadas fueron registradas y procesadas por un controlador lógico programable (PLC).

Con el fin de ampliar la capacidad de entradas y salidas digitales del sistema, se integraron módulos de expansión modelo AM2, alimentados por una fuente de alimentación regulada Siemens PM1027 de 24 V, garantizando una operación estable y segura del sistema de control.

### Tabla 9

*Ficha técnica de la fuente de alimentación estabilizada.*

<b>Modelo</b>	<b>6EP1332-1SH71</b>
	SIMATIC S7-1200 Power Module PM1207 Fuente de alimentación estabilizada entrada: AC 120/230 V salida: DC 24 V/2,5 A
Entrada	AC monofásico
Tensión de alimentación	100 ... 240V
Rango de tensión 1 AC	85 ... 132 V
Rango de tensión 2 AC	176 ... 264 V
Frecuencia de Red	50 Hz/60HZ
Peso neto (kg)	0,300 kg
Dimensión de empaquetado (cm)	8,00 x 10,50 x 7,50
Tensión de salida con DC	24V

*Nota.* Extraído de la ficha técnica del Logo Power

**Tabla 10***Ficha técnica del PLC Siemens Logo V8 24V.*

<b>Modelo</b>	<b>6ED1052-2CC08-0BA1</b>
Pantalla display	No
Rango admisible de Tensión nominal, límite inferior (DC)	20.4 V
Rango admisible de Tensión nominal, límite superior (DC)	28.8 V
Cantidad de programadores de horario	400; Máx. 400, según función
Reserva de marca	480h 8, de los cuales 4 pueden usarse
Nº de entradas digitales	como analógico (0 a 10 V)
Nº de salidas digitales	4; Relé, transistor
Grado de protección IP	IP20
Temperatura ambiente en servicio	De -20°C, sin condensación a 55°C

*Nota.* Extraído de la ficha técnica del PLC**Tabla 11***Ficha técnica del Módulo de expansión Siemens.*

<b>Modelo</b>	<b>6ED1055-1MA00-0BA2</b>
	Módulo de ampliación LOGO! AM2, alimentación: DC 12/24V, 2 AI, 0-10V o 0/4-20 mA para LOGO! 8
Valor nominal (DC)	
- 12 V DC	Sí; 10,8 V DC a 28,8 V DC
- 24 V DC	Sí; 10,8 V DC a 28,8 V DC
Intensidad de entrada	30mA

N° de entradas analógicas	2
Rangos de entrada	
- Tensión (0 a +10V)	Si
- Intensidad (0 a 20mA)	Si
- Termorresistencias	No
Grado de protección IP	IP20
Temperatura ambiente en servicio (Min.Max)	-20°C, sin condensación a 55°C

---

*Nota.* Extraído de la ficha técnica del Módulo de expansión

### 3.3.3 Protección del sistema

El sistema está diseñado para brindar protección integral al tablero eléctrico frente a corrientes residuales ocasionadas por contactos directos o indirectos, salvaguardando tanto la integridad de las personas como el funcionamiento adecuado de los equipos electrónicos conectados.

La configuración incluye un disyuntor diferencial bipolar SDR de 2×40 A mostrado los datos en la tabla 12, un interruptor termomagnético SDZ de 2×10 A mostrado los datos en la tabla 13, y otro interruptor termomagnético SDZ de 1×20 A. Además, para la protección específica de los paneles solares, se incorporó un fusible tipo RT28N, instalado en su portafusible correspondiente.

**Tabla 12**

*Características del disyuntor bipolar 2x40Amp.*

---

<b>Disyuntor Bipolar</b>	
Transformador	Toroidal
Corriente	40amp
Sensibilidad	Bipolar de 30 mA
Grado de protección	
	36 mm (ancho) x 90 mm x
Dimensiones	78 mm (profundidad)

---

*Nota.* Extraído de la ficha técnica del disyuntor diferencial bipolar

**Tabla 13**

*Características del interruptor termomagnético SDZ 2x10Amp.*

<b>Interruptor Termomagnético</b>	
Gama	SDZ
Número de polos	2P
Corriente nominal	10 Amp
Tipo de red	AC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico - magnético
Código de curva	C
Frecuencia de red	50/60 Hz
Dimensiones	18 mm (ancho) x 91 (alto) x 78.5 mm (profundidad)
Grado de protección	IP20

*Nota.* Extraído de la ficha técnica del interruptor termomagnético.

### **3.3.4 Estructura del monoposte**

El monoposte fotovoltaico está fabricado en material metálico y presenta una altura aproximada de 1.50 m respecto al nivel del suelo. Los módulos fotovoltaicos se encuentran montados sobre una estructura metálica ajustable, la cual permite regular el ángulo de inclinación en función de las condiciones de irradiancia solar y la latitud de la zona de estudio. La fijación de los paneles se realizó mediante pernos galvanizados, lo que garantiza la estabilidad mecánica del sistema. Asimismo, la estructura cuenta con un recubrimiento anticorrosivo tipo Galvanox, que asegura su resistencia frente a las condiciones ambientales del entorno, tales como humedad, radiación solar y variaciones térmicas.

## **3.4 Metodología de Investigación**

### **3.4.1 Tipo de investigación**

#### **Aplicada**

La presente investigación es de tipo aplicada, ya que emplea conocimientos científicos para resolver un problema específico relacionado con el comportamiento termoeléctrico de módulos fotovoltaicos en condiciones reales de operación en la región altiplánica de

Puno. En particular, busca determinar experimentalmente el coeficiente de temperatura  $\gamma_{Pmp}$ , con el fin de mejorar la precisión en el diseño, evaluación y dimensionamiento de sistemas solares instalados en altura y bajo irradiancia elevada.

### **3.4.2 Tipo de investigación**

#### **Experimental**

El diseño es de carácter experimental, dado que se realizaron mediciones directas de irradiancia, temperatura de célula, tensión y corriente sobre dos módulos fotovoltaicos operando en campo, sometidos a variación controlada de las condiciones ambientales propias de la zona. Estas mediciones permitieron observar el efecto térmico sobre la potencia máxima del módulo y calcular empíricamente el coeficiente  $\gamma_{Pmp}$  mediante procedimientos definidos en normas internacionales.

### **3.4.3 Método**

#### **Cuantitativo**

El enfoque de la investigación es cuantitativo, ya que se basa en el análisis numérico de las variables medidas durante el periodo de estudio: irradiancia solar ( $G$ ), temperatura de la célula ( $T_c$ ), tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ), corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ ) y potencia eléctrica generada. El procesamiento de los datos se realizó mediante la aplicación de ecuaciones matemáticas ampliamente empleadas en la literatura especializada para el análisis del desempeño térmico de módulos fotovoltaicos bajo condiciones reales de operación.

La potencia máxima fue calculada a partir de las variables eléctricas medidas y, con el fin de reducir la influencia de la variabilidad de la irradiancia solar, se aplicó una normalización por irradiancia. Posteriormente, la relación entre la variación relativa de la potencia máxima y la temperatura de la célula fue empleada para la determinación experimental del coeficiente de temperatura de la potencia máxima ( $\gamma_{Pmp}$ ), utilizando un modelo lineal tradicional que permite evaluar de manera independiente el efecto térmico sobre el desempeño del módulo fotovoltaico.

La adquisición de datos se realizó de forma continua durante un periodo de seis meses consecutivos, comprendido entre el 01 de septiembre de 2023 y el 29 de febrero de 2024.

Los registros se efectuaron diariamente dentro del intervalo horario de 10:00 a 14:30 h, correspondiente al periodo de mayor estabilidad de la irradiancia solar y operación cercana al punto de máxima potencia. Los datos fueron almacenados automáticamente por el sistema de adquisición y posteriormente procesados mediante promedios mensuales, con el fin de obtener valores representativos para el análisis del coeficiente de temperatura gamma, las pérdidas térmicas y la eficiencia del módulo fotovoltaico.

#### **Análisis de corriente y tensión:**

El análisis de corriente y tensión se realizó a partir de las mediciones experimentales de los valores instantáneos de corriente ( $I_{mp}$ ) y tensión ( $V_{mp}$ ) en el punto de máxima potencia de cada módulo fotovoltaico. Estas variables fueron registradas mediante sensores eléctricos calibrados y acondicionados mediante un convertidor analógico RMCA61BD para permitir su lectura precisa en el PLC Siemens LOGO!. Los valores adquiridos representan el comportamiento real del módulo bajo las condiciones ambientales del altiplano, y constituyen la base para el cálculo de la potencia medida y posterior normalización.

#### **Análisis de temperatura:**

Para el análisis térmico del desempeño de los módulos fotovoltaicos se empleó un enfoque experimental de campo, basado en la relación directa entre la potencia máxima entregada por el módulo y la temperatura de célula. La temperatura de célula ( $T_c$ ) se midió mediante sensores RTD PT100 de tres hilos, instalados en la parte posterior de cada módulo fotovoltaico, garantizando un adecuado contacto térmico y una medición representativa de la temperatura operativa real del panel.

Los registros experimentales se realizaron durante el intervalo horario de 10:00 a 14:30 h, periodo en el cual la irradiancia solar es elevada y relativamente estable en la región de estudio. Esta selección permitió minimizar la influencia de sombras, variaciones abruptas del ángulo solar y condiciones transitorias propias de las primeras y últimas horas del día, asegurando así datos más consistentes para el análisis del efecto de la temperatura sobre la potencia máxima del módulo.

#### **Pasos para el análisis y cálculo de coeficiente de temperatura Gamma ( $\gamma$ ):**

## Recolección de datos eléctricos

La recolección de datos eléctricos se realizó a partir de la medición de las variables fundamentales del sistema fotovoltaico.

**Variables medidas:** corriente (I), tensión (V), potencia ( $P = V \times I$ ) y temperatura del módulo (T).

**Herramienta:** se emplea un PLC con software Logosoft conectado mediante Ethernet, que almacena y registra las mediciones en intervalos definidos.

**Condiciones:** Las mediciones se realizaron en diferentes momentos del día, priorizando condiciones de buena irradiancia solar, con el fin de obtener valores representativos del funcionamiento del módulo fotovoltaico y asegurar la validez del análisis del desempeño eléctrico y térmico.

## Exportación y organización de datos

Los datos registrados por el sistema de adquisición fueron exportados en formato (.csv) y posteriormente organizados en tablas mediante el software Microsoft Excel. Para facilitar el análisis y la comparación entre periodos, los datos fueron procesados mediante promedios mensuales, obteniéndose una representación compacta y representativa del comportamiento de las variables medidas. Además de las series de  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ,  $T_c$  e irradiancia  $G$ , se calculó.

A partir de las series temporales de tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ), corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ ), temperatura de la célula ( $T_c$ ) e irradiancia solar ( $G$ ), se calculó la potencia eléctrica medida empleando la Ecuación (1):  $P = V_{mp} \times I_{mp}$  y la Con el fin de reducir la influencia de la variabilidad de la irradiancia solar sobre la potencia medida y analizar principalmente el efecto de la temperatura de la célula, la potencia fue normalizada respecto a una irradiancia de referencia de  $1000 \text{ W/ m}^2$ , mediante la siguiente Ecuación (9)  $P_{norm} = P \times \left(\frac{1000}{G}\right)$ .

Este procedimiento permite eliminar el efecto de fluctuaciones de la irradiancia solar sobre la potencia generada, de modo que la potencia normalizada representa el valor que entregaría el módulo fotovoltaico si, en el mismo instante de medición, la irradiancia

hubiese sido de 1000 W/ m<sup>2</sup>. De esta forma, es posible evaluar de manera más clara la influencia de la temperatura de la célula sobre el desempeño eléctrico del módulo.

### **Aplicación de la formula del coeficiente gamma**

De acuerdo al libro de (Zilles, 2012), la potencia máxima de salida de un módulo fotovoltaico disminuye conforme aumenta la temperatura de la célula, y dicha sensibilidad térmica puede expresarse mediante el coeficiente de temperatura de la potencia máxima, denominado coeficiente gamma ( $\gamma$ ). Este coeficiente representa la variación relativa de la potencia máxima por cada grado Celsius de incremento en la temperatura de la célula.

En el presente estudio, el coeficiente gamma se determinó utilizando el método experimental, a partir de la relación entre la variación de la potencia máxima medida y la variación de la temperatura de la célula respecto a una condición de referencia. Matemáticamente, el coeficiente se calculó mediante la siguiente ecuación (10).  $\gamma_{mp} = \left( \frac{\Delta P_{mp}}{\Delta T_c} \left( \frac{W}{^\circ C} \right) * \frac{1}{P_{mp.ref(W)}} \right)$ . El coeficiente se expresó en unidades de %/°C, indicando la pérdida relativa de potencia por cada grado Celsius de incremento en la temperatura de célula.

### **Análisis e interpretación**

Finalmente, el coeficiente  $\gamma_{Pmp}$  obtenido se interpretó comparándolo con el valor declarado por el fabricante y con los rangos reportados en literatura. Esta comparación permitió determinar la magnitud de las pérdidas térmicas reales y su impacto sobre la eficiencia del módulo en condiciones locales.

## **3.5 Técnicas de medición y equipos de adquisición de datos**

### **3.5.1 Técnicas**

Para la medición de las variables eléctricas y térmicas del sistema fotovoltaico se emplearon técnicas instrumentales basadas en la adquisición digital de datos, lo que permitió registrar de manera continua, automática y sincronizada las magnitudes de interés durante todo el periodo de estudio.

La irradiancia solar se determinó a partir de un módulo fotovoltaico de referencia de 10 W, utilizado como sensor indirecto. La señal de corriente generada por este módulo fue acondicionada y linealizada mediante un convertidor analógico RMCA61BD, permitiendo obtener un valor proporcional, estable y representativo de la radiación solar incidente. Esta técnica es ampliamente utilizada en sistemas experimentales debido a su simplicidad y confiabilidad en condiciones de campo.

La temperatura de la célula ( $T_c$ ) se midió mediante sensores de resistencia tipo RTD PT100, instalados en la parte posterior de cada módulo fotovoltaico. Esta ubicación permite obtener una medición cercana a la temperatura real de operación de las celdas, considerando las condiciones ambientales externas. Además, estos sensores se caracterizan por su alta precisión y estabilidad en mediciones térmicas.

Las variables eléctricas, como la tensión ( $V_{mp}$ ) y la corriente ( $I_{mp}$ ) en el punto de máxima potencia, se midieron mediante sensores eléctricos dedicados. Estas señales fueron posteriormente digitalizadas por un controlador lógico programable (PLC) Siemens LOGO!, el cual permitió la adquisición simultánea y el registro continuo de los datos, asegurando la sincronización temporal entre todas las variables medidas.

Para el procesamiento de los datos se empleó un enfoque experimental directo, basado en el cálculo de la potencia máxima a partir de las variables eléctricas registradas, así como en el análisis de su variación en función de la temperatura de la célula. Asimismo, se determinó el coeficiente de temperatura de la potencia máxima ( $\gamma_{Pmp}$ ) mediante relaciones matemáticas lineales comúnmente utilizadas en estudios experimentales de sistemas fotovoltaicos. Finalmente, el software Microsoft Excel fue utilizado como herramienta de apoyo para la organización, procesamiento y análisis estadístico de los datos adquiridos, permitiendo la elaboración de tablas, gráficos y tendencias necesarias para la interpretación de resultados.

### **3.5.2 Equipos**

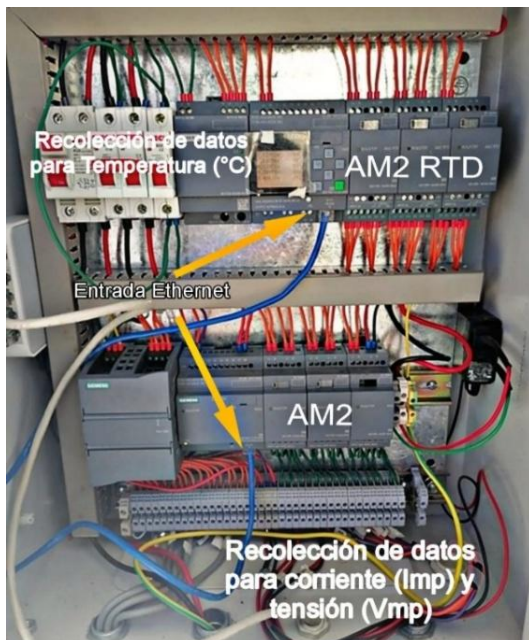
Los equipos utilizados incluyeron un módulo fotovoltaico de 10 W para la medición indirecta de la irradiancia solar. Se empleó un convertidor analógico RMCA61BD para el acondicionamiento de señales eléctricas, permitiendo obtener valores proporcionales y estables. La temperatura de la célula fotovoltaica se midió mediante sensores RTD PT100,

seleccionados por su precisión y confiabilidad. Asimismo, se utilizaron sensores para la medición de la tensión ( $V_{mp}$ ) y corriente ( $I_{mp}$ ) en el punto de máxima potencia.

El sistema de adquisición y procesamiento de datos se realizó mediante un PLC Siemens LOGO! con módulos de expansión analógicos AM2, encargados de digitalizar las señales. La alimentación fue suministrada por una fuente Siemens PM1207, garantizando estabilidad en el sistema. Adicionalmente, se utilizó un multímetro digital para la verificación de mediciones y una computadora portátil para el almacenamiento y procesamiento de datos mediante los softwares LogoSoft Comfort y Microsoft Excel.

### Figura 17

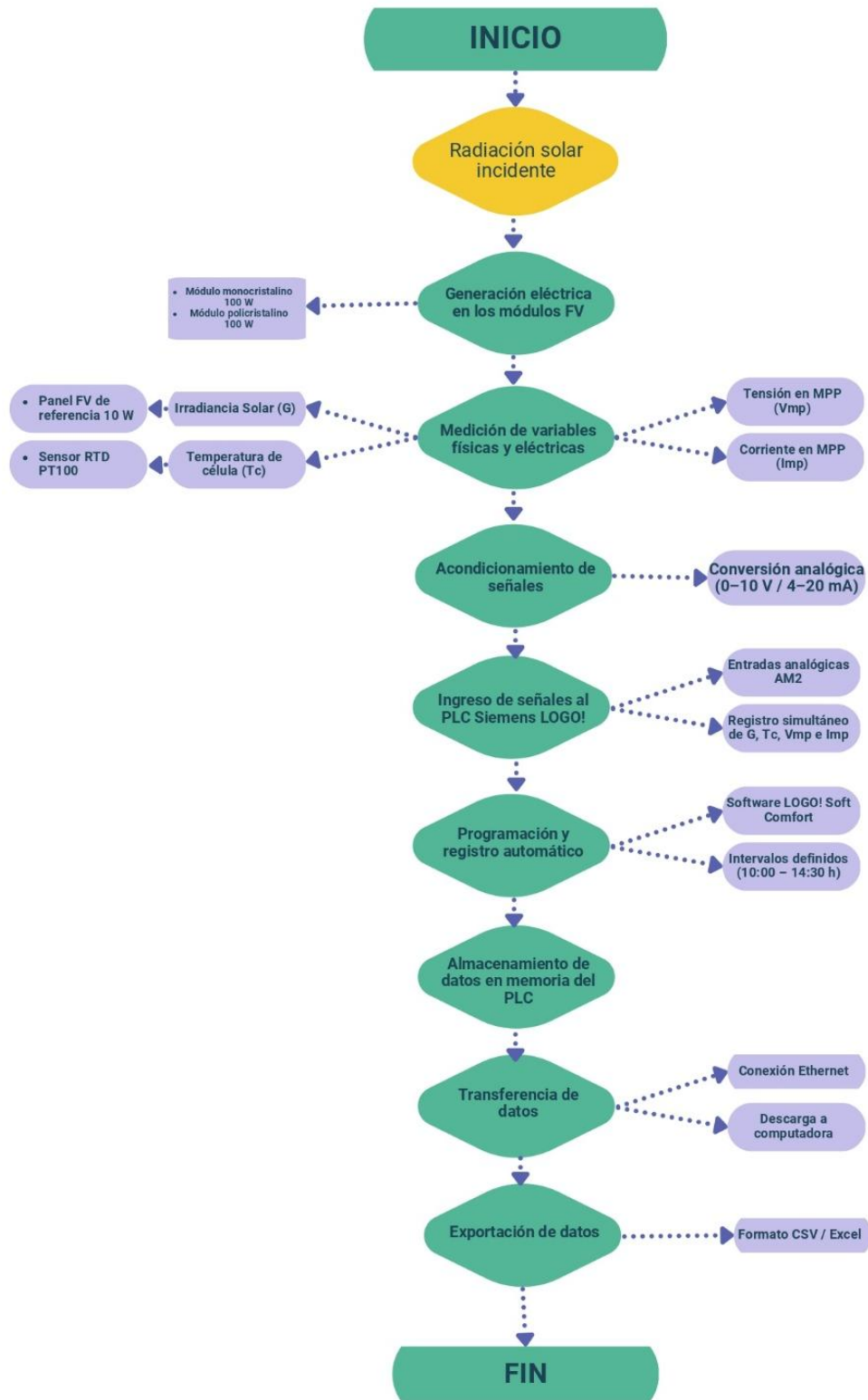
*Equipos de recolección de datos en el tablero.*



*Nota.* Elaboración propia

### Figura 18

*Diagrama de flujo.*



Nota. Elaboración propia

### **3.6 Recursos Informáticos**

Los recursos informáticos comprenden tanto los dispositivos físicos (hardware) como los sistemas operativos y plataformas digitales. En este estudio, se utilizó un PLC como componente clave de hardware, el cual almacena datos mediante el uso del software Logosoft, conectado a través de un cable Ethernet para su descarga. Asimismo, se empleó el programa Microsoft Excel como herramienta de software para procesar la información recopilada, calcular promedios y aplicar fórmulas matemáticas que permitieron determinar el coeficiente de temperatura.

### **3.7 Hipótesis de la Investigación**

#### **3.7.1 Hipótesis General**

La estimación del coeficiente de temperatura  $\gamma$  afectará negativamente en la variación de potencia máxima de salida en los 2 tipos de celdas fotovoltaicas de un monoposte fotovoltaico autónomo instalado en el Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

#### **3.7.2 Hipótesis Especifica**

El coeficiente de temperatura  $\gamma$  calculado en la región de Puno será mayor a comparación del coeficiente de temperatura  $\gamma$  proporcionado por el fabricante debido a la mayor incidencia solar en los 2 tipos de celdas fotovoltaicas.

El factor de pérdida será menor con respecto al coeficiente de temperatura  $\gamma$  calculado en los 2 tipos de celdas fotovoltaicas.

El módulo fotovoltaico monocristalino presenta un mejor desempeño energético que el módulo policristalino bajo condiciones reales de operación, evidenciado por una mayor potencia máxima y una mayor eficiencia, aun considerando el efecto de la temperatura de la célula.

### **3.8 Operacionalización de variables**

#### **Tabla 14**

*Operacionalización de la variable dependiente.*

<b>Variable Dependiente: Coeficiente de Temperatura Gamma (<math>\gamma_{Pmp}</math>)</b>			
<b>Definición</b>	<b>Dimensión</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Unidad</b>
El coeficiente de temperatura gamma ( $\gamma_{Pmp}$ ) expresa la variación relativa (%) de la potencia máxima del módulo por cada grado Celsius de cambio en la temperatura de célula. Permite cuantificar la pérdida térmica del módulo en condiciones reales de operación.	Sensibilidad Térmica del Módulo FV	Coeficiente de temperatura de la potencia máxima ( $\gamma_{Pmp}$ )	%/°C
		Pérdidas térmicas relativas	%
		Potencia normalizada ( $P_{norm}$ )	W
		Temperatura de célula ( $T_c$ )	°C

*Nota.* Elaboración propia

**Tabla 15**

*Operacionalización de la variable independiente.*

<b>Variable Independiente: Temperatura de Célula (<math>T_c</math>)</b>			
<b>Definición</b>	<b>Dimensión</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Unidad</b>
Los paneles solares, captan la energía que proporciona el sol convirtiéndola en electricidad, de los tipos principales de celdas fotovoltaicas de silicio tenemos a los monocristalinos y policristalinos, tecnología de fabricación del panel solar, la cual influye en su	Temperatura de operación de la Célula FV	Temperatura de célula ( $T_c$ )	°C
		Variación térmica respecto a STC ( $T_c - 25$ )	°C
	Condiciones operativas	Irradiancia incidente (G)	W/ m <sup>2</sup>
		Hora solar de medición	-
		Condiciones ambientales (cielo despejado)	-

comportamiento eléctrico y térmico.

*Nota.* Elaboración propia

**Tabla 16**

*Operacionalización de la variable interviniente de la irradiancia solar.*

<b>Variable Interviniente: Irradiancia solar</b>			
<b>Definición</b>	<b>Dimensión</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Instrumentos</b>
La irradiancia solar (G) es la radiación solar incidente sobre el plano del módulo fotovoltaico. Influye directamente en la potencia generada y puede introducir variabilidad en los valores de $V_{mp}$ , $I_{mp}$ y $P_{mp}$ . En esta investigación se considera una variable interviniente que se registra para controlar su efecto durante el análisis del desempeño térmico.	Radiación solar incidente	Irradiancia (G)  Registro de datos	Panel fotovoltaico de 10 W  Convertidor analógico RMCA61BD

*Nota.* Elaboración propia

### 3.9 Presupuesto del proyecto

El presupuesto del presente trabajo de investigación contempla los costos asociados a la adquisición de equipos, materiales, servicios y gastos operativos necesarios para la implementación del sistema de medición y el desarrollo experimental del estudio.

El detalle del presupuesto se presenta en la Tabla 17, considerando equipos principales, materiales de escritorio y servicios logísticos requeridos para la recolección y procesamiento de los datos experimentales.

**Tabla 17***Presupuesto del proyecto de investigación.*

Ítem	Cantidad	Costo unitario	Costo total
<b>1. Equipamiento</b>			
Panel solar 10 W	1	S/ 100.00	S/ 100.00
Barras metálicas y accesorios	1	S/ 130.00	S/ 130.00
Tablero de control metálico de 20x30cm	1	S/ 40.00	S/ 40.00
Módulo de expansión Analógica PLC	1	S/ 500.00	S/ 500.00
logo			
Cables conductores	3	S/ 13.00	S/ 39.00
Convertidor analógico Schneider Electric RMCA61BD	1	S/ 630.00	S/ 630.00
<b>Sub total</b>			<b>S/ 1,439.00</b>
<b>2. Materiales de escritorio</b>			
Libreta de campo	1	S/ 30.00	S/ 30.00
Tarjeta de memoria	2	S/ 21.00	S/ 42.00
USB	1	S/ 45.00	S/ 45.00
<b>Sub total</b>			<b>S/ 117.00</b>
<b>3. Servicios</b>			
Transporte y comida (mensual)	6	S/ 60.00	S/ 360.00
Impresión	1	S/ 200.00	S/ 200.00
<b>Sub total</b>			<b>S/ 560.00</b>
<b>TOTAL</b>			<b>S/ 2,116.00</b>

*Nota.* Elaboración propia

El costo total estimado para la ejecución de la investigación asciende a S/ 2,116.00, monto que permitió la implementación adecuada del sistema de medición, el registro continuo de variables eléctricas y térmicas, y el análisis de los resultados obtenidos.

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIONES

#### 4.1 Aspectos Generales

En este capítulo se presentan y discuten los resultados de la evaluación experimental realizada en un monoposte fotovoltaico autónomo instalado en el Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética (IERyEE), ubicado en Ayabacas, Juliaca. Este sistema cuenta con dos módulos fotovoltaicos de 100 W: uno policristalino y otro monocristalino. El objetivo principal fue medir y entender cómo la temperatura de las celdas afecta la potencia máxima que pueden entregar, a través del llamado coeficiente de temperatura gamma ( $\gamma$ ).

La tabla 18 resume los parámetros eléctricos nominales de los módulos utilizados. Aunque ambos módulos presentan diferencias mínimas en  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$ , ambos están diseñados para entregar una potencia nominal de 100 W bajo condiciones estándar de prueba (STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C).

**Tabla 18**

*Resumen de parámetros de los módulos fotovoltaicos.*

Cantidad	Tecnología	Parámetros		
		$V_{mp}$	$I_{mp}$	Potencia (W)
1	Silicio Monocristalino	18.3	5.47	100
1	Silicio Policristalino	18.2	5.50	100

*Nota.* Parámetros eléctricos obtenidos de la ficha técnica del fabricante bajo condiciones estándar de prueba (STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C y AM1.5). Elaboración propia.

Con el fin de garantizar la validez física y la consistencia de los resultados obtenidos, los datos experimentales registrados fueron sometidos a un proceso adicional de depuración. Inicialmente, se seleccionaron las mediciones correspondientes al intervalo horario comprendido entre las 10:00 y las 14:30 h, periodo en el cual la irradiancia solar presenta mayor estabilidad y el sistema fotovoltaico opera de forma más cercana al punto de máxima potencia.

Posteriormente, se aplicaron criterios cuantitativos de selección de datos para eliminar registros asociados a condiciones no representativas de operación estable. En particular, se descartaron las mediciones que presentaban valores de irradiancia solar inferiores a 700 W/m<sup>2</sup> o superiores a 1200 W/m<sup>2</sup>, así como aquellas con temperaturas de célula inferiores a 30 °C. Estos rangos fueron establecidos considerando condiciones típicas de operación real del módulo fotovoltaico bajo irradiancia elevada y con el objetivo de evitar la inclusión de datos afectados por nubosidad transitoria, sombras parciales o condiciones atípicas de medición.

Asimismo, se eliminaron registros incompletos o con valores faltantes en las variables eléctricas, garantizando que cada fila de datos contara con información válida de potencia máxima tanto para el módulo policristalino como para el monocristalino.

Este procedimiento permitió reducir la dispersión de los datos y asegurar que el análisis del coeficiente de temperatura gamma se realizara únicamente sobre mediciones confiables y físicamente consistentes.

Como resultado de este proceso de depuración, el conjunto de datos final utilizado en el análisis presenta valores de irradiancia mostrada en la tabla 18 y temperatura más representativos de las condiciones reales de operación del sistema fotovoltaico en la tabla 19, lo que explica las diferencias observadas respecto a los valores preliminares obtenidos antes de la aplicación de dichos criterios.

Para analizar el comportamiento real de los módulos, se consideró únicamente el intervalo de 10:00 a 14:30 h, correspondiente al periodo de mayor estabilidad solar. En este rango horario, la irradiancia mensual promedio osciló entre 947.40 y 1023.75 W/ m<sup>2</sup> tabla 19, mientras que la temperatura de célula se situó entre 43.47 y 50.19 °C tabla 20. Estos valores son representativos del clima del altiplano, caracterizado por alta irradiancia y temperaturas moderadamente elevadas sobre los módulos, lo cual contribuye a una reducción térmica de la potencia respecto a las condiciones STC.

**Tabla 19***Resumen de la irradiancia en el plano inclinado – mensual (2023-2024).*

AÑO	MESES	Irradiancia en el plano inclinado (W/m <sup>2</sup> )
2023	Setiembre	983.54
	Octubre	1023.75
	Noviembre	949.94
	Diciembre	958.86
2024	Enero	947.40
	Febrero	992.17

*Nota.* Valores promedio mensuales de irradiancia en el plano inclinado, registrados entre septiembre de 2023 y febrero de 2024, en el intervalo horario de 10:00 a 14:30 h, en el centro poblado de Ayabacas, Juliaca. Elaboración propia.

**Tabla 20***Resumen de la temperatura de los paneles (°C) – mensual (2023-2024).*

Temperatura de los paneles (C°)			
AÑO	MESES	Policristalino	Monocristalino
2023	Setiembre	46.76	43.47
	Octubre	50.19	49.84
	Noviembre	47.60	46.86
	Diciembre	47.73	46.24
2024	Enero	49.57	46.60
	Febrero	49.80	47.61
<b>PROMEDIO</b>		<b>48.61</b>	<b>46.77</b>

*Nota.* Promedios mensuales de temperatura de célula registrados entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 (10:00–14:30 h). Elaboración propia.

**Tensión en el punto de máxima potencia (V<sub>mp</sub>)**

En la Tabla 21 se presentan los valores promedio mensuales de la tensión en el punto de máxima potencia (V<sub>mp</sub>) para los módulos fotovoltaicos policristalino y monocristalino

durante el periodo de estudio. Se observa una tendencia a la disminución de  $V_{mp}$  en los meses en los que se registran mayores temperaturas de célula, lo cual concuerda con el comportamiento térmico característico de los módulos de silicio cristalino, donde el voltaje presenta una relación inversa con la temperatura de operación.

Asimismo, la diferencia de  $V_{mp}$  entre ambas tecnologías es reducida a lo largo del periodo analizado, lo que es consistente con la similitud de sus parámetros eléctricos nominales y confirma que la variación del voltaje está dominada principalmente por el efecto térmico más que por el tipo de tecnología fotovoltaica.

**Tabla 21**

*Resumen de la tensión ( $V_{mp}$ ) de los paneles – mensual (2023-2024).*

Año	Meses	Tensión ( $V_{mp}$ )	
		Policristalino (Volt)	Monocristalino (Volt)
2023	Setiembre	17.637	17.832
	Octubre	17.557	17.769
	Noviembre	17.479	17.682
	Diciembre	17.099	17.204
2024	Enero	17.505	17.389
	Febrero	17.864	17.924

*Nota.* Promedios mensuales de  $V_{mp}$  registrados entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 (10:00–14:30 h). Elaboración propia.

### **Corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ )**

La Tabla 22 presenta los valores promedio mensuales de la corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ ) para ambos sistemas. A diferencia de la tensión, la corriente muestra una dependencia más directa de la irradiancia solar que de la temperatura de la célula, lo cual es consistente con el comportamiento característico de los módulos de silicio cristalino.

Se observa una disminución de  $I_{mp}$  durante los meses en los que la irradiancia promedio es menor, particularmente entre noviembre y enero, mientras que en febrero se aprecia una recuperación de la corriente asociada al incremento de la radiación solar. Las diferencias entre ambas tecnologías son reducidas a lo largo del periodo analizado, lo que indica un comportamiento eléctrico similar bajo las mismas condiciones de operación.

**Tabla 22***Resumen de la corriente (Imp) de los paneles – mensual (2023-2024).*

Año	Meses	Corriente (Imp)	
		Policristalino (Amp)	Monocristalino (Amp)
2023	Setiembre	5.225	5.192
	Octubre	5.176	5.168
	Noviembre	4.922	4.873
	Diciembre	4.737	4.699
2024	Enero	4.496	4.568
	Febrero	4.722	4.672

*Nota.* Promedios mensuales de Imp registrados entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 (10:00–14:30 h). Elaboración propia.

#### **4.2 Resultados de la determinación la influencia del coeficiente de temperatura gamma en la variación de la potencia máxima de salida en dos tipos de celdas fotovoltaicas.**

En esta sección se presentan los resultados experimentales obtenidos para los dos módulos fotovoltaicos de silicio cristalino (monocristalino y policristalino) instalados en el monoposte del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética (IERyEE), durante el periodo comprendido entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 en la franja de 10:00 a 14:30.

A partir de las mediciones eléctricas mencionadas en la tabla 20 y 21 de tensión y corriente en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$  e  $I_{mp}$ ) se calculó la potencia instantánea como  $P = V_{mp} \times I_{mp}$ . Con el fin de evaluar el efecto de la temperatura de la célula sobre la potencia máxima generada, el análisis se realizó considerando directamente los valores medidos de potencia bajo condiciones reales de operación, sin aplicar procedimientos de corrección por irradiancia. Este enfoque permite analizar el comportamiento térmico del módulo en campo, donde la potencia entregada resulta de la interacción simultánea entre irradiancia y temperatura.

#### **Potencia máxima medida (Pmp):**

La potencia instantánea calculada a partir de  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$  se resume en la tabla 23. En general, se observa una reducción de la potencia máxima en los meses en los que la

temperatura de la célula alcanza valores más elevados, lo que evidencia la presencia de pérdidas térmicas características de los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino.

En promedio, el módulo policristalino presenta valores de potencia máxima ligeramente superiores a los del módulo monocristalino, aunque las diferencias no superan el 2 %. Esta variación se asocia principalmente a un leve incremento de la corriente en el punto de máxima potencia del módulo policristalino durante el periodo de estudio.

**Tabla 23**

*Resumen de la Potencia (Pmp) de los paneles – mensual (2023-2024).*

Año	Meses	Potencia (Pmp)	
		Policristalino (Watt)	Monocristalino (Watt)
2023	<b>Setiembre</b>	92.127	92.560
	<b>Octubre</b>	90.887	91.842
	<b>Noviembre</b>	86.037	86.158
	<b>Diciembre</b>	81.042	80.894
2024	<b>Enero</b>	78.814	79.538
	<b>Febrero</b>	84.342	83.737

*Nota.* Promedios mensuales de Pmp registrados entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 (10:00–14:30 h). Elaboración propia.

### **Potencia ajustada por irradiancia a 1000W/m<sup>2</sup>**

En la tabla 24 se presentan los valores promedio mensuales de la potencia máxima ajustada por irradiancia, obtenida a partir de la relación entre la potencia medida y la irradiancia incidente. Este procedimiento permite reducir el efecto de la variabilidad diaria de la radiación solar y facilita la comparación del desempeño de los módulos entre diferentes meses. Una vez aplicado este ajuste, se observa que las variaciones mensuales de la potencia se asocian principalmente a los cambios en la temperatura de la célula, evidenciando la influencia del efecto térmico sobre la potencia máxima de salida. En promedio, ambos módulos presentan valores de potencia ajustada cercanos a 89 W, lo que confirma la presencia de pérdidas térmicas respecto a la potencia nominal bajo condiciones reales de operación en el altiplano de Puno.

**Tabla 24**

*Resumen de la Potencia Normalizada (Pnorm) de los paneles – mensual (2023-2024).*

Año	Meses	Potencia (Pnorm)	
		Policristalino (Watt)	Monocristalino (Watt)
2023	Setiembre	95.742	96.223
	Octubre	90.218	91.252
	Noviembre	92.483	92.633
	Diciembre	85.933	84.365
2024	Enero	84.912	85.725
	Febrero	86.546	85.956
<b>PROMEDIO</b>		<b>89.3</b>	<b>89.4</b>

*Nota.* Promedios mensuales de potencia corregida a 1000 W/ m<sup>2</sup> obtenidos entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 (10:00–14:30 h). Elaboración propia.

#### **4.2.1 Interpretación técnica de los coeficientes de temperatura ( $\gamma_{Pmp}$ ) del módulo fotovoltaico policristalino de (100W)**

En esta investigación, el coeficiente de temperatura de la potencia máxima ( $\gamma_{Pmp}$ ) del módulo fotovoltaico policristalino de 100 W se determinó de forma global, utilizando el conjunto completo de datos registrados entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 de 10:00 - 14:30 h, con el objetivo de obtener un valor representativo del comportamiento térmico en condiciones reales de operación en Puno.

A partir de las mediciones de tensión y corriente en el punto de máxima potencia, se calculó la potencia máxima medida  $P_{mp}$  mostrado en la tabla 23, luego para reducir el efecto de la variabilidad de la irradiancia en la comparación, se empleó la potencia ajustada por irradiancia  $P_{norm}$  mostrado en la tabla 24, y la variable  $T_c$  mostrado en la tabla 19.

#### **Cálculo global de $\gamma_{Pmp}$**

El coeficiente  $\gamma_{Pmp}$  se estimó tomando como referencia la condición estándar de temperatura 25°C y la potencia nominal del módulo policristalino  $P_{stc}=100W$ . Para ello se aplicó la Ecuación (14).

$$\gamma_{mp} = \left( \frac{\frac{P_{norm}}{P_{STC}} - 1}{T_c - 25} \right) \times 100 (\%/^{\circ}C) \quad (14)$$

$$\gamma_{mp} = \left( \frac{\frac{89.3}{100} - 1}{48.61 - 25} \right) \times 100 (\%/^{\circ}C) \quad (15)$$

$$\gamma_{mp} = -45 \%/^{\circ}C \quad (16)$$

El valor obtenido indica que, bajo condiciones reales de operación en el altiplano de Puno, la potencia máxima del módulo policristalino disminuye aproximadamente 0.45 % por cada incremento de 1 °C en la temperatura de célula. Este resultado es consistente con el comportamiento típico de módulos de silicio cristalino, donde el aumento de temperatura reduce principalmente el voltaje y, en consecuencia, la potencia máxima de salida.

#### **4.2.2 Interpretación técnica de los coeficientes de temperatura ( $\gamma_{Pmp}$ ) del módulo fotovoltaico monocristalino de (100W)**

En el caso del módulo fotovoltaico monocristalino de 100 W, el coeficiente de temperatura de la potencia máxima ( $\gamma_{Pmp}$ ) se determinó de manera global, empleando el conjunto total de datos registrados entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 de 10:00–14:30 h, con el propósito de obtener un valor representativo del comportamiento térmico del módulo bajo condiciones reales de operación en la región de Puno.

##### **Cálculo global de $\gamma_{Pmp}$**

El coeficiente  $\gamma_{Pmp}$  se estimó tomando como referencia la condición estándar de temperatura 25°C y la potencia nominal del módulo monocristalino  $P_{stc}=100W$ . Para ello se aplicó la Ecuación (17).

$$\gamma_{mp} = \left( \frac{\frac{P_{norm}}{P_{STC}} - 1}{T_c - 25} \right) \times 100 (\%/^{\circ}C) \quad (17)$$

$$\gamma_{mp} = \left( \frac{\frac{89.36}{100} - 1}{47.27 - 25} \right) \times 100 \text{ (\%/}^\circ\text{C)} \quad (18)$$

$$\gamma_{mp} = -48 \text{ \%/}^\circ\text{C} \quad (19)$$

El valor obtenido indica que la potencia máxima del módulo monocristalino disminuye aproximadamente 0.48 % por cada incremento de 1 °C en la temperatura de célula bajo condiciones reales de operación. En términos físicos, esta pérdida se asocia principalmente a la disminución del voltaje del módulo a medida que aumenta la temperatura, comportamiento característico de las tecnologías de silicio cristalino.

#### 4.2.3 Discusión comparativa entre el policristalino y monocristalino

El objetivo general de la investigación fue determinar experimentalmente el coeficiente de temperatura de la potencia máxima  $\gamma_{Pmp}$  de módulos fotovoltaicos policristalinos y monocristalinos de 100 W instalados en un monoposte fotovoltaico autónomo del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética, ubicado en la localidad de Ayabacas, región Puno. A partir del análisis global de los datos registrados entre septiembre de 2023 y febrero de 2024, se obtuvieron valores de  $\gamma_{Pmp}$  -0.45 %/°C para el módulo policristalino y -0.48 %/°C para el módulo monocristalino.

Estos resultados evidencian que, bajo las condiciones climáticas propias de Ayabacas, caracterizadas por elevada irradiancia solar y temperaturas de célula superiores a las condiciones estándar, la potencia máxima de salida de ambos módulos disminuye de forma progresiva con el incremento de la temperatura. La diferencia observada entre tecnologías es pequeña, pero consistente, mostrando una mayor sensibilidad térmica en el módulo monocristalino.

Desde el punto de vista del comportamiento físico del silicio cristalino, esta diferencia se explica por la mayor dependencia del voltaje con la temperatura en los módulos monocristalinos, lo que genera una reducción ligeramente mayor de la potencia máxima ante incrementos térmicos. En contraste, el módulo policristalino presenta una respuesta térmica levemente menos pronunciada, reflejada en un coeficiente gamma menos negativo.

Los coeficientes obtenidos se encuentran dentro del rango reportado en la literatura para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, lo que confirma la validez de los resultados experimentales. En el contexto específico de Ayabacas, estos valores demuestran que el efecto de la temperatura de la célula es un factor determinante en el desempeño de los módulos fotovoltaicos, por lo que su consideración resulta esencial para la correcta evaluación y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos en la zona.

#### 4.3 Resultados de la comparación de los datos de coeficiente de temperatura gamma proporcionado por el fabricante con respecto a los datos calculados.

En la tabla 25 se presenta la comparación entre los coeficientes de temperatura de la potencia máxima  $\gamma_{Pmp}$  proporcionados por el fabricante y los valores determinados experimentalmente en campo para los módulos fotovoltaicos policristalino y monocristalino instalados en Ayabacas.

Para el módulo policristalino, el coeficiente de temperatura determinado en campo fue de  $-0.45 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ , mientras que el valor reportado en la ficha técnica es de  $-0.40 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ , lo que representa una diferencia absoluta de  $-0.053 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ . En términos relativos, esta diferencia corresponde a un sesgo del 13.25 %, indicando que el valor de ficha subestima la sensibilidad térmica real del módulo bajo condiciones de operación locales.

En el caso del módulo monocristalino, el coeficiente de temperatura experimental fue de  $-0.48 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ , frente a un valor de ficha técnica de  $-0.45 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ , con una diferencia de  $-0.028 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ , equivalente a un sesgo relativo del 6.19 %.

**Tabla 25**

*Cuadro comparativo del coeficiente de temperatura ( $\gamma$ ) de campo y la ficha del policristalino – mensual (2023-2024).*

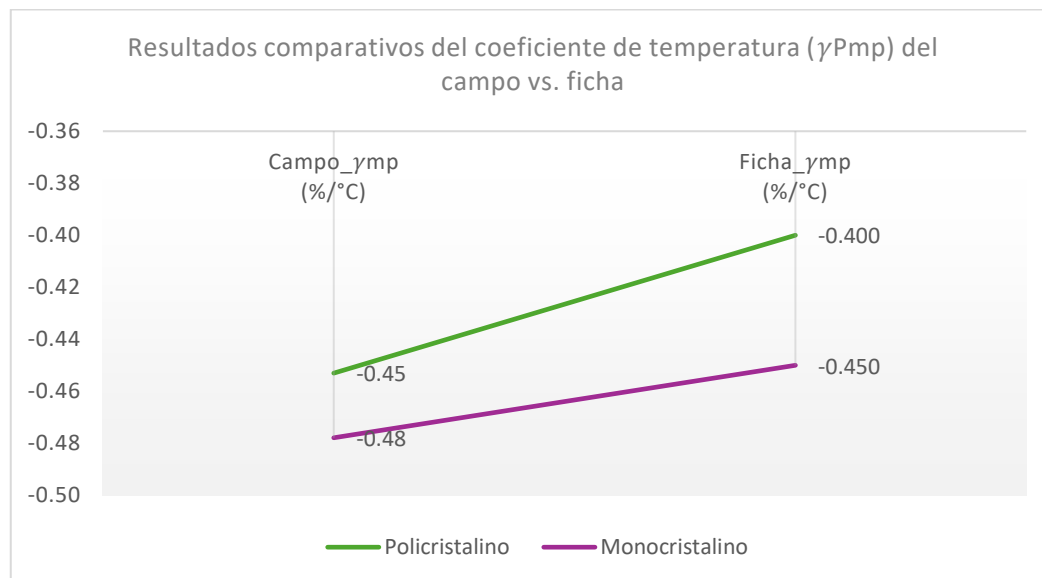
<b>Cuadro comparativo del Coeficiente de Temperatura (<math>\gamma_{Pmp}</math>)</b>				
<b>Tecnología</b>	<b>Campo_<math>\gamma_{mp}</math></b> <b>(%/°C)</b>	<b>Ficha_<math>\gamma_{mp}</math></b> <b>(%/°C)</b>	<b><math>\Delta</math> (Campo - Ficha)</b>	<b>Sesgo Relativo</b> <b>(%)</b>
<b>Policristalino</b>	-0.45	-0.400	-0.053	13.254
<b>Monocristalino</b>	-0.48	-0.450	-0.028	6.194

*Nota.* Comparación de  $\gamma_{Pmp}$  de campo y ficha técnica del módulo policristalino (septiembre 2023 – febrero 2024, 10:00–14:30 h). Elaboración propia.

En ambos casos, los coeficientes determinados experimentalmente resultaron más negativos que los valores proporcionados por el fabricante, evidenciando una mayor pérdida de potencia por efecto de la temperatura de la célula en condiciones reales de operación.

### Figura 19

*Resultados comparativos del Coeficiente de Temperatura ( $\gamma_{Pmp}$ ) del Campo vs. Ficha - Monocristalino.*



*Nota.* Elaboración propia

#### 4.3.1 Discusión de la diferencia entre el coeficiente de temperatura gamma de ficha técnica y el determinado en el campo

La comparación entre los coeficientes de temperatura determinados experimentalmente y los valores de ficha técnica evidencia que los módulos fotovoltaicos operan con una mayor sensibilidad térmica bajo las condiciones reales del altiplano de Ayabacas. En particular, el módulo policristalino presenta un sesgo relativo mayor 13.25 % en comparación con el monocristalino 6.19 %, lo que sugiere que la tecnología policristalina es más susceptible a desviaciones respecto a los parámetros nominales declarados por el fabricante cuando opera en ambientes de alta irradiancia y elevada temperatura de célula.

Estas diferencias pueden atribuirse a que los valores de ficha técnica son obtenidos bajo condiciones estándar de laboratorio (STC), las cuales no representan completamente las condiciones ambientales reales de Ayabacas, donde la combinación de alta irradiancia, elevada altitud y menor enfriamiento convectivo incrementa la temperatura de operación de los módulos.

El menor sesgo observado en el módulo monocristalino indica que esta tecnología presenta un comportamiento térmico más cercano al valor nominal especificado por el fabricante, aunque igualmente se observa una subestimación del efecto térmico cuando se emplean exclusivamente los coeficientes de ficha técnica para el análisis del desempeño real.

#### **4.4 Resultados de la determinación del factor de pérdida asociado al coeficiente de temperatura gamma en dos tipos de celdas fotovoltaicas.**

En esta sección se presentan los resultados del factor de pérdida de potencia asociado al efecto de la temperatura de la célula, calculado a partir de los coeficientes de temperatura gamma  $\gamma_{mp}$  determinados experimentalmente para los módulos fotovoltaicos policristalino y monocristalino instalados en Ayabacas.

El factor de pérdida térmica se estimó considerando la diferencia entre la temperatura promedio de operación de la célula y la temperatura de referencia de 25 °C, aplicando el coeficiente  $\gamma_{mp}$  correspondiente a cada tecnología. De este modo, se obtuvo el porcentaje de reducción de la potencia máxima atribuible exclusivamente al incremento de la temperatura de la célula.

La pérdida térmica relativa de la potencia se estimó mediante un modelo lineal alrededor de la condición de referencia de 25 °C, empleando la ecuación (4)  $L_{tem} = \gamma_{mp} \cdot (T_c - 25^\circ C)$ . Esta formulación es de uso común en modelos de simulación fotovoltaica ampliamente difundidos como PVWatts (NREL) y PVsyst, y se basa en la relación aproximadamente lineal entre la variación de la potencia máxima y la temperatura de la célula para módulos de silicio cristalino. El modelo permite cuantificar de forma directa la pérdida relativa de potencia atribuible al incremento de la temperatura de operación respecto a la condición de referencia.

## Módulo fotovoltaico policristalino

Para el módulo policristalino, con un coeficiente de temperatura  $\gamma_{pmp} = -0.45\%/^{\circ}C$ , los resultados mensuales muestran factores de pérdida térmica comprendidos entre -9.86 % y -11.41 %. El mayor nivel de pérdida se registró en los meses con mayor temperatura de célula promedio, particularmente en octubre y febrero. El valor promedio del periodo de estudio fue de -10.69 %, correspondiente a una temperatura media de célula de 48.61 °C como se muestra en la tabla 26.

**Tabla 26**

*Resumen de promedios mensuales de las pérdidas por el efecto de temperatura del policristalino – mensual (2023-2024).*

<b>Factor de pérdida por el efecto de temperatura del Policristalino</b>			
<b>MESES</b>	<b>Temperatura de la celda FV (°C)</b>	<b>Coeficiente de temperatura Gamma <math>\gamma_{mp}</math> (%/°C)</b>	<b>Factor de pérdidas medias (%)</b>
<b>Setiembre</b>	46.76	-0.45	-9.86%
<b>Octubre</b>	50.19	-0.45	-11.41%
<b>Noviembre</b>	47.60	-0.45	-10.24%
<b>Diciembre</b>	47.73	-0.45	-10.30%
<b>Enero</b>	49.57	-0.45	-11.13%
<b>Febrero</b>	49.80	-0.45	-11.23%
<b>PROMEDIO</b>	<b>48.61</b>	<b>-0.45</b>	<b>-10.69%</b>

*Nota.* Promedios mensuales de pérdidas térmicas calculadas con  $\gamma_{Pmp}$  y  $T_c$  (septiembre 2023 – febrero 2024, 10:00–14:30 h). Elaboración propia.

Para el módulo monocristalino, con un coeficiente de temperatura  $\gamma_{pmp} = -0.48\%/^{\circ}C$ , los resultados mensuales muestran factores de pérdida térmica comprendidos entre -10.15 % y -11.87 %. Al igual que en el módulo policristalino, los mayores valores de pérdida se presentaron en los meses con temperaturas de célula más elevadas.

El factor de pérdida térmica promedio para el periodo analizado fue de -10.64 %, asociado a una temperatura promedio de célula de 47.27 °C como se muestra en la tabla 26.

**Tabla 27**

*Resumen de promedios mensuales de las pérdidas por el efecto de temperatura del monocristalino – mensual (2023-2024).*

<b>Factor de pérdida por el efecto de temperatura del Monocristalino</b>			
<b>MESES</b>	<b>Temperatura de la celda FV (°C)</b>	<b>Coefficiente de temperatura Gamma <math>\gamma_{mp}</math> (%/°C)</b>	<b>Factor de pérdidas medias (%)</b>
<b>Setiembre</b>	46.47	-0.48	-10.26%
<b>Octubre</b>	49.84	-0.48	-11.87%
<b>Noviembre</b>	46.86	-0.48	-10.44%
<b>Diciembre</b>	46.24	-0.48	-10.15%
<b>Enero</b>	46.60	-0.48	-10.32%
<b>Febrero</b>	47.61	-0.48	-10.80%
<b>PROMEDIO</b>	<b>47.27</b>	<b>-0.48</b>	<b>-10.64%</b>

*Nota.* Promedios mensuales de pérdidas térmicas calculadas con  $\gamma_{Pmp}$  y  $T_c$  (septiembre 2023 – febrero 2024, 10:00–14:30 h). Elaboración propia.

### **Comparación general**

Los resultados muestran que ambos tipos de módulos presentan pérdidas térmicas promedio del orden del 10 % bajo condiciones reales de operación en Ayabacas. Si bien el módulo monocristalino presenta un coeficiente de temperatura ligeramente más negativo, el factor de pérdida promedio resulta similar al del módulo policristalino, debido a las diferencias observadas en la temperatura media de operación de la célula.

#### **4.4.1 Discusión del factor de pérdida por efecto de la temperatura en los módulos fotovoltaicos**

Los resultados muestran que la temperatura de la célula tiene un efecto significativo sobre la potencia máxima de los módulos fotovoltaicos instalados en Ayabacas. A partir de los coeficientes de temperatura determinados experimentalmente, se obtuvieron pérdidas

térmicas promedio de -10.69 % para el módulo policristalino y -10.64 % para el módulo monocristalino durante el periodo de estudio.

Estas pérdidas se explican por las condiciones ambientales propias de la zona, donde la alta irradiancia solar durante las horas centrales del día eleva considerablemente la temperatura de la célula por encima de la temperatura de referencia de 25 °C. En este contexto, el incremento térmico genera una reducción directa de la potencia máxima de salida en ambos tipos de módulos.

Aunque el módulo monocristalino presenta un coeficiente de temperatura ligeramente más negativo, el factor de pérdida térmica promedio resulta similar al del módulo policristalino, debido a que la temperatura media de operación fue ligeramente menor. Esto indica que, bajo las condiciones reales de operación evaluadas, ambas tecnologías presentan un comportamiento térmico comparable.

En conjunto, los resultados confirman que el efecto de la temperatura de la célula constituye un factor relevante de pérdida de potencia en sistemas fotovoltaicos instalados en Ayabacas, por lo que debe ser considerado en la evaluación del desempeño y el diseño de sistemas fotovoltaicos en la región.

#### **4.5 Resultados del cálculo de la eficiencia en la potencia máxima de salida considerando el efecto de la temperatura de la célula, cuantificada mediante el coeficiente de temperatura gamma.**

En esta sección se presentan los resultados del cálculo de la eficiencia energética en la potencia máxima de salida de los módulos fotovoltaicos policristalino y monocristalino de 100 W instalados en Ayabacas, considerando el efecto de la temperatura de la célula a través del coeficiente de temperatura gamma  $\gamma_{Pmp}$  determinado experimentalmente. La eficiencia energética se calculó a partir de la relación entre la potencia máxima efectiva del módulo, afectada por la temperatura de operación, y la potencia solar incidente sobre el área activa del panel, de acuerdo con la Ecuación,  $\eta_{mod} = \frac{P_{mp}}{G \cdot A_C}$ .

En el cálculo de la eficiencia energética se consideró el área efectiva del módulo fotovoltaico correspondiente a la superficie del panel solar policristalina y monocristalina. El área se obtuvo a partir de las dimensiones físicas del panel, las cuales son 1130 mm ×

668 mm × 35 mm. Para el cálculo del área frontal expuesta a la irradiancia se utilizaron únicamente las dimensiones de largo y ancho, convirtiéndolas a metros, dando como resultado 0.75 m<sup>2</sup>

### Resultados para el módulo policristalino

De acuerdo con la tabla 28, la eficiencia de conversión del módulo fotovoltaico policristalino presentó valores comprendidos entre 11.63% y 13.04% durante el periodo septiembre 2023 - febrero 2024. El valor máximo de eficiencia 13.04% se registró en los meses de septiembre y noviembre, coincidiendo con temperaturas de célula relativamente menores. En contraste, el valor mínimo 11.75% se observó en octubre, mes en el que se registró la mayor temperatura de célula 50.19 °C.

Durante los meses de diciembre, enero y febrero, la eficiencia se mantuvo en un rango cercano a 11.95 %, mostrando un comportamiento relativamente estable bajo condiciones similares de irradiancia y temperatura. En promedio, el módulo policristalino alcanzó una eficiencia de 12.2 %, evidenciando la influencia directa de la temperatura de la célula sobre el desempeño energético del módulo.

**Tabla 28**

*Resumen de la eficiencia en la potencia máxima del policristalino – mensual (2023-2024).*

<b>Eficiencia del módulo Policristalino</b>				
<b>MESES</b>	<b>Temperatura de la celda FV (°C)</b>	<b>Irradiancia (W/m2)</b>	<b>Potencia_max (W)</b>	<b>Eficiencia del módulo (η_%)</b>
<b>Setiembre</b>	46.76	983.54	95.74	12.98%
<b>Octubre</b>	50.19	1023.75	90.22	11.75%
<b>Noviembre</b>	47.60	949.94	92.48	12.98%
<b>Diciembre</b>	47.73	958.86	85.93	11.95%
<b>Enero</b>	49.57	947.40	84.91	11.95%
<b>Febrero</b>	49.80	992.17	86.55	11.63%
<b>PROMEDIO</b>	-	-	<b>89.31</b>	<b>12.20%</b>

*Nota.* Promedios mensuales de la eficiencia del módulo policristalino calculados a partir de datos experimentales registrados entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 (10:00–14:30 h). Elaboración propia.

### **Resultados para el módulo monocristalino**

De acuerdo con la tabla 29, la eficiencia del módulo fotovoltaico monocristalino presentó valores comprendidos entre 11.55% y 13.04% durante el periodo septiembre 2023 – febrero 2024. El valor máximo de eficiencia 13.04% se registró en el mes de septiembre, coincidiendo con una temperatura de célula relativamente menor. Por el contrario, el valor mínimo 11.55% se observó en febrero, asociado a temperaturas de célula más elevadas.

En los meses de octubre, noviembre, diciembre y enero, la eficiencia se mantuvo en un rango intermedio entre 12.06% y 13.00%, mostrando un comportamiento estable bajo condiciones similares de irradiancia. El valor promedio de eficiencia del módulo monocristalino fue de 12.22 %, ligeramente superior al del módulo policristalino, lo que confirma un mejor desempeño energético del monocristalino frente al incremento de la temperatura de célula.

**Tabla 29**

*Resumen de la eficiencia en la potencia máxima del Monocristalino – mensual (2023-2024).*

<b>Eficiencia del Monocristalino</b>				
<b>MESES</b>	<b>Temperatura de la celda FV (°C)</b>	<b>Irradiancia (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Potencia_max (W)</b>	<b>Eficiencia del módulo (η_%)</b>
<b>Setiembre</b>	46.47	983.54	96.22	13.04%
<b>Octubre</b>	49.84	1023.75	91.25	11.88%
<b>Noviembre</b>	46.86	949.94	92.63	13.00%
<b>Diciembre</b>	46.24	958.86	84.36	11.73%
<b>Enero</b>	46.60	947.40	85.73	12.06%
<b>Febrero</b>	47.61	992.17	85.96	11.55%
<b>PROMEDIO</b>	-	-	<b>89.36</b>	<b>12.22%</b>

*Nota.* Promedios mensuales de la eficiencia del módulo monocristalino calculados a partir de datos experimentales registrados entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 (10:00–14:30 h). Elaboración propia.

Los resultados obtenidos muestran que ambos módulos fotovoltaicos presentan eficiencias de conversión similares bajo las condiciones reales de operación del altiplano de Ayabacas; sin embargo, se observa un ligero mejor desempeño del módulo monocristalino a lo largo del periodo de estudio.

La eficiencia promedio del módulo monocristalino fue de 12.22 %, mientras que el módulo policristalino alcanzó una eficiencia promedio de 12.20 %. Aunque la diferencia es reducida, este comportamiento es consistente con lo reportado en la literatura, donde los módulos monocristalinos suelen presentar una mayor eficiencia de conversión debido a su estructura cristalina más uniforme y menores pérdidas internas.

Asimismo, ambos módulos muestran una disminución de eficiencia en los meses con mayor temperatura de célula, evidenciando la influencia directa del efecto térmico sobre el desempeño energético. No obstante, el módulo monocristalino mantiene valores de eficiencia ligeramente superiores incluso en condiciones térmicas desfavorables, lo que confirma su mejor comportamiento energético frente al incremento de la temperatura en comparación con el módulo policristalino.

#### **4.5.1 Discusión de la eficiencia energética en la potencia máxima de salida de los módulos fotovoltaicos**

Los resultados obtenidos muestran que la eficiencia en la potencia máxima de salida de los módulos fotovoltaicos está fuertemente influenciada por la temperatura de la célula y la irradiancia incidente, siendo este comportamiento consistente con la física de los dispositivos de silicio cristalino. Durante el periodo de estudio, ambos módulos presentaron variaciones mensuales de eficiencia asociadas principalmente al incremento de la temperatura de operación, especialmente en los meses con mayor irradiancia.

El módulo monocristalino alcanzó una eficiencia promedio ligeramente superior a la del módulo policristalino 12.2 % frente a 12.22%, diferencia que, aunque pequeña, confirma el mejor desempeño energético del monocristalino bajo condiciones reales de operación.

Esta ventaja se mantiene incluso en meses con temperaturas de célula elevadas, lo que evidencia una menor sensibilidad térmica en comparación con el módulo policristalino.

Asimismo, se observa que los valores máximos de eficiencia se registraron en los meses con temperaturas de célula moderadas, mientras que los mínimos coincidieron con periodos de mayor calentamiento del módulo. Este comportamiento confirma que el aumento de la temperatura de la célula reduce la potencia máxima disponible y, en consecuencia, la eficiencia del módulo.

En términos generales, los resultados indican que, bajo las condiciones climáticas del altiplano de Ayabacas, ambos módulos operan con eficiencias comparables, aunque el módulo monocristalino presenta un desempeño ligeramente superior. Estos hallazgos resaltan la importancia de considerar el efecto de la temperatura de la célula en la evaluación del rendimiento energético de sistemas fotovoltaicos instalados en regiones de alta irradiancia.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Conclusiones

En el monoposte fotovoltaico instalado en Ayabacas–Juliaca se comprobó que, al operar fuera de las condiciones estándar de prueba (STC: 1000 W/ m<sup>2</sup> y 25 °C), la temperatura de la célula fotovoltaica se convierte en el principal factor que controla la potencia entregada en el punto de máxima potencia (P<sub>mp</sub>). Mediante el método experimental de cálculo, se determinó el coeficiente de temperatura de la potencia máxima ( $\gamma_{Pmp}$ ), obteniéndose un valor promedio de -0.45 %/°C para el módulo policristalino y -0.48 %/°C para el módulo monocristalino.

Estos valores indican que, por cada incremento de 10 °C por encima de la temperatura de referencia, la potencia máxima disminuye aproximadamente 4.5 % en el módulo policristalino y 4.8 % en el monocristalino. Durante el intervalo horario analizado 10:00–14:30 h, la temperatura de célula alcanzó valores entre 38 °C y 50 °C, generando diferencias térmicas de hasta 25 °C respecto a STC, lo que explica que la potencia máxima normalizada se ubicara sistemáticamente por debajo de la potencia nominal del módulo.

Asimismo, se evidenció que los coeficientes de temperatura obtenidos en campo son más negativos que los valores proporcionados por el fabricante, confirmando que las condiciones reales de operación en el altiplano intensifican las pérdidas térmicas. En consecuencia, el coeficiente  $\gamma_{Pmp}$  resulta una herramienta clave para describir el comportamiento térmico de los módulos fotovoltaicos en Ayabacas y debe ser considerado en el análisis de desempeño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos en zonas de alta irradiancia.

Los coeficientes de temperatura de la potencia máxima ( $\gamma_{Pmp}$ ) obtenidos experimentalmente en campo resultaron más negativos que los valores declarados por el fabricante, evidenciando que las condiciones reales de operación en Ayabacas–Juliaca incrementan la sensibilidad térmica de los módulos fotovoltaicos. El módulo policristalino presentó un coeficiente promedio de -0.45 %/°C, frente al valor de -0.40 %/°C indicado en la ficha técnica, mientras que el módulo monocristalino alcanzó -0.48 %/°C, superior en magnitud al valor nominal de -0.45 %/°C.

Estas diferencias se explican por factores propios del entorno de operación, tales como temperaturas de célula superiores a 25 °C durante el mediodía, condiciones de alta irradiancia, y una ventilación natural limitada del montaje, que no son completamente representadas en los ensayos de laboratorio bajo condiciones estándar STC. A pesar de ello, se mantiene la tendencia esperada entre tecnologías, siendo el módulo monocristalino el que presenta un coeficiente  $\gamma$  ligeramente más negativo y, por tanto, una mayor pérdida relativa de potencia por incremento de temperatura.

El factor de pérdida térmica se evaluó con la fórmula de  $L_{tem} = \gamma_{mp} \cdot (T_c - 25^\circ C)$ , lo que permitió cuantificar la reducción de potencia asociada al incremento de la temperatura de la célula respecto a la condición de referencia. A partir de los coeficientes de temperatura determinados experimentalmente, se obtuvieron pérdidas térmicas comprendidas entre -9.86 % y -11.41 % para el módulo policristalino, con un valor promedio de -10.69 %, y entre -10.15 % y -11.87 % para el módulo monocristalino, con un promedio de -10.64 % durante el periodo de estudio.

Los resultados evidencian que la magnitud de la pérdida térmica no depende únicamente del valor de la temperatura de la célula, sino de la combinación entre la variación térmica ( $\Delta T$ ) y el coeficiente de temperatura ( $\gamma_{Pmp}$ ). En este sentido, un módulo con un coeficiente  $\gamma$  más negativo puede presentar pérdidas térmicas similares o mayores incluso cuando opera a temperaturas ligeramente menores. Esta relación confirma que el coeficiente  $\gamma$  constituye el parámetro clave que transforma el incremento térmico en pérdida de potencia.

Bajo las condiciones reales de operación del altiplano de Ayabacas, las pérdidas térmicas promedio se sitúan consistentemente alrededor del 10 % para ambas tecnologías, lo que demuestra que el efecto de la temperatura de la célula representa una penalización significativa en el rendimiento operativo de los módulos fotovoltaicos. En consecuencia, el factor de pérdida térmica calculado proporciona una estimación realista del desempeño en campo y resulta un insumo fundamental para el análisis y dimensionamiento adecuado de sistemas fotovoltaicos en la región de Puno.

El análisis de la eficiencia de conversión del módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia, considerando el efecto térmico a través del coeficiente de temperatura  $\gamma$  determinado experimentalmente, mostró valores promedio de 12.2% para el módulo

policristalino y 12.22 % para el módulo monocristalino durante el intervalo horario de mayor operación de 10:00–14:30 h. Para el cálculo de la eficiencia se consideró el área frontal efectiva del módulo fotovoltaico, determinada a partir de sus dimensiones físicas de 1.130 m × 0.668 m, resultando un área de 0.75 m<sup>2</sup> para ambos módulos.

Los resultados evidencian que el módulo monocristalino presenta una eficiencia de conversión ligeramente superior a la del policristalino, diferencia que, aunque pequeña, es consistente con las características propias de la tecnología monocristalina. Asimismo, se observó que las eficiencias máximas se registraron en los meses con menores temperaturas de célula, mientras que las eficiencias mínimas coincidieron con periodos de mayor calentamiento del módulo.

Este comportamiento confirma que la temperatura de la célula constituye el factor determinante del rendimiento de conversión de los módulos fotovoltaicos durante el horario crítico de operación en la región de Ayabacas. En consecuencia, para obtener estimaciones realistas del desempeño energético y del rendimiento útil de sistemas fotovoltaicos instalados en el altiplano de Puno, resulta fundamental emplear coeficientes de temperatura  $\gamma$  determinados en campo, que representen adecuadamente las condiciones reales de operación.

## **5.2 Recomendaciones**

Utilizar los coeficientes de temperatura  $\gamma$  determinados experimentalmente en campo para simulaciones y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos en la región de Ayabacas– Juliaca, dado que los valores obtenidos de -0.45 %/°C para el módulo policristalino y -0.48 %/°C para el módulo monocristalino resultaron más negativos que los declarados por el fabricante. En consecuencia, se recomienda emplear estos coeficientes en las estimaciones energéticas locales, ya que representan con mayor fidelidad el comportamiento térmico real de los módulos fotovoltaicos bajo las condiciones ambientales del altiplano.

Incorporar explícitamente las pérdidas térmicas en el diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, especialmente durante las horas críticas del mediodía (10:00–14:30 h), donde la temperatura de la célula alcanza valores entre 38 °C y 49 °C, generando pérdidas térmicas del orden del 9 % al 10 %. En este contexto, los cálculos de potencia deben basarse en la potencia máxima efectiva de operación, que se ubicó típicamente entre

88 y 95 W, en lugar de considerar únicamente la potencia nominal de 100 W especificada bajo condiciones estándar de prueba (STC).

Mejorar la disipación térmica de los sistemas fotovoltaicos instalados, optimizando el diseño del montaje del monoposte mediante una mayor separación entre el módulo y la estructura de soporte posterior, favoreciendo el flujo de aire natural y evitando configuraciones estructurales que limiten la ventilación. Estas medidas permitirían reducir la temperatura de operación de la célula y recuperar parte de la potencia perdida durante los meses de mayor temperatura en la región de Ayabacas.

Implementar el registro continuo de la temperatura de la célula y la irradiancia solar como parte de las actividades de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico, dado que la potencia máxima y la eficiencia de conversión dependen fuertemente de la temperatura de operación. Un monitoreo periódico permite identificar condiciones que incrementan las pérdidas térmicas y facilita la aplicación oportuna de estrategias de mantenimiento preventivo orientadas a mejorar el desempeño del sistema.

Ampliar futuras investigaciones a otras tecnologías fotovoltaicas, tales como módulos PERC, bifaciales o de capa delgada (thin-film), con el fin de evaluar su comportamiento térmico y desempeño energético bajo las condiciones climáticas del altiplano de Puno. Estas tecnologías podrían presentar coeficientes de temperatura menos negativos y, por tanto, un desempeño más favorable frente a las elevadas temperaturas de operación registradas en la región.

Extender el periodo de medición a un ciclo anual completo en futuras investigaciones, de modo que se incluyan las variaciones estacionales de temperatura ambiente, velocidad del viento, espectro solar y ángulo de incidencia. Un registro de doce meses permitiría reducir el sesgo estacional asociado a periodos de medición parciales y obtener coeficientes de temperatura, potencias y eficiencias más representativos y robustos para el diseño y evaluación de sistemas fotovoltaicos en la región.

Se sugiere complementar el análisis térmico con la evaluación de estrategias pasivas de enfriamiento, como separaciones adecuadas entre el módulo y la estructura de soporte o el uso de materiales con mayor conductividad térmica, especialmente en zonas de alta irradiancia como Ayabacas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ponce-Alcántara, S., Connolly, J. P., Sánchez, G., Míguez, J. M., Hoffmann, V., & Ordás, R. (2014). *A Statistical Analysis of the Temperature Coefficients of Industrial Silicon Solar Cells*. *Energy Procedia*, 55, 578-588.
- Ansari, M. N., & Iqbal, N. (2022). *Photovoltaic solar cells*. *Applied System Innovation*, 5(4), 67. <https://doi.org/10.3390/asi5040067>
- Ansotegui, A. P. (2024). *Los diferentes materiales utilizados para hacer paneles solares*. <https://www.dsisolar.com/info/the-different-materials-used-to-make-solar-pan-54363024.html>
- Astete, M. M. (2021). *Estudio del efecto de la temperatura y el lugar de operación en la eficiencia energética de los paneles fotovoltaicos* [Tesis de bachiller, Universidad Nacional del Centro del Perú]. <https://repositorio.uncp.edu.pe/>
- Coaquira, W. R. (2021). *Medición y monitoreo de eventos extremos de irradiancia solar a través de un módulo fotovoltaico y un microcontrolador en condiciones geográficas y climatológicas en las ciudades de Puno y Juliaca* [Tesis de bachiller, Universidad Nacional de Juliaca]. Repositorio Institucional UNAJ. <https://repositorio.unaj.edu.pe/>
- Cotfas, D. T., Cotfas, P. A., & Machidon, O. M. (2018). *Study of temperature coefficients for parameters of photovoltaic cells*. *International Journal of Photoenergy*, 2018, 5945602. <https://doi.org/10.1155/2018/5945602>
- Faustino, P. C. (2018). *Estudo do coeficiente de temperatura em células fotovoltaicas* [Tesis de pregrado, Universidade de Taubaté]. Repositorio Institucional UNITAU. <http://repositorio.unitau.br:8080/jspui/>
- Google. (2024). *Ubicación del área de estudio en Ayabacas, Juliaca, Perú* [Imagen de Google Earth]. <https://earth.google.com/web/search/ayabacas+unaj+juliaca>
- Horn, M. (2006). *El estado actual del uso de la energía solar en el Perú*. *Perú Económico*. <https://es.scribd.com/document/44252420/>

- Ingelibre Blog. (2014, noviembre 9). *Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica*. <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- Kamkird, N., Ketjoy, N., Rakwichian, W., & Sukchai, S. (2012). *Investigation on temperature coefficients of three types photovoltaic module technologies under Thailand operating condition*. *Energy Procedia*, 34, 377–384. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.783>
- Martínez, M. P. (2017). *The hour equivalent solar peak: Definition and interpretation*. *Revista Ingeniería Energética*, 38(2), 1–9. <http://scielo.sld.cu/pdf/rie/v38n2/rie07217.pdf>
- Pampa, R. E. (2022). *Estudio de la eficiencia de la potencia de salida de dos tecnologías de módulos fotovoltaicos durante la estación seca y lluviosa para el centro poblado de Ayabacas en la Universidad Nacional de Juliaca* [Tesis de bachiller, Universidad Nacional de Juliaca]. <https://repositorio.unaj.edu.pe/items/0f453301-6e2d-4116-96c8-f3f132f4478e>
- Roldán Luciano, V. (2013). *Determinación de la eficiencia térmica global de un colector térmico solar de placa plana* [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México]. <https://hdl.handle.net/20.500.14330/TES01000691482>
- RS Components. (2025). *Sensor RTD PT100 de 3 hilos (código 457-3704)*. [Archivo PDF]. <https://es.rs-online.com/web/p/sensores-rtd/4573704>
- Santamaría Herranz, G., & Castejón Oliva, A. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editex.
- Schneider Electric. (2023). *RMCA61BD: Convertidor analógico aislado*. [Archivo PDF]. <https://www.se.com/pe/es/product/RMCA61BD/convertidor-an%C3%A1logo-aislado-015-a-current-to-010-v-or-4-20-ma/>
- Siemens. (2022). *6ED1052-2CC08-0BA1: Módulo lógico sin display*. [Archivo PDF]. <https://sieportal.siemens.com/es-ww/products-services/detail/6ED10522CC080BA2>
- Siemens. (2022). *6EP1332-1SH71: Power modul PM1207*. [Archivo PDF]. <https://sieportal.siemens.com/es-ar/products-services/detail/6AG1332-1SH71-4AA0>

Siemens. (2023). *6ED1055-1MD00-0BA2: Módulo de expansión AM2 RTD*. [Archivo PDF].  
<https://sieportal.siemens.com/es-ww/products-services/detail/6ED10551MD000BA2>

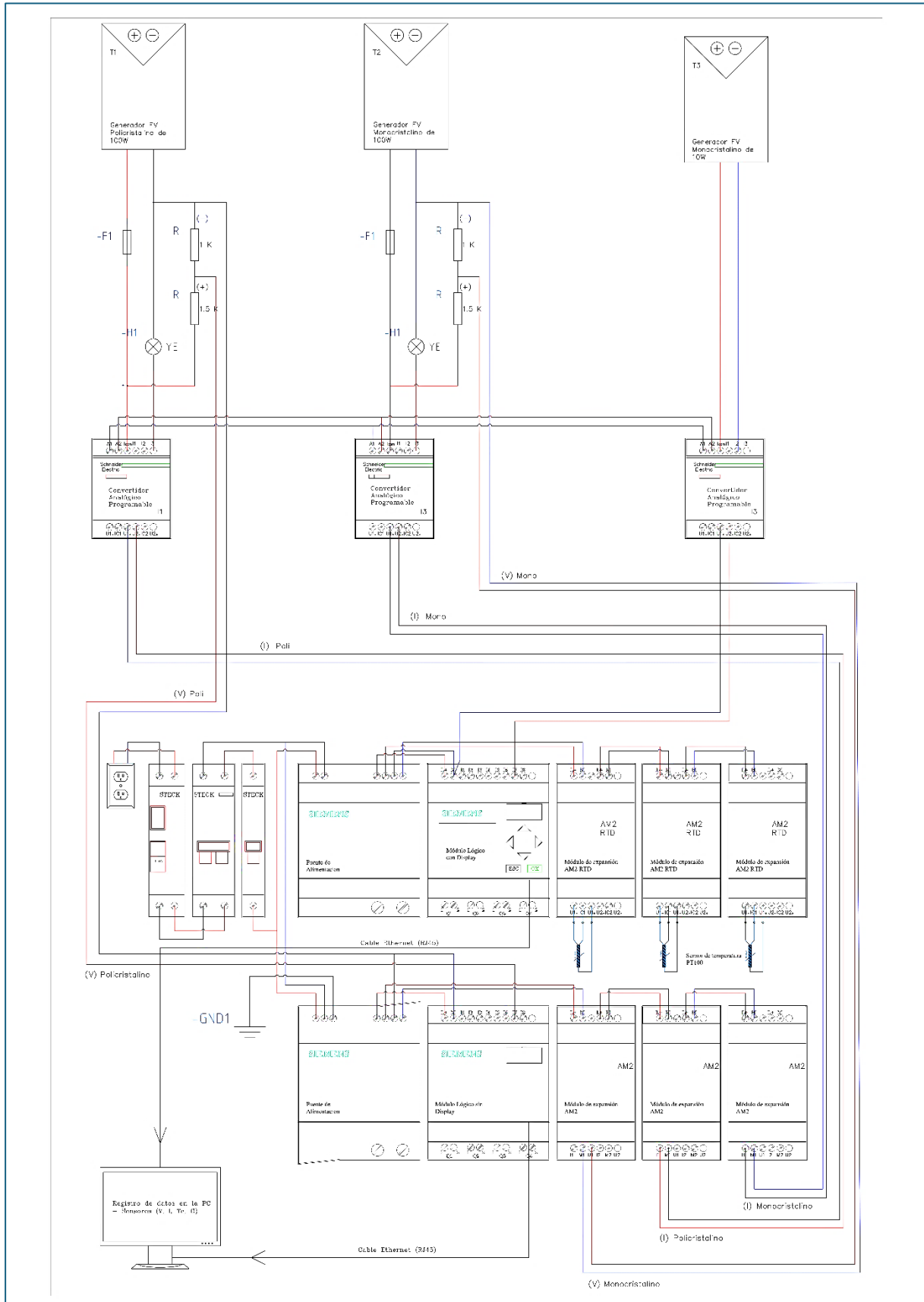
Siemens. (2024). *6ED1052-1CC08-0BA0: Módulo lógico con Display* [Archivo PDF].  
<https://sieportal.siemens.com/es-pe/products-services/detail/6ED1052-1CC08-0BA0>

Siemens. (2025). *6EP3332-6SB00-0AY0: Fuente de alimentación LOGO!Power de 24 V*.  
[Archivo PDF]. <https://sieportal.siemens.com/es-ww/products-services/detail/6EP33326SB000AY0>























Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., & Oliveira, S. H. F. (2012). *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. Oficina de Textos.

## **ANEXOS**

# Anexo 1 Diagrama unifilar eléctrico del monoposte (2024)



**Anexo 2 Leyenda General del Diagrama unifilar**

<b>LEYENDA GENERAL</b>	
<b>SIMBOLOS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
	BASE PORTAFUSIBLE + FUSIBLE
	RESISTENCIAS DE 1KOHM Y 1.5KOHM
	FOCO LAGRIMÓN 24V
	SENSOR PT100 3 HILOS
	FUENTE DE ALIMENTACIÓN
	MÓDULO FV POLICRISTALINO 100W
	MÓDULO FV MONOCRISTALINO 100W
	MÓDULO FV MONOCRISTALINO 10W
	POZO DE PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN
	CONVERTIDOR ANALÓGICO AISLADO SCHNEIDER RMCA61B
	FUENTE DE ALIMENTACIÓN REGULADA 24V 6EP1331-1SH
	MÓDULO DE EXPANSIÓN LOGO AM2 RTD – 2 ENTRADAS
	MÓDULO DE EXPANSIÓN LOGO AM2 – 2 ENTRADAS
	PLC SIEMENS LOGO V8 24V CON PANTALLA DISPLAY
	FUENTE DE ALIMENTACIÓN SIEMENS S7-1200 PM1207
	PLC SIEMENS LOGO V8 24V SIN PANTALLA DISPLAY
	DISYUNTOR DIFERENCIAL BIPOLAR SDR 2x40A
	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO SDZ 2x10A
	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO SDZ 1x2A
	CIRCUITO POLO POSITIVO
	CIRCUITO POLO NEGATIVO
	CIRCUITO DE PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN

## Anexo 3 Ficha Técnica de la fuente de alimentación 6EP33326SB000AY0 (Siemens, 2025)

### Hoja de datos

6EP3332-6SB00-0AY0



LOGO!Power/1AC/DC24V/2.5A

LOGO!POWER 24 V/2,5 A fuente de alimentación estabilizada entrada: 100-240 V AC salida: 24 V DC/2,5 A

entrada	
forma de la red de alimentación	AC monofásica o DC
tensión de alimentación con AC	
• valor nominal mínimo	100 V
• valor nominal máximo	240 V
• valor inicial	85 V
• valor final	264 V
tensión de entrada con DC	110 ... 300 V
entrada de rango amplio	Sí
capacidad de sobrecarga en caso de sobretensión	AC 300 V para 1 s
tiempo de puenteo con valor nominal de la intensidad de salida en caso de fallo de red mín.	40 ms
condición operativa del respaldo de red	Con U <sub>e</sub> = 187 V
frecuencia de red	50/60 Hz
frecuencia de red	47 ... 63 Hz
intensidad de entrada	
• con valor nominal de la tensión de entrada 120 V	1,22 A
• con valor nominal de la tensión de entrada 230 V	0,66 A
limitación de intensidad de intensidad de conexión con 25 °C máx.	52 A
valor I <sup>2</sup> t máx.	3 A <sup>2</sup> s
tipo de protección	Interno
tipo de protección en el cable de red	Interruptor magnetotérmico recomendado: a partir de 10 A, característica B o a partir de 6 A, característica C
salida	
forma de curva de la tensión en la salida	Tensión continua estabilizada y aislada galvánicamente
tensión de salida con DC valor nominal	24 V
tensión de salida	
• en la salida 1 con DC valor nominal	24 V
tensión de salida es ajustable	Sí; Mediante potenciómetro
tensión de salida ajustable	22,2 ... 26,4 V
tolerancia total relativa de la tensión	3 %
precisión de regulación relativa de la tensión de salida	
• con fluctuación lenta de la tensión de entrada	0,1 %
• con fluctuación lenta de la carga resistiva	0,1 %
ondulación residual	
• máx.	200 mV
• típico	30 mV
pico de tensión	
• máx.	300 mV
• típico	50 mV

versión de pantalla para funcionamiento normal	LED verde para tensión de salida O. K.
comportamiento de la tensión de salida al conectar	Sin rebase transitorio de Ua (arranque suave)
retardo a la excitación máx.	0,5 s
tiempo de subida de tensión de la tensión de salida	
• típico	100 ms
intensidad de salida	
• valor nominal	2,5 A
• rango asignado	0 ... 2,5 A; +55 ... +70 °C: Derating 2%/K
potencia activa entregada típico	60 W
conexión en paralelo de equipos	SI
número de equipos conectados en paralelo para aumentar la potencia	2
<b>rendimiento</b>	
rendimiento [%]	89,6 %
pérdidas [W]	
• con valor nominal de la tensión de salida con valor nominal de la intensidad de salida típico	7 W
• en vacío máx.	0,3 W
<b>regulación</b>	
precisión de regulación relativa de la tensión de salida con fluctuación rápida de la tensión de entrada en torno a +/-15% típico	0,2 %
precisión de regulación relativa de la tensión de salida con escalón de carga resistiva 10/90/10 % típico	2 %
tiempo de establecimiento	
• con escalón de carga 10 % a 90% típico	1 ms
• con escalón de carga 90 % a 10 % típico	1 ms
<b>protección y vigilancia</b>	
tipo de protección de sobretensión	SI, según EN 60950-1
propiedad de la salida resistente a cortocircuitos	SI
tipo de protección contra cortocircuito	Característica de Intensidad constante
• típico	3,2 A
capacidad de sobrecarga en caso de sobrecorriente	
• al conectar	150% Ia nom typ. 200 ms
• con servicio normal	Admite sobrecarga de 150% Ia nom typ. 200 ms
intensidad de cortocircuito sostenido valor eficaz	
• máx.	3,2 A
punto de medida para intensidad de salida	SI; 50 mV $\rightarrow$ 2,5 A
<b>seguridad</b>	
aislamiento galvánico entre entrada y salida	SI
aislamiento galvánico	Tensión de salida MBTS/SELV Us según EN 60950-1 y EN 50178
clase de protección del material	Clase II (sin conductor de protección)
grado de protección IP	IP20
<b>CEM</b>	
norma	
• para emisión de perturbaciones	EN 55022 clase B
• para limitación de armónicos en red	No aplicable
• para Inmunidad a perturbaciones	EN 61000-6-2
<b>normas, especificaciones, homologaciones</b>	
certificado de idoneidad	
• marcado CE	SI
• homologación UL	SI; cULus-Listed (UL 508, CSA C22.2 No. 107.1), File E197259; cURus-Recognized (UL 60950, CSA C22.2 No. 60950), File E151273, NEC class 2 (según UL 1310)
• homologación CSA	SI; cULus-Listed (UL 508, CSA C22.2 No. 107.1), File E197259; cURus-Recognized (UL 60950, CSA C22.2 No. 60950), File E151273, NEC class 2 (según UL 1310)
• homologación EAC	SI
• NEC Class 2	SI; conforme a UL1310, File E151273
• SEMI F47	SI
tipo de certificación	
• BIS	SI; R-41186271
• certificado CB	SI

MTBF con 40 °C	2 864 520 h
<b>normas, especificaciones, homologaciones entornos peligrosos</b>	
certificado de idoneidad	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• IECEX</li> <li>• ATEX</li> <li>• homologación ULhazloc</li> <li>• cCSAus, Class 1, Division 2</li> <li>• homologación FM</li> </ul>	<p>No</p> <p>No</p> <p>No</p> <p>No</p> <p>No</p>
<b>normas, especificaciones, homologaciones clasificación naval</b>	
homologación para construcción naval	SI
sociedad de clasificación naval	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• American Bureau of Shipping Europe Ltd. (ABS)</li> <li>• Bureau Veritas (BV)</li> <li>• Det Norske Veritas (DNV)</li> <li>• Lloyd's Register of Shipping (LRS)</li> </ul>	<p>SI</p> <p>SI</p> <p>SI</p> <p>SI</p>
<b>normas, especificaciones, homologaciones declaración medioambiental de producto</b>	
declaración medioambiental de producto	SI
potencial de efecto invernadero [CO <sub>2</sub> eq]	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• total</li> <li>• durante la fabricación</li> <li>• durante el funcionamiento</li> <li>• tras fin de la vida</li> </ul>	<p>195,3 kg</p> <p>3,8 kg</p> <p>191,4 kg</p> <p>0,14 kg</p>
<b>condiciones ambientales</b>	
temperatura ambiente	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• durante el funcionamiento</li> <li>• durante el transporte</li> <li>• durante el almacenamiento</li> </ul>	<p>-25 ... +70 °C; Con convección natural</p> <p>-40 ... +85 °C</p> <p>-40 ... +85 °C</p>
categoría medioambiental según IEC 60721	Clase climática 3K3, 5 ... 95% sin condensación
<b>sistema de conexión</b>	
tipo de conexión eléctrica	borne de tornillo
<ul style="list-style-type: none"> <li>• en entrada</li> <li>• en la salida</li> <li>• para contactos auxiliares</li> </ul>	<p>L, N: 1 borne de tornillo resp. para 0,5 ... 2,5 mm<sup>2</sup> monofilar/flexible</p> <p>+, -: 1 bornes de tornillo resp. para 0,5 ... 2,5 mm<sup>2</sup></p> <p>-</p>
<b>datos mecánicos</b>	
anchura x altura x profundidad de la caja	54 x 90 x 53 mm
ancho de montaje x altura de montaje	54 mm x 130 mm
distancia que debe respetarse	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• arriba</li> <li>• abajo</li> <li>• izquierda</li> <li>• derecha</li> </ul>	<p>20 mm</p> <p>20 mm</p> <p>0 mm</p> <p>0 mm</p>
tipo de fijación	Sobre perfil normalizado EN 60715 35x7,5/15 por abroche, montaje directo en distintas posiciones de montaje
<ul style="list-style-type: none"> <li>• montaje sobre perfil DIN</li> <li>• montaje en perfil soporte S7</li> <li>• montaje en pared</li> </ul>	<p>SI</p> <p>No</p> <p>SI</p>
carcasa disponible en hilera	SI
peso neto	0,2 kg
<b>información adicional enlaces de internet</b>	
enlace de internet	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• a la página web: Industry Mall</li> <li>• a la página web: Guía de selección TIA Selection Tool</li> <li>• a la página web: fuentes de alimentación</li> <li>• a la página web: CAx-Download-Manager</li> <li>• a la página web: Industry Online Support</li> </ul>	<p><a href="https://mall.industry.siemens.com">https://mall.industry.siemens.com</a></p> <p><a href="https://www.siemens.com/tstcloud">https://www.siemens.com/tstcloud</a></p> <p><a href="https://siemens.com/silop">https://siemens.com/silop</a></p> <p><a href="https://siemens.com/cax">https://siemens.com/cax</a></p> <p><a href="https://support.industry.siemens.com">https://support.industry.siemens.com</a></p>
<b>información adicional</b>	
notas adicionales	Siempre que no se diga lo contrario, son aplicables todos los datos para la tensión nominal de entrada y una temperatura ambiente de +25 °C
<b>información de seguridad</b>	
información de seguridad	Siemens ofrece productos y soluciones con funciones de ciberseguridad Industrial con el objetivo de hacer más seguro el funcionamiento de

Instalaciones, sistemas, máquinas y redes. Para proteger las instalaciones, los sistemas, las máquinas y las redes contra de amenazas cibernéticas, es necesario implementar - y mantener continuamente - un concepto de ciberseguridad Industrial Integral y holístico conforme al estado del arte. Los productos y las soluciones de Siemens constituyen una parte de este concepto. Los clientes son responsables de Impedir el acceso no autorizado a sus instalaciones, sistemas, máquinas y redes. Dichos sistemas, máquinas y componentes solo deben estar conectados a la red corporativa o a Internet cuando y en la medida que sea necesario y siempre que se hayan tomado las medidas de protección adecuadas (p. ej. cortafuegos y segmentación de la red). Para obtener información adicional sobre las medidas de ciberseguridad Industrial que podrían ser implementadas, por favor visite [www.siemens.com/cybersecurity-Industry](http://www.siemens.com/cybersecurity-Industry). Los productos y las soluciones de Siemens están sometidos a un desarrollo constante con el fin de hacerlos más seguros. Siemens recomienda encarecidamente realizar actualizaciones en cuanto estén disponibles y utilizar únicamente las últimas versiones de los productos. El uso de versiones anteriores de los productos o sin soporte y la falta de aplicación de las nuevas actualizaciones, puede aumentar el riesgo de amenazas cibernéticas. Para mantenerse informado de las actualizaciones de productos, recomendamos que se suscriba al Siemens Industrial Cybersecurity RSS Feed en <https://www.siemens.com/cert>. (V4.7)

**Clasificaciones**

	Verión	Clasificación
eClass	14	27-04-07-01
eClass	12	27-04-07-01
eClass	9.1	27-04-07-01
eClass	9	27-04-07-01
eClass	8	27-04-90-02
eClass	7.1	27-04-90-02
eClass	6	27-04-90-02
ETIM	10	EC002540
ETIM	9	EC002540
ETIM	8	EC002540
ETIM	7	EC002540
IDEA	4	4130
UNSPSC	15	39-12-10-04

**Homologaciones Certificadas**

**General Product Approval**



[Manufacturer Declaration](#)

[Declaration of Conformity](#)



**General Product Approval**

**Maritime application**



[Miscellaneous](#)

[BIS CRS](#)



**Maritime application**

**Environment**



Última modificación:

4/4/2025

## Anexo 4 Ficha Técnica del Módulo Lógico con Display (Siemens, 2024)

# SIEMENS

Data sheet


6ED1052-1CC08-0BA0



Figure similar

\*\*\* spare part \*\*\* LOGO! 24CE, logic module, display PS/I/O: 24 V/24 V/24 V trans., 8 DI (4 AI)/4 DO, memory 400 blocks, modularly expandable, Ethernet integr. web server, data log, user-defined web pages, standard microSD card for LOGO! Soft Comfort V8 or higher, older projects executable

<b>Display</b>	
with display	Yes
<b>Installation type/mounting</b>	
Mounting	on 35 mm DIN rail, 4 spacing units wide
<b>Supply voltage</b>	
Rated value (DC)	Yes
• 24 V DC	
permissible range, lower limit (DC)	20.4 V
permissible range, upper limit (DC)	28.8 V
<b>Time of day</b>	
Time switching clocks	
• Number	400; Max. 400, function-specific
• Power reserve	480 h
<b>Digital inputs</b>	
Number of digital inputs	8; Of which 4 can be used in analog mode (0 to 10 V)
<b>Digital outputs</b>	
Number of digital outputs	4; Transistor
Short-circuit protection	Yes; electrical (1 A)
Output current	
• for signal "1" permissible range for 0 to 55 °C, max.	0.3 A
<b>EMC</b>	
Emission of radio interference acc. to EN 55 011	
• Limit class B, for use in residential areas	Yes; Radio interference suppression according to EN55011, Limit Value Class B
<b>Degree and class of protection</b>	
IP degree of protection	IP20
<b>Standards, approvals, certificates</b>	
CE mark	Yes
CSA approval	Yes
UL approval	Yes
FM approval	Yes
developed in accordance with IEC 61131	Yes
according to VDE 0631	Yes
Marine approval	Yes
<b>Ambient conditions</b>	
Ambient temperature during operation	

• min.	-20 °C; No condensation
• max.	55 °C
<b>Ambient temperature during storage/transportation</b>	
• min.	-40 °C
• max.	70 °C
<b>Altitude during operation relating to sea level</b>	
• Ambient air temperature-barometric pressure-altitude	Tmin ... Tmax at 1 080 hPa ... 795 hPa (-1 000 m ... +2 000 m)
<b>Dimensions</b>	
Width	71.5 mm
Height	90 mm
Depth	60 mm
<b>last modified:</b>	3/12/2021 

# SIEMENS

## Hoja de datos

6EP1332-1SH71



SIMATIC PM 1207/1AC/DC24V/2.5A

SIMATIC S7-1200 Power Module PM1207 Fuente de alimentación estabilizada  
entrada: AC 120/230 V salida: DC 24 V/2,5 A

entrada	
forma de la red de alimentación	AC monofásica
tensión de alimentación con AC	Cambio de rango automático
tensión de alimentación	120 V/230 V
tensión de entrada 1 con AC	85 ... 132 V
tensión de entrada 2 con AC	176 ... 264 V
entrada de rango amplio	No
capacidad de sobrecarga en caso de sobretensión	2,3 x U <sub>e</sub> nom, 1,3 ms
tiempo de puenteo con valor nominal de la intensidad de salida en caso de fallo de red mín.	20 ms
condición operativa del respaldo de red	Con U <sub>e</sub> = 93/187 V
frecuencia de red	50/60 Hz
frecuencia de red	47 ... 63 Hz
Intensidad de entrada	
<ul style="list-style-type: none"> <li>con valor nominal de la tensión de entrada 120 V</li> <li>con valor nominal de la tensión de entrada 230 V</li> </ul>	1,2 A 0,67 A
limitación de intensidad de intensidad de conexión con 25 °C máx.	13 A
duración de la limitación de intensidad de conexión con 25 °C	
<ul style="list-style-type: none"> <li>máx.</li> </ul>	3 ms
valor I <sub>2t</sub> máx.	0,5 A <sup>2</sup> ·s
tipo de protección	T 3, 15 A/250 V (no accesible)
tipo de protección en el cable de red	Interruptor magnetotérmico recomendado: 16 A característica B o 10 A característica C
salida	
forma de curva de la tensión en la salida	Tensión continua estabilizada y aislada galvánicamente
tensión de salida con DC valor nominal	24 V
tensión de salida	
<ul style="list-style-type: none"> <li>en la salida 1 con DC valor nominal</li> </ul>	24 V
tensión de salida es ajustable	No; -
tolerancia total relativa de la tensión	3 %
precisión de regulación relativa de la tensión de salida	
<ul style="list-style-type: none"> <li>con fluctuación lenta de la tensión de entrada</li> <li>con fluctuación lenta de la carga resistiva</li> </ul>	0,1 % 0,2 %
ondulación residual	
<ul style="list-style-type: none"> <li>máx.</li> </ul>	150 mV
pico de tensión	
<ul style="list-style-type: none"> <li>máx.</li> </ul>	240 mV
versión de pantalla para funcionamiento normal	LED verde para 24 V O.K.
comportamiento de la tensión de salida al conectar	Sin rebase transitorio de U <sub>a</sub> (arranque suave)
retardo a la excitación máx.	6 s; 2 s a 230 V, 6 s a 120 V

tiempo de subida de tensión de la tensión de salida	
• típico	10 ms
Intensidad de salida	
• valor nominal	2,5 A
• rango asignado	0 ... 2,5 A
potencia activa entregada típico	60 W
Intensidad de sobrecarga breve	
• con cortocircuito durante el arranque típico	6 A
• con cortocircuito en servicio típico	6 A
duración de la capacidad de sobrecarga con sobreintensidad	
• con cortocircuito durante el arranque	100 ms
• con cortocircuito en servicio	100 ms
conexión en paralelo de equipos	SI
número de equipos conectados en paralelo para aumentar la potencia	2
<b>rendimiento</b>	
rendimiento [%]	83 %
pérdidas [W]	
• con valor nominal de la tensión de salida con valor nominal de la Intensidad de salida típico	12 W
<b>regulación</b>	
precisión de regulación relativa de la tensión de salida con fluctuación rápida de la tensión de entrada en torno a +/-15% típico	0,3 %
precisión de regulación relativa de la tensión de salida con escalón de carga resistiva 50/100/50 % típico	3 %
tiempo de establecimiento	
• con escalón de carga 50 % a 100 % típico	5 ms
• con escalón de carga 100 % a 50% típico	5 ms
tiempo de establecimiento	
• máx.	5 ms
<b>protección y vigilancia</b>	
tipo de protección de sobretensión	< 33 V
propiedad de la salida resistente a cortocircuitos	SI
tipo de protección contra cortocircuito	Característica de Intensidad constante
• típico	2,65 A
Intensidad de cortocircuito sostenido valor eficaz	
• típico	2,7 A
<b>seguridad</b>	
aislamiento galvánico entre entrada y salida	SI
aislamiento galvánico	Tensión de salida MBTS/SELV Us según EN 60950-1 y EN 50178
clase de protección del material	Clase I
corriente de fuga	
• máx.	3,5 mA
grado de protección IP	IP20
<b>CEM</b>	
norma	
• para emisión de perturbaciones	EN 55022 clase B
• para limitación de armónicos en red	No aplicable
• para Inmunidad a perturbaciones	EN 61000-6-2
<b>normas, especificaciones, homologaciones</b>	
certificado de idoneidad	
• marcado CE	SI
• homologación UL	SI; cULus-Listed (UL 508, CSA C22.2 No. 107.1), File E197259; cURus-Recognized (UL 60950-1, CSA C22.2 No. 60950-1) File E151273
• homologación CSA	SI; cULus-Listed (UL 508, CSA C22.2 No. 107.1), File E197259; cURus-Recognized (UL 60950-1, CSA C22.2 No. 60950-1) File E151273
• marcado UKCA	SI
• homologación EAC	SI
• NEC Class 2	SI; conforme a UL1310, File E151273
tipo de certificación	
• certificado CB	SI

MTBF con 40 °C	1 492 537 h
<b>normas, especificaciones, homologaciones entornos peligrosos</b>	
certificado de idoneidad	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• IECEX</li> <li>• ATEX</li> <li>• homologación ULhazloc</li> <li>• cCSAus, Class 1, División 2</li> <li>• UKEX</li> <li>• CCC para zona Ex según estándar GB</li> <li>• homologación FM</li> </ul>	SI; IECEX Ex nA nC IIC T4 Gc SI; ATEX (EX) II 3G Ex ec nC IIC T4 Gc SI No SI SI SI; Class I, Div. 2, Group ABCD, T4
<b>normas, especificaciones, homologaciones clasificación naval</b>	
homologación para construcción naval	SI
sociedad de clasificación naval	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• American Bureau of Shipping Europe Ltd. (ABS)</li> <li>• Bureau Veritas (BV)</li> <li>• Det Norske Veritas (DNV)</li> <li>• Lloyds Register of Shipping (LRS)</li> <li>• Nippon Kaiji Kyokai (NK)</li> </ul>	SI SI SI SI SI
<b>normas, especificaciones, homologaciones declaración medioambiental de producto</b>	
potencial de efecto Invernadero [CO2 eq]	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• total</li> <li>• durante la fabricación</li> <li>• durante el funcionamiento</li> <li>• tras fin de la vida</li> </ul>	334,2 kg 5,7 kg 326,2 kg 0,21 kg
<b>condiciones ambientales</b>	
temperatura ambiente	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• durante el funcionamiento</li> <li>• durante el transporte</li> <li>• durante el almacenamiento</li> </ul>	0 ... 60 °C; Con convección natural -40 ... +85 °C -40 ... +85 °C
categoría medioambiental según IEC 60721	Clase climática 3K3, 5 ... 95% sin condensación
<b>sistema de conexión</b>	
tipo de conexión eléctrica	borne de tornillo
<ul style="list-style-type: none"> <li>• en entrada</li> <li>• en la salida</li> <li>• para contactos auxiliares</li> </ul>	L, N, PE: 1 borne de tornillo resp. para 0,5 ... 2,5 mm <sup>2</sup> L+, M: 2 bornes de tornillo resp. para 0,5 ... 2,5 mm <sup>2</sup> -
<b>datos mecánicos</b>	
anchura x altura x profundidad de la caja	70 x 100 x 75 mm
ancho de montaje x altura de montaje	70 mm x 140 mm
distancia que debe respetarse	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• arriba</li> <li>• abajo</li> <li>• izquierda</li> <li>• derecha</li> </ul>	20 mm 20 mm 0 mm 0 mm
tipo de fijación	Sobre perfil normalizado EN 60715 35x7,5/15 por abroche, montaje mural
<ul style="list-style-type: none"> <li>• montaje sobre perfil DIN</li> <li>• montaje en perfil soporte S7</li> <li>• montaje en pared</li> </ul>	SI No SI
carcasa disponible en hilera	SI
peso neto	0,3 kg
<b>información adicional enlaces de Internet</b>	
enlace de Internet	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• a la página web: Industry Mall</li> <li>• a la página web: Guía de selección TIA Selection Tool</li> <li>• a la página web: fuentes de alimentación</li> <li>• a la página web: CAx-Download-Manager</li> <li>• a la página web: Industry Online Support</li> </ul>	<a href="https://mall.industry.siemens.com">https://mall.industry.siemens.com</a> <a href="https://www.siemens.com/tstcloud">https://www.siemens.com/tstcloud</a> <a href="https://siemens.com/sitop">https://siemens.com/sitop</a> <a href="https://siemens.com/cax">https://siemens.com/cax</a> <a href="https://support.industry.siemens.com">https://support.industry.siemens.com</a>
<b>información adicional</b>	
notas adicionales	Siempre que no se diga lo contrario, son aplicables todos los datos para la tensión nominal de entrada y una temperatura ambiente de +25 °C
<b>información de seguridad</b>	

Información de seguridad

Siemens ofrece productos y soluciones con funciones de ciberseguridad Industrial con el objetivo de hacer más seguro el funcionamiento de Instalaciones, sistemas, máquinas y redes. Para proteger las Instalaciones, los sistemas, las máquinas y las redes contra de amenazas cibernéticas, es necesario implementar - y mantener continuamente - un concepto de ciberseguridad Industrial Integral y holístico conforme al estado del arte. Los productos y las soluciones de Siemens constituyen una parte de este concepto. Los clientes son responsables de impedir el acceso no autorizado a sus Instalaciones, sistemas, máquinas y redes. Dichos sistemas, máquinas y componentes solo deben estar conectados a la red corporativa o a Internet cuando y en la medida que sea necesario y siempre que se hayan tomado las medidas de protección adecuadas (p. e.) cortafuegos y segmentación de la red). Para obtener información adicional sobre las medidas de ciberseguridad Industrial que podrían ser implementadas, por favor visite [www.siemens.com/cybersecurity-industry](http://www.siemens.com/cybersecurity-industry). Los productos y las soluciones de Siemens están sometidos a un desarrollo constante con el fin de hacerlos más seguros. Siemens recomienda encarecidamente realizar actualizaciones en cuanto estén disponibles y utilizar únicamente las últimas versiones de los productos. El uso de versiones anteriores de los productos o sin soporte y la falta de aplicación de las nuevas actualizaciones, puede aumentar el riesgo de amenazas cibernéticas. Para mantenerse informado de las actualizaciones de productos, recomendamos que se suscriba al Siemens Industrial Cybersecurity RSS Feed en <https://www.siemens.com/cert>. (V4.7)

**Clasificaciones**

	Versión	Clasificación
eClass	14	27-04-07-01
eClass	12	27-04-07-01
eClass	9.1	27-04-07-01
eClass	9	27-04-07-01
eClass	8	27-04-90-02
eClass	7.1	27-04-90-02
eClass	6	27-04-90-02
ETIM	9	EC002540
ETIM	8	EC002540
ETIM	7	EC002540
IDEA	4	4130
UNSPSC	15	39-12-10-04

**Homologaciones Certificados**

General Product Approval



[Manufacturer Declaration](#)



General Product Approval

For use in hazardous locations



[FM](#)

[CCC-Ex](#)

For use in hazardous locations

Maritime application



Maritime application

Environment

# SIEMENS

## Hoja de datos

6ED1052-2CC08-0BA1



LOGO! 24CEo, módulo lógico, sin display, FA/E/S: 24 V/24 V/24 V trans., 8 DI (4 AI)/4 DO, mem. 400 bloques, posibilidad de ampliación modular, Ethernet, servidor web integrado, Datalog, páginas web personalizadas, tarjeta microSD estándar para LOGO! Soft Comfort a partir de V8.3, proyectos anteriores ejecutables, conexión a la nube en todas las unidades base LOGO! 8.3

[https://www.automation.siemens.com/bild/db/index.aspx?objKey=P\\_ST70\\_XX\\_0681](https://www.automation.siemens.com/bild/db/index.aspx?objKey=P_ST70_XX_0681)

<b>Diseño/montaje</b>	
Montaje	... mm, 4 módulos de ancho
<b>Tensión de alimentación</b>	
Valor nominal (DC)	24 V DC
Rango admisible, límite inferior (DC)	20,4 V
Rango admisible, límite superior (DC)	28,8 V
<b>Hora</b>	
Programadores horario	400; Máx. 400, según la función
Reserva de marcha	480 h
<b>Entradas digitales</b>	
Nº de entradas digitales	8; de ellas, 4 aptas como E analógicas (0 a 10 V)
<b>Salidas digitales</b>	
Número de salidas	4; Transistor
Protección contra cortocircuito	Sí; eléctrica (1 A)
<b>Intensidad de salida</b>	
para señal "1" rango admisible para 0 a 55 °C, máx.	0,3 A
<b>CEM</b>	
Emisión de radiointerferencias según EN 55 011	Sí; Desparasitado según EN 55011, clase límite B
<b>Normas, homologaciones, certificados</b>	
Marcado CE	Sí
Homologación CSA	Sí
Homologación UL	Sí
Homologación FM	Sí
desarrollado conforme a IEC 61131	Sí
según VDE 0631	Sí
Homologaciones navales	Sí
<b>Condiciones ambientales</b>	
Temperatura ambiente en servicio	
mín.	-20 °C; Sin condensación
máx.	55 °C
Temperatura ambiente en almacenaje/transporte	
mín.	-40 °C
máx.	70 °C
Altitud en servicio referida al nivel del mar	


• Temperatura ambiente-presión atmosférica-altitud de instalación

Tmín ... Tmáx a 1 080 hPa ... 795 hPa (-1 000 m ... +2 000 m)

#### Dimensiones

Ancho	71,5 mm
Altura	90 mm
Profundidad	60 mm

Última modificación:

26/02/2021 

Anexo 7 Ficha Técnica del Módulo de expansión AM2 RTD (Siemens, 2023)

# SIEMENS

Hoja de datos

6ED1055-1MD00-0BA2



Módulo ampl. LOGO! AM2 RTD, alimentación: DC 12/24V, 2 AI -50...+200 °C Pt100/1000 para LOGO! 8

<b>Diseño/montaje</b>	
Montaje	sobre perfil normalizado de 35 mm, 2 módulos de ancho
<b>Tensión de alimentación</b>	
Valor nominal (DC)	
• 12 V DC	Si; 10,8 V DC a 28,8 V DC
• 24 V DC	Si; 10,8 V DC a 28,8 V DC
<b>Intensidad de entrada</b>	
Consumo, tip.	30 mA
<b>Entradas analógicas</b>	
Nº de entradas analógicas	2; Conexión a 2 ó 3 hilos
<b>Rangos de entrada</b>	
• Tensión	No
• Intensidad	No
• Termorresistencias	Si; para sensores PT100/PT1000
<b>Rangos de entrada (valores nominales), tensiones</b>	
• 0 a +10 V	No
<b>Rangos de entrada (valores nominales), intensidades</b>	
• 0 a 20 mA	No
<b>Rangos de entrada (valores nominales), termoresistencias</b>	
• Pt 100	Si
<b>CEM</b>	
Emisión de radiointerferencias según EN 55 011	
• Clase de límite B, para aplicación en el ámbito residencial	Si
<b>Grado de protección y clase de protección</b>	
Grado de protección IP	IP20
<b>Normas, homologaciones, certificados</b>	
Marcado CE	Si
Homologación CSA	Si
Homologación UL	Si
Homologación FM	Si
desarrollado conforme a IEC 61131	Si
Homologaciones navales	Si
<b>Huella ambiental</b>	
• declaración medioambiental de producto	Si
<b>Potencial de efecto Invernadero</b>	
— potencial de efecto Invernadero (total) [CO2 eq]	16,5 kg
— potencial de efecto Invernadero (durante la fabricación) [CO2 eq]	3,22 kg
— potencial de efecto Invernadero (durante el funcionamiento) [CO2 eq]	13,4 kg

— potencial de efecto invernadero (al final del ciclo de vida) [CO2 eq]		-0,124 kg	
<b>Condiciones ambientales</b>			
Temperatura ambiente en servicio			
• mín.	-20 °C; Sin condensación		
• máx.	55 °C		
<b>Dimensiones</b>			
Ancho	35,5 mm		
Altura	90 mm		
Profundidad	58 mm		
<b>Clasificaciones</b>			
		<b>Versión</b>	<b>Clasificación</b>
	eClass	14	27-24-22-01
	eClass	12	27-24-22-01
	eClass	9.1	27-24-22-01
	eClass	9	27-24-22-01
	eClass	8	27-24-22-01
	eClass	7.1	27-24-22-01
	eClass	6	27-24-22-01
	ETIM	9	EC001420
	ETIM	8	EC001420
	ETIM	7	EC001420
	IDEA	4	3562
	UNSPSC	15	32-15-17-05

**Homologaciones / Certificados**

**General Product Approval**

 EG-Inf.  
  
[Miscellaneous](#)  
[Manufacturer Declaration](#)  
 UL  
[KC](#)

**General Product Approval**      **For use in hazardous locations**

[Metrological Approval](#)  
 RCM  
[KC](#)  
 CQC  
[EM](#)  
[EM](#)

**Maritime application**

 ABS  
 BUREAU VERITAS  
 DNV  
 LIS  
[NK / Nippon Kaiji Kyokai](#)  
[CCS \(China Classification Society\)](#)

**Maritime application**      **Environment**

 KR  
 EPD

Anexo 8 Ficha Técnica del Módulo de expansión AM2 (Siemens, 2023)

# SIEMENS












## Hoja de datos

6ED1055-1MA00-0BA2



Módulo de ampliación LOGO! AM2, alimentación: DC 12/24V, 2 AI, 0-10V o 0/4-20 mA para LOGO! 8

<b>Diseño/montaje</b>	
Montaje	sobre perfil normalizado de 35 mm, 2 módulos de ancho
<b>Tensión de alimentación</b>	
Valor nominal (DC)	
• 12 V DC	SI; 10,8 V DC a 28,8 V DC
• 24 V DC	SI; 10,8 V DC a 28,8 V DC
<b>Intensidad de entrada</b>	
Consumo, tip.	30 mA
<b>Entradas analógicas</b>	
Nº de entradas analógicas	2
<b>Rangos de entrada</b>	
• Tensión	SI
• Intensidad	SI
• Termoresistencias	No
<b>Rangos de entrada (valores nominales), tensiones</b>	
• 0 a +10 V	SI
<b>Rangos de entrada (valores nominales), Intensidades</b>	
• 0 a 20 mA	SI; 0 mA o 4 mA a 20 mA
<b>Rangos de entrada (valores nominales), termoresistencias</b>	
• Pt 100	No
<b>CEM</b>	
Emisión de radiointerferencias según EN 55 011	
• Clase de límite B, para aplicación en el ámbito residencial	SI
<b>Grado de protección y clase de protección</b>	
Grado de protección IP	IP20
<b>Normas, homologaciones, certificados</b>	
Marcado CE	SI
Homologación CSA	SI
Homologación UL	SI
Homologación FM	SI
desarrollado conforme a IEC 61131	SI
según VDE 0631	SI
Homologaciones navales	SI
<b>Huella ambiental</b>	
• declaración medioambiental de producto	
SI	
<b>Potencial de efecto invernadero</b>	
— potencial de efecto invernadero (total) [CO2 eq]	16,5 kg
— potencial de efecto invernadero (durante la fabricación) [CO2 eq]	3,22 kg
— potencial de efecto invernadero (durante el	13,4 kg

funcionamiento) [CO2 eq]			
— potencial de efecto Invernadero (al final del ciclo de vida) [CO2 eq]	-0,124 kg		
<b>Condiciones ambientales</b>			
Temperatura ambiente en servicio			
• mín.	-20 °C; Sin condensación		
• máx.	55 °C		
<b>Dimensiones</b>			
Ancho	35,5 mm		
Altura	90 mm		
Profundidad	58 mm		
<b>Clasificaciones</b>			
		<b>Versión</b>	<b>Clasificación</b>
	eClass	14	27-24-22-01
	eClass	12	27-24-22-01
	eClass	9.1	27-24-22-01
	eClass	9	27-24-22-01
	eClass	8	27-24-22-01
	eClass	7.1	27-24-22-01
	eClass	6	27-24-22-01
	ETIM	10	EC001420
	ETIM	9	EC001420
	ETIM	8	EC001420
	ETIM	7	EC001420
	IDEA	4	3562
	UNSPSC	15	32-15-17-05
<b>Homologaciones / Certificados</b>			
General Product Approval			
<a href="#">Miscellaneous</a>	<a href="#">Manufacturer Declaration</a>	 EC-Koef	 UK CA
		 UL	<a href="#">KC</a>
General Product Approval		For use in hazardous locations	
<a href="#">Metrological Approval</a>	 RCM	<a href="#">KC</a>	 cqc
		<a href="#">EM</a>	<a href="#">EM</a>
<b>Maritime application</b>			
 ABS	 BUREAU VERITAS	 DNV	 LRS
		<a href="#">NK / Nippon Kaiji Kyokai</a>	<a href="#">CCS (China Classification Society)</a>
<b>Maritime application</b>		<b>Environment</b>	
 KR	 EPD		



## FEATURES

- High stability sensing element with a precision output
- IEC 60751 Class A accuracy/tolerance
- Temperature measurement range of -20 to 200°C
- Rigid corrosion resistant 316 stainless steel sheath for protection of sensing element
- Silicone rubber insulation can withstand a wide temperature range and offers
- 3 wire lead tails for an accurate reading
- Sealed fitting and three ring crimps on sheath to prevent leakage during immersion

## RS PRO 3 wire PT100 Sensor, -20°C min +200°C max, 60mm Probe Length x 6mm Probe Diameter

RS Stock No.: 457-3704



RS Professionally Approved Products bring to you professional quality parts across all product categories. Our product range has been tested by engineers and provides a comparable quality to the leading brands without paying a premium price.

## Product Description

From RS Pro a high-quality and reliable Pt100 PRT (Platinum Resistance Thermometer) or RTD (Resistance Temperature Detector) sensing probe. This RTD probe has a robust construction with the sensing element encased in a rigid 6mm diameter 316 stainless steel sheath. The leads have a durable and flexible silicone rubber insulation. This platinum resistance thermometer provides accurate and reliable temperature measurement for a wide range of applications.

## General Specifications

<b>Sensor Type</b>	PT100
<b>Probe Material</b>	Stainless Steel
<b>Number Of Wires</b>	3
<b>Accuracy</b>	Class A
<b>Construction</b>	Cable 3 conductors, section 0.22mm <sup>2</sup> Isolated Silicon/Copper braid/Silicon
<b>Tolerance</b>	±0.15 + 0.002.[°c]
<b>Applications</b>	These PRT sensor probes with their robust design are ideal for use in many general purpose industrial applications including the following: Air conditioning and refrigeration, Air, gas and liquid temperature measurement, Food processing, Laboratories, Chemical industry, Plastics processing, Stoves and grills

## Mechanical Specifications

<b>Probe Length</b>	60mm
<b>Probe Diameter</b>	6mm
<b>Termination Type</b>	Cable
<b>Cable Length</b>	2.5mm
<b>Process Connection</b>	Probe
<b>Sheath</b>	Stainless steel

# Platinum Resistance Temperature Sensors



## Operation Environment Specifications

Minimum Temperature Sensed	-20°C
Maximum Temperature Sensed	200°C

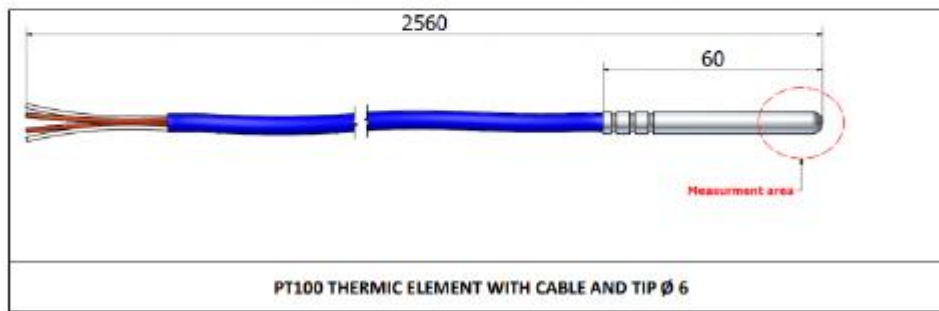
## Approvals

Compliance/Certifications	IEC 60751
---------------------------	-----------



### Other type:

Length	2560mm
Wiring	
Mounting 1x3wires	457-3704
Mounting 1x4wires	407-1387



## Anexo 10 Ficha Técnica del Convertidor Analógico Aislado (Schneider Electric, 2023)



### Convertidor Analógico Aislado - 0 / 5 A - Para HARMONY Analógico

RMC61BD

#### Principal

Gama de productos	Harmony Analógico
Tipo de producto o componente	Convertidor de tensión/corriente
tipo de entrada analógica	Corriente 0...1,5 A c.a./c.c. 50/60 Hz Corriente 0...15 A c.a./c.c. 50/60 Hz Corriente 0...5 A c.a./c.c. 50/60 Hz
tipo de salida analógica	Corriente 0...20 mA $\leq$ 500 Ohm con cableado Corriente 4...20 mA $\leq$ 500 Ohm con cableado Tensión 0...10 V $> =$ 100 kOhm con cableado

#### Complementario

Tipo de protección	Protección de polaridad inversa en salida Protección de cortocircuito en salida Protección de sobretensión en salida (+/- 30 V)
tensión de salida analógica anormal	-15 ... 0 V, cuyo ningún cable de entrada o de entrada roto
corriente de salida analógica anormal	-30...0 mA, seleccionado de salida 0...20 mA, cuyo ningún cable de entrada o de entrada roto 4...30 mA, seleccionado de salida 4...20 mA, cuyo ningún cable de entrada o de entrada roto
tensión de alimentación	24 V CC +/- 20 %, aislado
consumo de corriente	$\leq$ 70mA para salida tensión $\leq$ 90 mA para salida corriente
Señalización local	LED (verde) for encendido
error de medida	+/- 5 % de escala completa a 20 °C (temporary performance degradation when subject to electromagnetic interference)
precisión de repetición	+/- 0,2 % escala completa a 20 °C +/- 0,6 % escala completa a 60 °C
coeficiente de temperatura	1000 ppm/°C, rango: 0...5 A 2000 ppm/°C, rango: 0...15 A 500 ppm/°C, rango: 0...1,5 A
Capacidad de conexión de la abrazadera	2 x 1,5 mm <sup>2</sup> 1 x 2,5 mm <sup>2</sup>
Par de apriete	0,6...1,1 N.m
Marcas	CE
resistencia a sobretensiones	0,5 kV durante 1,2/50 $\mu$ s conforme a IEC 61000-4-5
tensión asignada de aislamiento	2 kV
modo de fijación	Mediante tornillos (placa de montaje) Enganch. (perfil DIN simétrico de 35 mm)
datos de fiabilidad de seguridad	B10d = 22108 MTTFd = 23.9 años

Peso neto	0,15 kg
-----------	---------

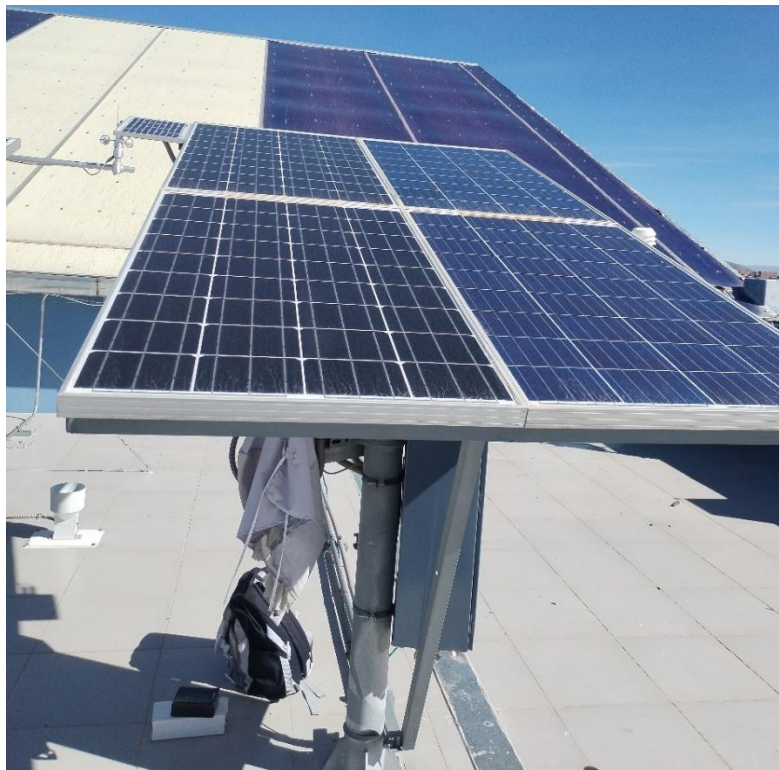
## Entorno

Estándares	IEC 60947-1 IEC 60584-1
Certificaciones del producto	CSA UL GL
Grado de protección IP	IP20 (bomero) IP50 (envolvente)
resistencia al fuego	850 °C conforme a IEC 60695-2-1 850 °C conforme a UL
Resistencia a los golpes	50 gn para 11 ms conforme a IEC 60068-2-27
Resistencia a las vibraciones	5 gn (f= 10...100 Hz) conforming to IEC 60068-2-6
resistencia a descargas electrostáticas	6 kV (en contacto) conforme a IEC 61000-4-2 nivel_3 8 kV (en aire) conforme a IEC 61000-4-2 nivel_3
resistencia a transitorios rápidos	1 kV conforme a IEC 61000-4-4 (en entrada/salida) 2 kV conforme a IEC 61000-4-4 (en alimentación)
perturbación radiada/conducida	CISPR 11 CISPR22 grupo 1- clase B
temperatura ambiente para almacenamiento	-40...85 °C
temperatura ambiente	0...50 °C montaje lado a lado 0...60 °C 2 cm spac.
Grado de contaminación	2 conforme a IEC 60664-1

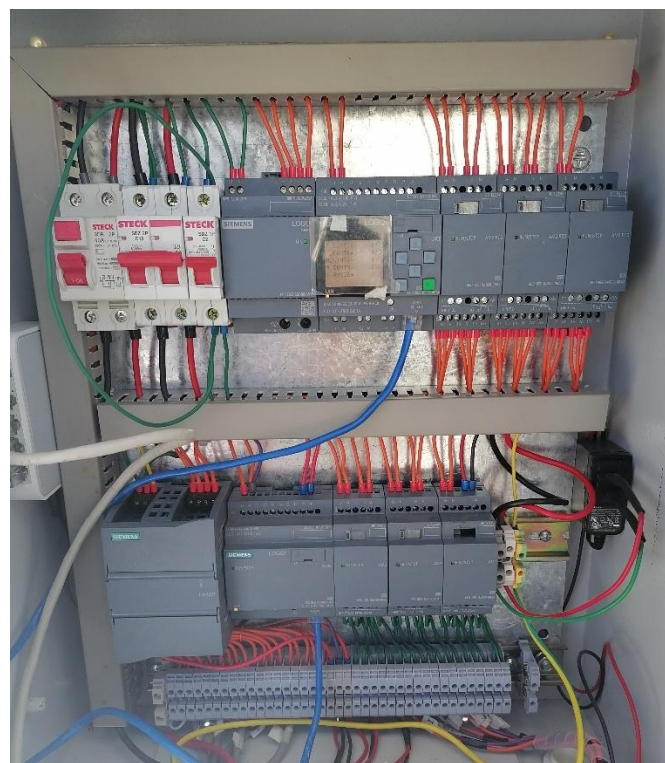
## Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Paquete 1 Altura	8,400 cm
Paquete 1 Ancho	4,700 cm
Paquete 1 Longitud	8,000 cm
Peso del empaque (Lbs)	175,000 g
Tipo de unidad de paquete 2	S02
Número de unidades en el paquete 2	33
Paquete 2 Altura	15,000 cm
Paquete 2 Ancho	30,000 cm
Paquete 2 Longitud	40,000 cm
Paquete 2 Peso	6,100 kg
Tipo de unidad de paquete 3	P06
Número de unidades en el paquete 3	528
Paquete 3 Altura	75,000 cm
Paquete 3 Ancho	60,000 cm
Paquete 3 Longitud	80,000 cm
Paquete 3 Peso	106,000 kg

**Anexo 11** *Fotografías del sistema experimental del monoposte instalado en el Instituto EPIER*



**Anexo 12** *Fotografías del sistema de programación y recolección de datos en el logo 8.*



**Anexo 13** *Fotografías del convertidor analógico para recolección de datos de la irradiancia.*



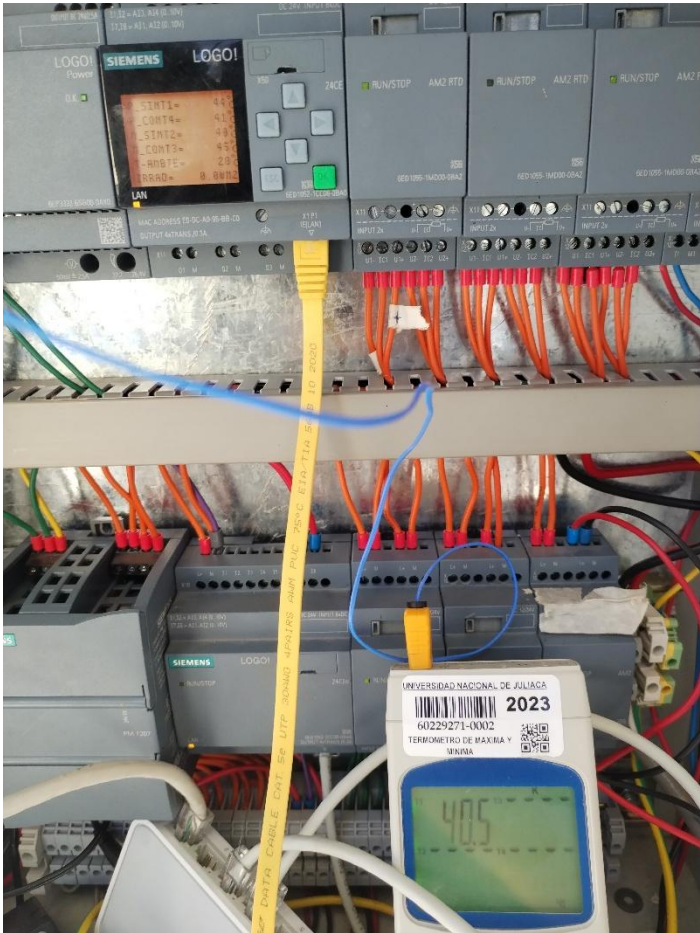
**Anexo 14** *Fotografías de la orientación del sistema mirando hacia el norte.*



**Anexo 15** *Fotografías de la inclinación del sistema a 15°*



**Anexo 16** *Fotografías de la calibración del sensor de temperatura*



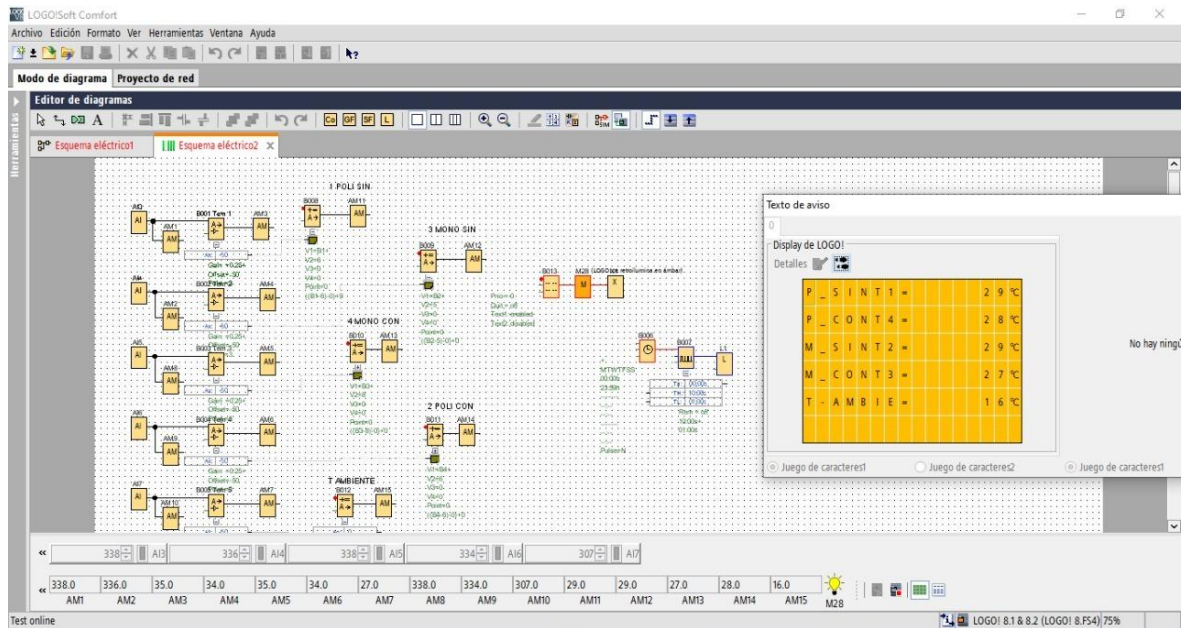
**Anexo 17** *Fotografías de la medición de la temperatura de los paneles*



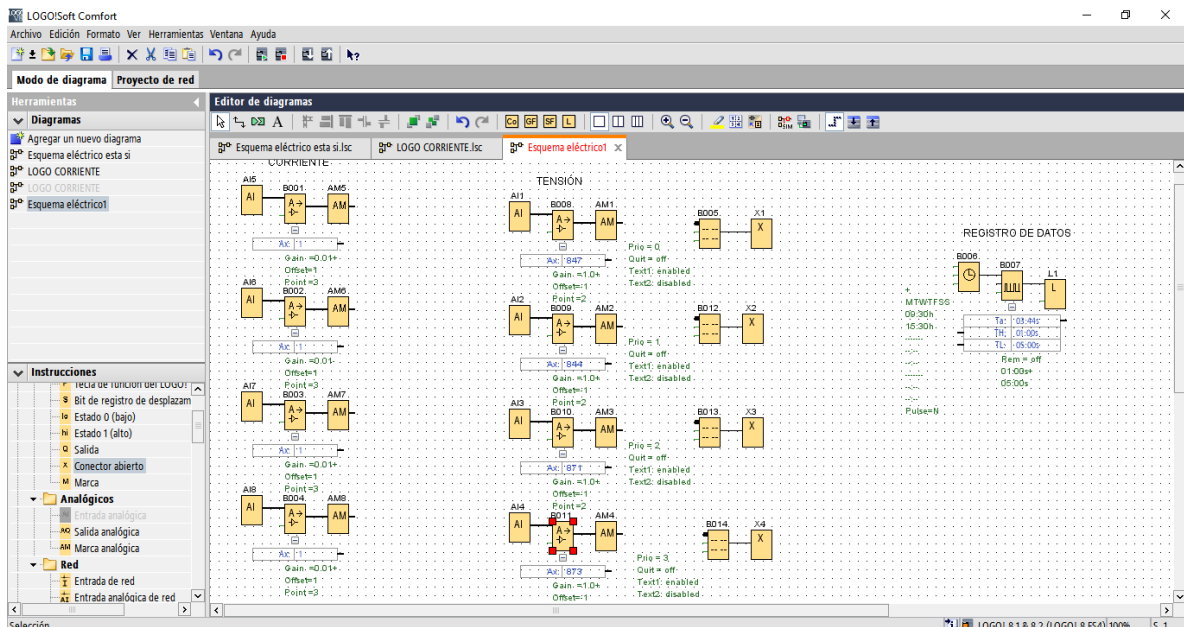
**Anexo 18** *Fotografías de los tableros eléctricos del monoposte*



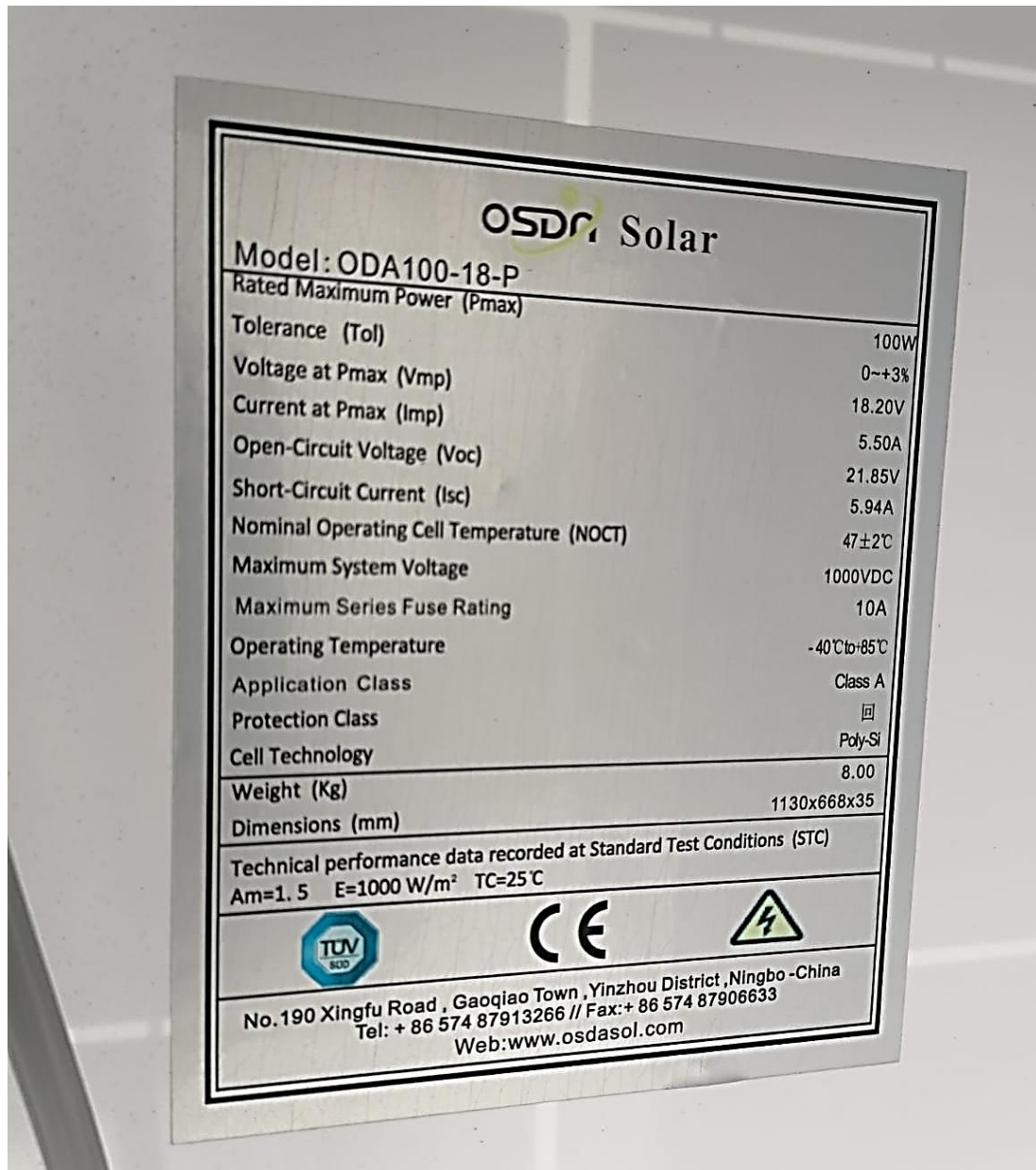
## Anexo 19 Fotografías de la calibración de la temperatura con lenguaje de bloques en el programa logo soft confort



## Anexo 20 Fotografías de la calibración de la corriente y tensión con lenguaje de bloques en el programa logo soft confort



Anexo 21 Fotografías de la ficha técnica del panel policristalino de 100W



**Anexo 22** Fotografías de la ficha técnica del panel monocristalino de 100W



**Anexo 23** *Cálculo y posicionamiento del monoposte*

**Tabla 30**

*Tabla de cálculo del ángulo de inclinación del monoposte.*

#	Capital de Provincia	Latitud $\phi$	Angulo de Inclinación del Monoposte ( $^{\circ}$ ) $\beta_{opt} = 3.7 + 0.69[\phi]$
1	San Miguel (Ayabacas UNAJ)	-15.40933	14.332

*Nota.* Elaboración propia.

**Anexo 24** *Resumen mensual de la irradiancia de ambos sistemas*

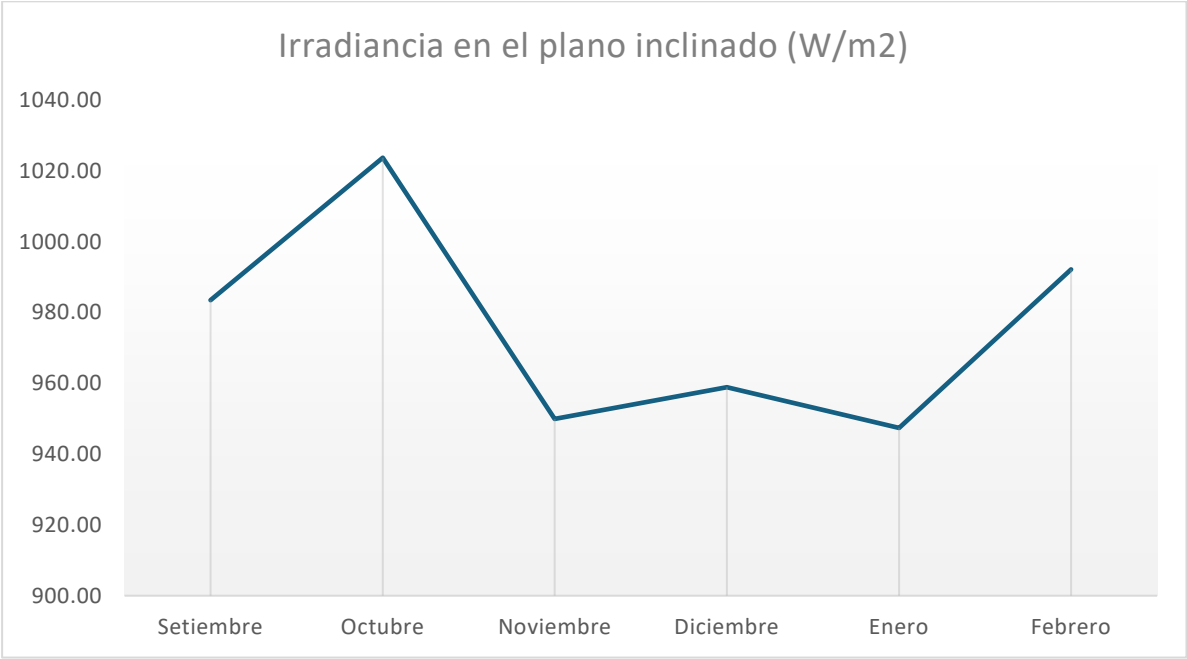
**Tabla 31**

*Tabla de resumen mensual de la irradiancia de ambos sistemas – (2023-2024).*

AÑO	MESES	Irradiancia en el plano inclinado (W/m <sup>2</sup> )	HSP	Horas de Insolación (h)	Irradiación en plano inclinado (kWh/m <sup>2</sup> -día)
2023	Setiembre	983.54	5	5	4.92
	Octubre	1023.75	5	5	5.12
	Noviembre	949.94	5	5	4.75
	Diciembre	958.86	5	5	4.79
2024	Enero	947.40	5	5	4.74
	Febrero	992.17	5	5	4.96

*Nota.* Elaboración propia.

**Anexo 25** *Gráfico mensual de la irradiancia de ambos sistemas*



**Anexo 26** Resumen diario de la irradiancia

**Tabla 32**

Tabla de resumen diario de la irradiancia de ambos sistemas en el rango de (10:00 – 14:30) – (2023-2024).

Mes Dia	Irradiancia en el plano inclinado 2023 - 2024 (W/m2)					
	2023			2024		
	Set	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
1	1052.42	1033.01	928.15	909.31	1028.38	1016.33
2	1058.76	1047.55	1016.35	960.19	940.42	922.24
3	993.23	1074.95	993.06	1097.99	1073.36	1037.26
4	995.89	1052.81	1049.18	1010.73	910.74	957.75
5	897.82	958.67	990.18	906.70	877.94	973.44
6	1066.90	1005.47	1092.70	966.15	917.88	864.42
7	931.58	1064.35	855.60	852.02	814.99	1051.57
8	1006.62	955.24	1068.91	1049.86	969.60	1047.99
9	934.96	1001.46	1048.91	867.71	1107.01	1063.96
10	1004.35	959.91	1044.95	1090.20	1019.63	1049.06
11	900.21	985.24	873.72	1052.63	892.55	1077.76
12	1005.49	959.41	873.19	803.19	736.99	847.06
13	1051.32	1061.86	1081.17	1059.84	992.55	998.97
14	1041.80	1017.39	849.72	1005.48	999.35	957.68
15	923.20	1077.87	1031.32	937.19	972.35	860.17
16	989.63	1028.09	837.41	985.88	1002.02	1034.99
17	955.48	1099.30	795.60	818.41	833.05	957.98
18	1030.09	1084.51	929.01	863.19	906.21	896.63
19	940.82	1068.49	1101.70	898.53	868.16	1026.03
20	1026.55	1095.29	871.52	970.00	894.07	1163.39
21	920.63	1074.33	913.07	801.96	986.21	915.10
22	989.40	996.98	829.85	937.19	952.82	1007.77
23	929.91	1060.99	915.32	1014.36	896.36	997.80
24	1070.92	998.34	917.70	1046.22	1010.32	989.78
25	986.54	1051.57	1038.42	933.38	1013.99	1015.58
26	962.76	1013.83	822.04	925.39	837.90	956.26
27	949.30	909.95	877.24	848.16	936.80	1082.61
28	1057.46	962.49	1010.07	1007.25	941.12	1011.12
29	1024.78	965.92	964.29	1104.51	1077.57	
30	807.19	959.23	877.88	942.69	979.00	
31		1111.87		1058.21	979.98	
<b>PROM</b>	<b>983.53</b>	<b>1023.75</b>	<b>949.94</b>	<b>958.86</b>	<b>947.40</b>	<b>992.17</b>

Nota. Elaboración propia.

**Anexo 27** Resumen mensual de la temperatura de los paneles de ambos sistemas

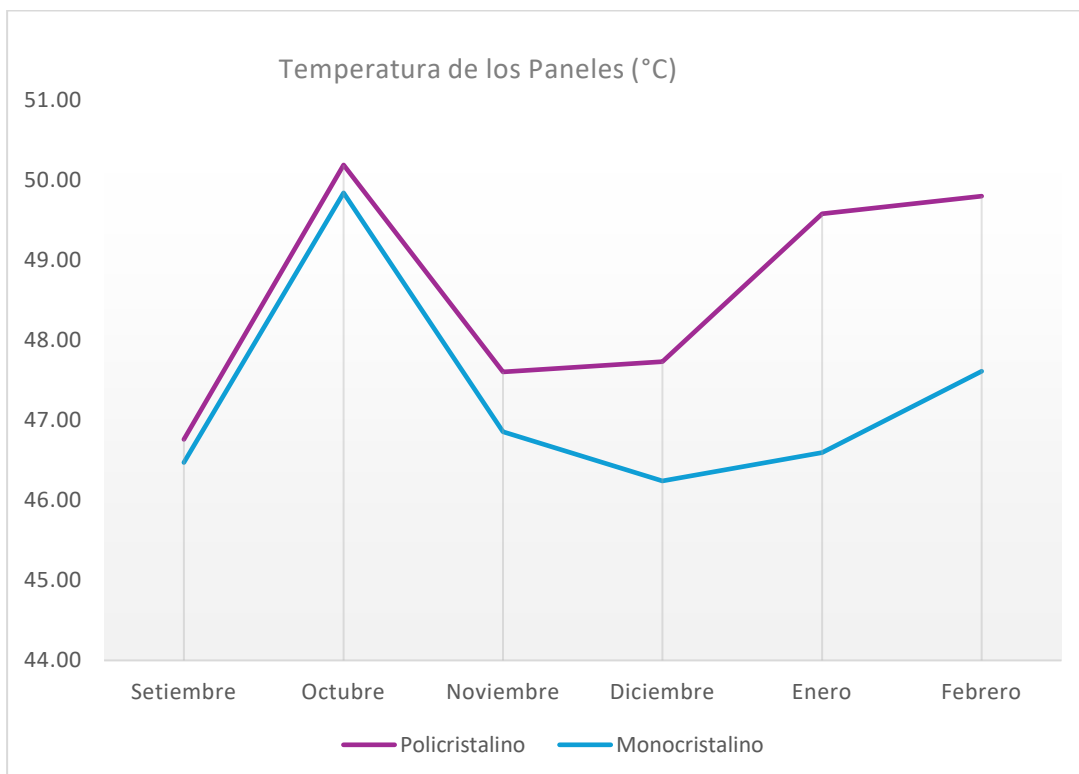
**Tabla 33**

Tabla de resumen mensual de la temperatura de los paneles de ambos sistemas.

Temperatura de los paneles (C°)		
MESES	Policristalino	Monocristalino
Setiembre	46.76	46.47
Octubre	50.19	49.84
Noviembre	47.60	46.86
Diciembre	47.73	46.24
Enero	49.57	46.60
Febrero	49.80	47.61

Nota. Elaboración propia.

**Anexo 28** Gráfico mensual de la temperatura de los paneles de ambos sistemas



**Anexo 29** Resumen diario de la temperatura de ambos sistemas (10:00 – 14:30)

**Tabla 34**

*Tabla de resumen diario de la temperatura de septiembre – (2023).*

Mes / Dia	Promedios de temperatura (septiembre 2023) 10:00AM - 14:30PM	
	T-Poli (C°)	T-Mono (C°)
1	49.99	48.28
2	49.99	48.28
3	45.94	48.65
4	45.85	43.62
5	40.93	39.05
6	48.10	48.32
7	49.29	41.47
8	50.95	51.31
9	49.19	50.39
10	51.30	51.55
11	46.78	45.81
12	48.07	48.05
13	51.14	52.27
14	54.07	55.13
15	44.97	46.32
16	49.18	46.04
17	43.28	44.68
18	41.66	43.73
19	46.28	46.10
20	48.06	49.28
21	40.61	42.43
22	41.99	43.92
23	43.50	46.54
24	53.86	53.14
25	44.88	42.94
26	42.89	42.55
27	43.97	42.93
28	43.87	42.56
29	45.59	42.95
30	46.67	45.80
31		
<b>PROM</b>	<b>46.76</b>	<b>46.47</b>

*Nota.* Registros diarios de temperatura de célula (10:00–14:30 h).

**Tabla 35***Tabla de resumen diario de la temperatura de Octubre – (2023).*

Mes / Dia	Promedios de temperatura (octubre 2023) 10:00AM - 14:30PM	
	T-Poli (C°)	T-Mono (C°)
1	51.66	51.38
2	51.83	51.75
3	51.63	50.88
4	49.29	49.42
5	45.30	45.24
6	46.68	46.48
7	49.48	50.23
8	49.83	50.03
9	48.64	49.76
10	51.19	50.56
11	50.99	49.89
12	50.96	49.76
13	51.99	50.84
14	48.92	48.74
15	53.72	54.68
16	48.64	48.01
17	55.18	54.87
18	56.17	55.96
19	55.05	55.01
20	56.18	56.12
21	50.97	49.27
22	48.03	46.63
23	52.73	52.25
24	47.74	48.59
25	51.88	51.56
26	44.99	44.35
27	42.53	41.75
28	45.09	45.07
29	43.13	42.64
30	50.47	49.55
31	54.85	53.76
<b>PROM</b>	<b>50.19</b>	<b>49.84</b>

*Nota.* Registros diarios de temperatura de célula (10:00–14:30 h).

**Tabla 36***Tabla de resumen diario de la temperatura de Noviembre – (2023).*

Mes Dia	Promedios de temperatura (noviembre - 2023) 10:00AM - 14:30PM	
	T-Poli (C°)	T-Mono (C°)
1	45.52	45.10
2	49.57	49.42
3	48.67	47.94
4	52.83	52.68
5	49.78	49.35
6	54.65	54.12
7	46.00	46.34
8	51.88	51.00
9	51.00	51.46
10	50.00	49.74
11	47.57	47.67
12	39.82	38.93
13	46.12	43.97
14	41.22	40.08
15	52.09	51.02
16	44.62	44.31
17	49.14	48.91
18	49.79	49.49
19	49.78	48.28
20	43.31	42.84
21	40.31	39.03
22	40.41	39.32
23	39.93	37.88
24	46.19	44.34
25	52.33	50.76
26	43.81	43.15
27	46.09	44.78
28	51.74	51.54
29	53.83	52.27
30	50.07	50.02
31		
<b>PROM</b>	<b>47.60</b>	<b>46.86</b>

*Nota.* Registros diarios de temperatura de célula (10:00–14:30 h).

**Tabla 37***Tabla de resumen diario de la temperatura de Diciembre – (2023).*

Mes Dia	Promedios de temperatura (diciembre 2023) 10:00AM - 14:30PM	
	T-Poli (C°)	T-Mono (C°)
1	49.70	48.71
2	49.29	48.69
3	47.68	45.72
4	48.83	49.03
5	39.36	40.34
6	45.94	46.01
7	41.25	39.58
8	51.83	51.18
9	39.83	39.42
10	56.78	53.94
11	49.60	48.85
12	43.27	43.12
13	52.29	51.78
14	45.26	45.95
15	46.04	44.91
16	48.46	46.63
17	38.71	36.85
18	45.70	44.64
19	50.86	50.86
20	48.86	46.86
21	47.54	45.82
22	47.71	45.82
23	53.61	52.28
24	51.70	48.92
25	49.76	48.94
26	47.76	46.14
27	43.53	40.89
28	57.72	53.68
29	50.58	46.88
30	47.23	43.30
31	42.97	37.86
<b>PROM</b>	<b>47.73</b>	<b>46.24</b>

*Nota.* Registros diarios de temperatura de célula (10:00–14:30 h).

**Tabla 38***Tabla de resumen diario de la temperatura de Enero – (2024).*

Mes Dia	Promedios de temperatura (enero 2024) 10:00AM - 14:30PM	
	T-Poli (C°)	T-Mono (C°)
1	53.90	52.33
2	51.13	47.38
3	55.91	52.23
4	47.93	44.47
5	43.84	37.83
6	43.07	40.00
7	50.78	48.78
8	49.51	45.38
9	54.23	49.74
10	53.69	48.96
11	49.95	47.87
12	43.49	41.75
13	46.18	43.78
14	46.69	42.19
15	52.44	48.75
16	51.53	49.70
17	47.24	44.81
18	44.63	40.90
19	45.79	43.71
20	45.74	43.86
21	48.13	43.32
22	51.70	47.98
23	44.53	43.93
24	50.83	48.22
25	54.73	52.58
26	44.42	41.99
27	53.19	51.83
28	48.39	44.81
29	57.85	55.90
30	53.99	49.32
31	51.26	50.25
<b>PROM</b>	<b>49.57</b>	<b>46.60</b>

*Nota.* Registros diarios de temperatura de célula (10:00–14:30 h).

**Tabla 39***Tabla de resumen diario de la temperatura de Febrero – (2024).*

Mes Dia	Promedios de temperatura (febrero 2024) 10:00AM - 14:30PM	
	T-Poli (C°)	T-Mono (C°)
1	47.57	47.68
2	44.42	44.53
3	51.93	50.33
4	51.50	50.24
5	52.16	50.22
6	42.50	40.05
7	51.41	48.16
8	57.09	54.09
9	56.03	54.31
10	58.25	57.15
11	58.15	57.12
12	36.53	33.02
13	49.65	49.41
14	47.41	44.07
15	43.58	40.97
16	49.06	46.76
17	41.77	35.75
18	44.99	41.91
19	52.20	49.35
20	63.78	61.25
21	51.28	48.46
22	50.73	48.82
23	46.95	44.33
24	50.55	49.24
25	45.95	41.71
26	42.92	39.83
27	57.31	56.27
28	48.37	45.67
29	50.08	50.08
30		
31		
<b>PROM</b>	<b>49.80</b>	<b>47.61</b>

*Nota.* Registros diarios de temperatura de célula (10:00–14:30 h).

**Anexo 30** *Resumen mensual de la corriente y tensión de ambos sistemas*

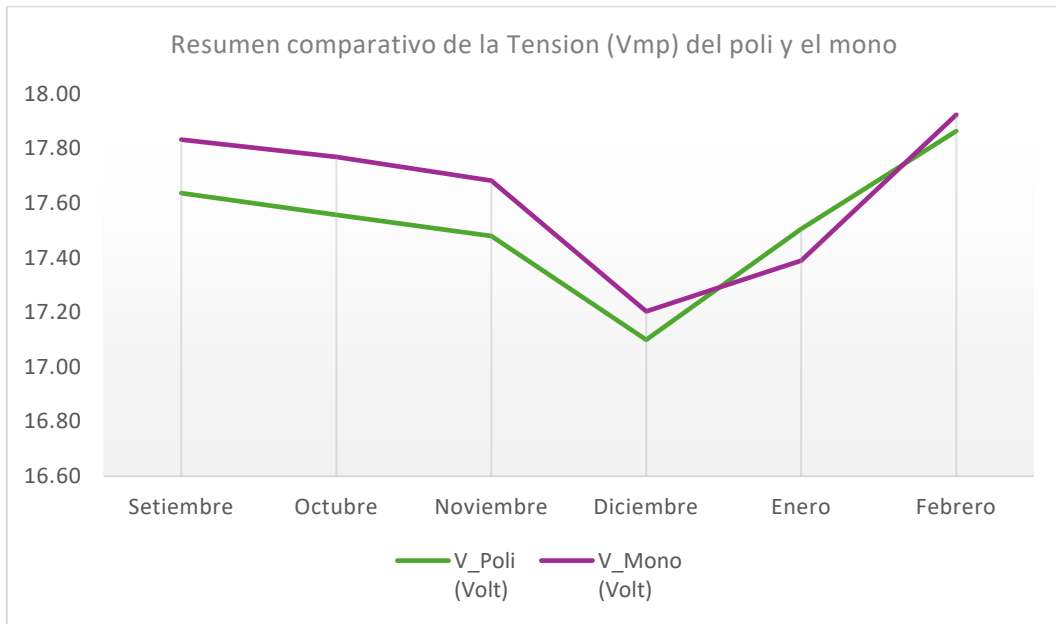
**Tabla 40**

*Tabla de resumen mensual de la corriente y tensión de ambos sistemas – (2023-2024).*

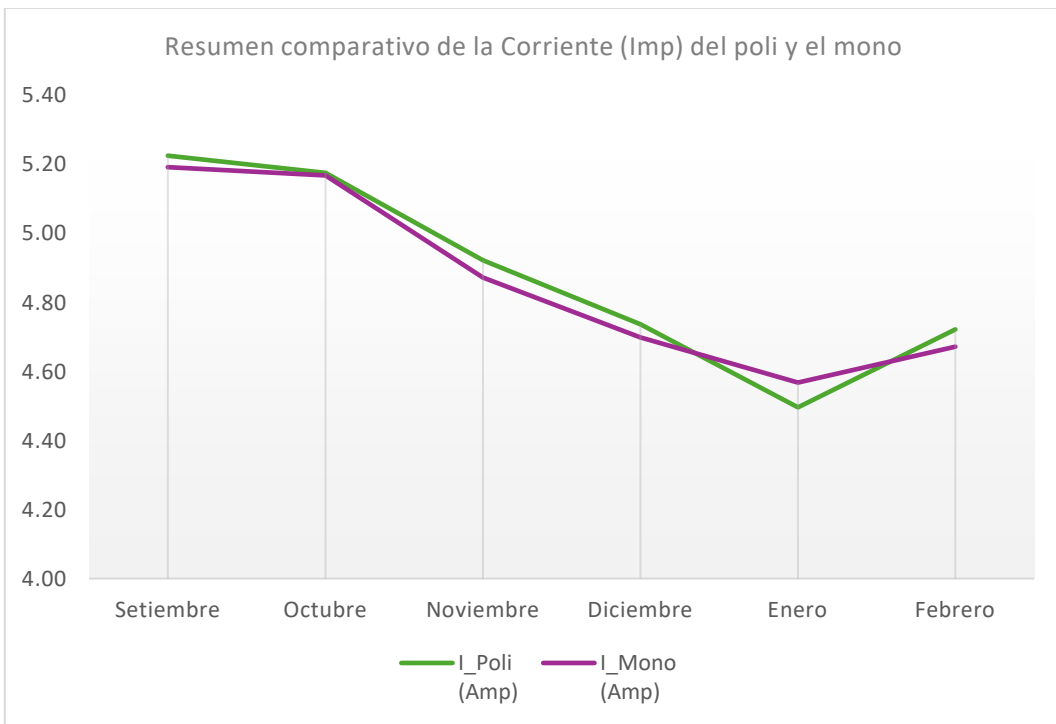
<b>Resumen de Tensión (Vmp) y Corriente (Imp) de ambos sistemas</b>					
<b>(10:00AM - 14:30PM)</b>					
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>V_Poli (Volt)</b>	<b>V_Mono (Volt)</b>	<b>I_Poli (Amp)</b>	<b>I_Mono (Amp)</b>
	<b>Setiembre</b>	17.64	17.83	5.23	5.19
<b>2023</b>	<b>Octubre</b>	17.56	17.77	5.18	5.17
	<b>Noviembre</b>	17.48	17.68	4.92	4.87
	<b>Diciembre</b>	17.10	17.20	4.74	4.70
	<b>Enero</b>	17.51	17.39	4.50	4.57
<b>2024</b>	<b>Febrero</b>	17.86	17.92	4.72	4.67
	<b>PROMEDIO</b>	<b>17.52</b>	<b>17.63</b>	<b>4.88</b>	<b>4.86</b>

*Nota.* Promedios mensuales de Vmp e Imp registrados entre septiembre de 2023 y febrero de 2024 (10:00–14:30 h). Elaboración propia.

**Anexo 31** Gráfico mensual de la tensión  $V_{mp}$  de los paneles de ambos sistemas



**Anexo 32** Gráfico mensual de la corriente  $I_{mp}$  de los paneles de ambos sistemas



**Anexo 33** Resumen diario de la tensión *Vmp* y corriente *Imp* de ambos sistemas en el rango de (10:00 – 14:30)

**Tabla 41**

*Tabla de resumen diario de la tensión Vmp y corriente Imp de setiembre – (2023).*

<b>Día</b>	<b>V_Poli (Volt)</b>	<b>V_Mono (Volt)</b>	<b>I_Poli (Amp)</b>	<b>I_Mono (Amp)</b>
<b>1</b>	17.60	18.10	5.26	5.24
<b>2</b>	15.50	16.12	5.61	5.61
<b>3</b>	18.24	18.18	5.24	5.13
<b>4</b>	18.25	18.16	5.27	5.15
<b>5</b>	17.93	17.94	5.24	5.17
<b>6</b>	17.73	18.30	5.07	5.13
<b>7</b>	16.87	17.61	5.35	5.60
<b>8</b>	17.57	17.82	5.15	5.13
<b>9</b>	18.69	18.50	5.32	5.23
<b>10</b>	17.40	17.02	5.12	5.24
<b>11</b>	17.42	17.71	5.21	5.25
<b>12</b>	17.70	17.87	5.14	5.10
<b>13</b>	17.63	17.55	5.24	5.19
<b>14</b>	17.50	17.65	5.24	5.15
<b>15</b>	17.56	17.92	5.16	5.12
<b>16</b>	17.51	17.76	5.14	5.15
<b>17</b>	17.59	17.74	5.32	5.20
<b>18</b>	17.85	18.12	5.13	5.02
<b>19</b>	17.61	17.78	5.22	5.19
<b>20</b>	17.68	17.87	5.13	5.10
<b>21</b>	18.00	18.19	5.04	5.03
<b>22</b>	17.74	17.96	5.18	5.13
<b>23</b>	17.61	17.75	5.24	5.16
<b>24</b>	17.50	17.56	5.33	5.23
<b>25</b>	17.40	17.70	5.30	5.24
<b>26</b>	17.66	17.78	5.27	5.21
<b>27</b>	17.82	17.98	5.24	5.22
<b>28</b>	17.84	18.02	5.20	5.20
<b>29</b>	18.20	18.30	5.20	5.15
<b>30</b>	17.54	18.04	5.20	5.05
<b>31</b>				
<b>PROM</b>	<b>17.64</b>	<b>17.83</b>	<b>5.23</b>	<b>5.19</b>

*Nota.* Registros diarios de *Vmp* e *Imp* (10:00–14:30 h).

**Tabla 42***Tabla de resumen diario de la tensión Vmp y corriente Imp de octubre – (2023).*

<b>Día</b>	<b>V<sub>-</sub> Poli (Volt)</b>	<b>V<sub>-</sub> Mono (Volt)</b>	<b>I<sub>-</sub> Poli (Amp)</b>	<b>I<sub>-</sub> Mono (Amp)</b>
<b>1</b>	17.80	17.95	5.10	5.07
<b>2</b>	17.60	17.62	5.20	5.05
<b>3</b>	17.55	17.88	5.17	5.23
<b>4</b>	17.64	17.76	5.15	5.13
<b>5</b>	17.54	17.71	5.17	5.14
<b>6</b>	17.77	17.91	5.45	5.43
<b>7</b>	17.75	17.81	5.20	5.17
<b>8</b>	17.44	17.96	5.21	5.17
<b>9</b>	17.63	17.69	5.23	5.21
<b>10</b>	17.24	17.42	5.29	5.19
<b>11</b>	17.86	18.78	5.30	5.30
<b>12</b>	17.99	18.45	5.29	5.30
<b>13</b>	17.63	17.86	5.18	5.18
<b>14</b>	17.73	17.91	5.14	5.16
<b>15</b>	17.50	17.70	5.14	5.15
<b>16</b>	17.60	17.82	5.14	5.15
<b>17</b>	17.72	17.68	5.15	5.21
<b>18</b>	17.40	17.58	5.17	5.10
<b>19</b>	17.26	17.36	5.16	5.12
<b>20</b>	17.37	17.80	5.26	5.20
<b>21</b>	17.59	17.84	5.36	5.18
<b>22</b>	17.49	17.76	5.20	5.21
<b>23</b>	17.40	17.67	5.15	5.21
<b>24</b>	17.80	17.80	5.13	5.10
<b>25</b>	17.90	17.98	5.25	5.16
<b>26</b>	18.29	18.40	5.31	5.19
<b>27</b>	17.62	18.00	5.32	5.19
<b>28</b>	17.61	17.86	5.35	5.19
<b>29</b>	17.77	17.86	5.45	5.43
<b>30</b>	17.57	17.56	5.13	5.16
<b>31</b>	17.65	17.47	5.23	5.37
<b>PROM</b>	<b>17.64</b>	<b>17.83</b>	<b>5.23</b>	<b>5.19</b>

*Nota.* Registros diarios de Vmp e Imp (10:00–14:30 h).

**Tabla 43***Tabla de resumen diario de la tensión Vmp y corriente Imp de noviembre – (2023).*

<b>Día</b>	<b>V<sub>-</sub> Poli (Volt)</b>	<b>V<sub>-</sub> Mono (Volt)</b>	<b>I<sub>-</sub> Poli (Amp)</b>	<b>I<sub>-</sub> Mono (Amp)</b>
<b>1</b>	17.15	17.68	4.93	4.89
<b>2</b>	17.50	17.57	4.92	4.89
<b>3</b>	17.54	17.56	4.92	4.79
<b>4</b>	17.40	17.98	4.92	4.85
<b>5</b>	17.56	17.58	4.91	4.82
<b>6</b>	17.22	17.47	4.91	4.86
<b>7</b>	17.46	17.77	4.93	4.86
<b>8</b>	17.55	17.69	4.94	4.92
<b>9</b>	17.48	17.58	4.94	4.92
<b>10</b>	17.59	17.66	4.95	4.92
<b>11</b>	17.31	17.30	4.97	4.90
<b>12</b>	17.60	17.88	4.90	4.87
<b>13</b>	17.68	18.12	4.80	4.88
<b>14</b>	17.70	18.41	4.81	4.77
<b>15</b>	17.32	17.49	5.10	5.12
<b>16</b>	17.70	17.81	4.94	4.89
<b>17</b>	17.44	17.62	4.97	4.90
<b>18</b>	17.25	17.33	4.95	4.91
<b>19</b>	17.63	17.69	4.86	4.72
<b>20</b>	17.52	17.65	4.98	4.90
<b>21</b>	17.54	17.76	4.93	4.89
<b>22</b>	17.71	17.78	4.89	4.91
<b>23</b>	17.59	17.98	5.02	4.91
<b>24</b>	17.15	17.54	4.76	4.78
<b>25</b>	17.35	17.59	4.87	4.86
<b>26</b>	17.68	17.68	4.86	4.78
<b>27</b>	17.56	17.71	5.00	4.96
<b>28</b>	17.37	17.41	4.94	4.91
<b>29</b>	17.24	17.50	4.85	4.84
<b>30</b>	17.47	17.53	4.96	4.90
<b>31</b>				
<b>PROM</b>	<b>17.48</b>	<b>17.68</b>	<b>4.92</b>	<b>4.88</b>

*Nota.* Registros diarios de Vmp e Imp (10:00–14:30 h).

**Tabla 44**

*Tabla de resumen diario de la tensión Vmp y corriente Imp de diciembre – (2023).*

<b>Día</b>	<b>V_Poli (Volt)</b>	<b>V_Mono (Volt)</b>	<b>I_Poli (Amp)</b>	<b>I_Mono (Amp)</b>
<b>1</b>	16.74	16.75	4.67	4.64
<b>2</b>	16.84	16.75	4.77	4.69
<b>3</b>	17.19	17.16	4.63	4.57
<b>4</b>	16.98	16.99	4.66	4.63
<b>5</b>	17.26	17.27	4.66	4.64
<b>6</b>	18.36	18.36	5.25	5.14
<b>7</b>	17.30	17.50	4.60	4.60
<b>8</b>	17.41	18.00	4.49	4.51
<b>9</b>	17.73	18.10	4.91	4.88
<b>10</b>	17.65	17.75	5.37	5.33
<b>11</b>	17.22	17.32	4.67	4.65
<b>12</b>	17.14	17.66	4.48	4.63
<b>13</b>	16.90	16.97	4.76	4.75
<b>14</b>	17.02	16.94	4.72	4.63
<b>15</b>	17.30	17.28	4.84	4.64
<b>16</b>	18.13	18.80	5.09	5.10
<b>17</b>	16.93	17.00	4.69	4.67
<b>18</b>	16.99	16.94	4.65	4.61
<b>19</b>	17.96	18.25	5.42	5.40
<b>20</b>	16.23	16.33	4.51	4.41
<b>21</b>	16.49	16.79	4.76	4.76
<b>22</b>	16.20	16.20	4.37	4.37
<b>23</b>	16.76	16.77	4.69	4.60
<b>24</b>	16.76	16.85	4.68	4.68
<b>25</b>	16.83	16.85	4.67	4.63
<b>26</b>	16.89	16.69	4.35	4.35
<b>27</b>	17.05	17.09	4.61	4.58
<b>28</b>	16.61	16.60	4.65	4.65
<b>29</b>	16.97	16.97	4.78	4.68
<b>30</b>	16.91	17.01	4.75	4.64
<b>31</b>	17.35	17.36	4.70	4.63
<b>PROM</b>	<b>17.10</b>	<b>17.20</b>	<b>4.74</b>	<b>4.70</b>

*Nota.* Registros diarios de Vmp e Imp (10:00–14:30 h).

**Tabla 45***Tabla de resumen diario de la tensión Vmp y corriente Imp de enero – (2024).*

<b>Día</b>	<b>V_Poli (Volt)</b>	<b>V_Mono (Volt)</b>	<b>I_Poli (Amp)</b>	<b>I_Mono (Amp)</b>
<b>1</b>	17.48	17.31	4.55	4.59
<b>2</b>	17.55	17.47	4.58	4.61
<b>3</b>	17.58	17.55	4.55	4.55
<b>4</b>	17.79	17.79	4.47	4.53
<b>5</b>	17.59	17.56	4.44	4.53
<b>6</b>	17.87	17.74	4.49	4.56
<b>7</b>	17.84	17.84	4.24	4.29
<b>8</b>	17.36	17.22	4.45	4.49
<b>9</b>	17.46	17.41	4.48	4.67
<b>10</b>	17.45	17.55	4.43	4.53
<b>11</b>	15.91	15.63	4.35	4.44
<b>12</b>	16.96	16.86	4.49	4.59
<b>13</b>	17.45	17.05	4.35	4.55
<b>14</b>	17.62	17.62	4.29	4.32
<b>15</b>	17.56	17.34	4.53	4.56
<b>16</b>	17.35	17.33	4.49	4.55
<b>17</b>	17.91	17.70	4.59	4.67
<b>18</b>	17.61	17.58	4.42	4.54
<b>19</b>	17.57	17.42	4.59	4.68
<b>20</b>	17.48	17.41	4.52	4.62
<b>21</b>	17.66	17.56	4.60	4.69
<b>22</b>	17.66	17.58	4.45	4.52
<b>23</b>	17.69	17.59	4.42	4.49
<b>24</b>	17.63	17.34	4.72	4.79
<b>25</b>	17.61	17.51	4.68	4.68
<b>26</b>	17.66	17.27	4.49	4.59
<b>27</b>	17.66	17.30	4.57	4.56
<b>28</b>	17.54	17.49	4.52	4.60
<b>29</b>	17.27	17.12	4.65	4.66
<b>30</b>	17.73	17.64	4.43	4.57
<b>31</b>	17.30	17.31	4.55	4.56
<b>PROM</b>	<b>17.51</b>	<b>17.39</b>	<b>4.50</b>	<b>4.57</b>

*Nota.* Registros diarios de Vmp e Imp (10:00–14:30 h).

**Tabla 46***Tabla de resumen diario de la tensión Vmp y corriente Imp de febrero – (2024).*

<b>Día</b>	<b>V_Poli (Volt)</b>	<b>V_Mono (Volt)</b>	<b>I_Poli (Amp)</b>	<b>I_Mono (Amp)</b>
<b>1</b>	17.69	17.75	4.73	4.69
<b>2</b>	18.21	18.16	4.77	4.72
<b>3</b>	17.48	17.59	4.72	4.65
<b>4</b>	17.70	17.81	4.70	4.66
<b>5</b>	17.63	17.79	4.73	4.69
<b>6</b>	18.03	18.17	4.73	4.69
<b>7</b>	17.91	17.94	4.59	4.57
<b>8</b>	16.72	16.60	4.57	4.46
<b>9</b>	17.70	17.65	4.74	4.68
<b>10</b>	17.53	17.52	4.81	4.72
<b>11</b>	17.41	17.50	4.79	4.75
<b>12</b>	18.34	18.42	4.51	4.51
<b>13</b>	18.00	17.59	5.46	5.25
<b>14</b>	18.38	18.44	4.57	4.49
<b>15</b>	18.30	18.34	4.57	4.55
<b>16</b>	17.78	18.46	4.58	4.60
<b>17</b>	18.15	18.17	4.62	4.54
<b>18</b>	18.27	18.31	4.55	4.46
<b>19</b>	18.03	17.93	4.70	4.62
<b>20</b>	18.59	18.74	4.98	4.90
<b>21</b>	17.51	17.57	4.75	4.75
<b>22</b>	17.78	17.86	4.72	4.63
<b>23</b>	18.01	18.02	4.43	4.48
<b>24</b>	17.54	17.55	4.75	4.73
<b>25</b>	18.20	18.35	4.75	4.65
<b>26</b>	17.59	17.67	4.78	4.77
<b>27</b>	17.54	17.71	4.74	4.72
<b>28</b>	18.04	18.25	4.75	4.76
<b>29</b>				
<b>30</b>				
<b>31</b>				
<b>PROM</b>	<b>17.86</b>	<b>17.92</b>	<b>4.72</b>	<b>4.67</b>

*Nota.* Registros diarios de Vmp e Imp (10:00–14:30 h).