

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE TRUJILLO
“BENEDICTO XVI”
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
PROGRAMA DE ESTUDIOS DE INGENIERÍA
AMBIENTAL



**INFLUENCIA DE LA ORIENTACIÓN DE UN PANEL SOLAR EN SU
RENDIMIENTO ENERGÉTICO EN MOCHE, 2026**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
AMBIENTAL**

AUTOR

Baños Bohórquez Samuel

<https://orcid.org/0009-0004-0410-3098>

ASESOR

Dr. Ing. Saldaña Milla Fernando Aristides

<https://orcid.org/0000-0002-7274-6974>

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN

Energías renovables y sostenibilidad

TRUJILLO – PERÚ

2026

DECLARATORIA DE ORIGINALIDAD

Señor Decano de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura:

Ms. Henry Alexander Chipana Saldaña

Yo, Dr. Fernando Arístides Saldaña Milla con DNI N° 18135414, como asesor del trabajo de investigación titulado **“Influencia de la orientación de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026”**, desarrollado por el egresado Samuel Baños Bohórquez con DNI N° 48599936 del Programa de estudios de Ingeniería Ambiental; considero que dicho trabajo reúne las condiciones técnicas y científicas, las cuales están alineadas a las normas establecidas en el Reglamento de Estudiantes y de Grados y Títulos de la Universidad Católica de Trujillo Benedicto XVI y en la normativa para la presentación de trabajos de titulación de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura. Por tanto, autorizo la presentación del mismo ante el organismo pertinente para que sea sometido a evaluación por los jurados designados por la mencionada facultad.



Asesor: Dr. Fernando Arístides Saldaña Milla

DNI: 18135414

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

EXCMO. MONS. GILBERTO ALFREDO VIZCARRA MORI, S.J.

Arzobispo Metropolitano de Trujillo

Gran Canciller

Universidad Católica de Trujillo “Benedicto XVI”

DR. MARCOANTONIO PACHERRES TORREJÓN

Rector de la Universidad Católica de Trujillo “Benedicto XVI”

DRA. SILVIA ANA VALVERDE ZAVALA

Vicerrectora Académica

DRA. GINA GENARA ZAVALA ESPEJO

Vicerrectora de Investigación

MS. HENRY ALEXANDER CHIPANA SALDAÑA

Decano de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura

DRA. TERESA SOFÍA REATEGUI MARÍN

Secretaria General

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo, en primer lugar, a Dios, por concederme la vida, la salud y la fortaleza necesarias para perseverar en mi formación profesional, y por guiarme con serenidad y esperanza a lo largo de este proceso.

Asimismo, dedico este logro a mis padres, por su apoyo constante, sus valores y su ejemplo; a mis hermanos, por su compañía y estímulo; y a mi familia, por el respaldo brindado en cada etapa. Su presencia y confianza han sido fundamentales para alcanzar esta meta académica.

.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por brindarme la fortaleza, la serenidad y la constancia necesarias para culminar este trabajo. Asimismo, expreso mi gratitud a mis padres y hermanos, por su apoyo incondicional, sus consejos y la motivación permanente que me permitió mantenerme firme durante todo el proceso.

De manera especial, agradezco a mi asesor, Dr. Ing. Fernando Arístides Saldaña Milla, por su orientación académica, observaciones y acompañamiento durante el desarrollo de la investigación. También agradezco a la Universidad Católica de Trujillo “Benedicto XVI”, a la Facultad de Ingeniería y Arquitectura y al Programa de Estudios de Ingeniería Ambiental por la formación recibida, así como a la persona propietaria de la vivienda de estudio por las facilidades brindadas para la recolección de datos.

DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD

Yo, Samuel Baños Bohórquez, con DNI N.º 48599936, egresado del Programa de estudios de Ingeniería Ambiental de la Universidad Católica de Trujillo “Benedicto XVI”, doy fe de que he seguido rigurosamente los procedimientos académicos y administrativos establecidos por la Facultad de Ingeniería y Arquitectura para la elaboración y sustentación del informe de tesis titulado: “Influencia de la orientación de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026”, el cual consta de un total de 60 páginas, incluyendo 11 tablas y 2 figuras y 6 páginas de anexos.

Dejo constancia de la originalidad y autenticidad de la mencionada investigación y declaro, bajo juramento y en cumplimiento de los principios éticos, que el contenido del documento es de mi exclusiva autoría en cuanto a redacción, organización, metodología y diagramación. Asimismo, garantizo que los fundamentos teóricos están debidamente sustentados en fuentes bibliográficas, asumiendo la responsabilidad de cualquier omisión involuntaria en la citación de autores.

En este sentido, declaro que el uso de herramientas de inteligencia artificial en el presente trabajo se ha limitado exclusivamente a la mejora de la redacción y corrección de errores gramaticales y sintácticos, sin que ello haya influido en la generación del contenido, análisis o interpretación de los resultados de la investigación.

Del mismo modo, reconozco que cualquier vulneración a los derechos de autor derivada del presente trabajo será de mi exclusiva responsabilidad, asumiendo las consecuencias académicas y legales que pudieran derivarse conforme a la normativa vigente.

El autor



Br. Samuel Baños Bohórquez

DNI: 48599936

ÍNDICE

DECLARATORIA DE ORIGINALIDAD	2
AUTORIDADES UNIVERSITARIAS	3
DEDICATORIA	4
AGRADECIMIENTO	5
DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD	6
ÍNDICE	7
ÍNDICE DE TABLAS	8
ÍNDICE DE FIGURAS	9
I. INTRODUCCIÓN.....	12
II. METODOLOGÍA	31
2.1. Enfoque y tipo	31
2.2. Diseño de investigación	31
2.3. Población y muestra	32
2.4. Técnicas e instrumentos de recojo de datos	33
2.5. Técnicas de procesamiento y análisis de la información.....	34
2.6. Aspectos éticos.....	35
III. RESULTADOS.....	36
IV. DISCUSIÓN	46
V. CONCLUSIONES	47
VI. RECOMENDACIONES	49
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	50
ANEXOS	55
1. Matriz de consistencia	55
2. Cuadro de operacionalización de variables	56
3. Captura de ejecución en Google Colab del bootstrap (IC95%, 10 000 remuestreos)	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Energía diaria en orientación Horizontal (H) – 7 Ω	36
Tabla 2 Energía diaria en orientación Vertical Norte (VN) – 7 Ω	37
Tabla 3 Energía diaria en orientación Vertical Sur (VS) – 7 Ω	37
Tabla 4 Energía diaria en orientación Vertical Este (VE) – 7 Ω	38
Tabla 5 Energía diaria en orientación Vertical Oeste (VO) – 7 Ω	38
Tabla 6 Energía diaria por orientación con carga 7 Ω (Wh/día)	39
Tabla 7 Resumen estadístico de energía diaria por orientación (Wh/día) con 7 Ω	40
Tabla 8 Potencia promedio por hora (W) y orientación (promedio de 4 días con 7 Ω).....	41
Tabla 9 Rangos por orientación según energía diaria (bloque principal, 7 Ω).....	43
Tabla 10 Comparaciones pareadas (post-hoc) con IC95% bootstrap (bloque 7 Ω).....	44
Tabla 11 Energía parcial del día con 10 Ω (11:00–14:00) – Resultados complementarios	45

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Perfil horario de potencia promedio por orientación (7Ω).....	41
Figura 2 Energía diaria promedio por orientación (7Ω).....	42

RESUMEN

La presente investigación tuvo como objetivo determinar la influencia de la orientación de un panel solar en el rendimiento energético durante el periodo de medición en Moche, 2026. Se desarrolló bajo un enfoque cuantitativo, mediante medición directa de voltaje (V) y corriente (A) con voltímetro–amperímetro, a partir de las cuales se calculó la potencia instantánea ($P=V \cdot I$) y la energía acumulada (Wh) en el intervalo de 10:00 a 16:00 h. La recolección de datos se realizó durante cinco días con siete mediciones diarias; para el análisis principal se consideraron cuatro días con carga de 7Ω (140 observaciones), manteniéndose el día con 10Ω como registro complementario. Los resultados evidenciaron diferencias entre orientaciones (Friedman: $\chi^2 = 16.00$; $p = 0.003$). La orientación horizontal presentó el mayor rendimiento promedio (109.49 Wh/día), seguida por la orientación vertical sur (55.45 Wh/día), equivalente al 50.64% del rendimiento horizontal; en cambio, las orientaciones verticales oeste (18.89 Wh/día), este (15.17 Wh/día) y norte (12.15 Wh/día) presentaron promedios inferiores, manteniéndose el patrón $H > VS > VO > VE > VN$ en todas las jornadas del bloque principal. En conclusión, la instalación horizontal maximiza la energía generada en el intervalo evaluado, y en instalaciones verticales la orientación vertical sur constituye la alternativa más favorable. Se recomienda priorizar la instalación horizontal cuando existan condiciones de montaje adecuadas; y cuando la instalación deba ser vertical (por restricciones de superficie, fachada o diseño), orientar el panel hacia el sur para maximizar el rendimiento relativo en el horario de medición evaluado.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica; orientación del panel; rendimiento energético; potencia eléctrica; medición en campo.

ABSTRACT

This research aimed to determine the influence of photovoltaic panel orientation on energy performance during the measurement period in Moche, 2026. A quantitative approach was employed through direct measurements of voltage (V) and current (A) using a digital voltmeter–ammeter, from which instantaneous power ($P = V \cdot I$) and accumulated energy (Wh) were calculated for the 10:00–16:00 time window. Data collection was conducted over five days with seven measurements per day; the main analysis considered four days under a 7Ω resistive load (140 observations), while the 10Ω day was retained as complementary data. Results revealed differences among orientations (Friedman: $\chi^2 = 16.00$; $p = 0.003$). The horizontal orientation achieved the highest average daily energy (109.49 Wh/day), followed by the vertical south-facing configuration (55.45 Wh/day), equivalent to 50.64% of the horizontal yield. The remaining vertical orientations yielded lower averages: VO (18.89 Wh/day), VE (15.17 Wh/day), and VN (12.15 Wh/day), with the overall ranking $H > VS > VO > VE > VN$ consistently observed across the main dataset. In conclusion, horizontal placement maximizes energy generation within the evaluated interval, and among vertical installations, the south-facing configuration represents the most favorable alternative. It is recommended to prioritize horizontal installation when mounting conditions allow it; and when vertical installation is required due to structural or spatial constraints, panels should be oriented southward to maximize relative energy performance within the evaluated time window.

Keywords: photovoltaic solar energy; panel orientation; energy performance; electric power; field measurements.

I. INTRODUCCIÓN

La transición energética hacia fuentes renovables se ha acelerado en la última década debido a la necesidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero, fortalecer la seguridad energética y asegurar costos de generación competitivos. En este escenario, la energía solar fotovoltaica ha consolidado un crecimiento destacado a nivel mundial, principalmente por la disminución sostenida de precios de equipos y por el soporte de políticas públicas orientadas a la descarbonización. En esa línea, la International Energy Agency (2024) reporta que la capacidad instalada adicional de energía solar fotovoltaica en 2023 alcanzó casi 430 GW, reflejando un incremento considerable respecto a años previos y confirmando la relevancia de la fotovoltaica como uno de los pilares del crecimiento renovable global.

Este crecimiento no solo responde a objetivos ambientales, sino también a factores económicos medibles. La International Renewable Energy Agency (2024) señala que el costo nivelado de electricidad (LCOE) promedio ponderado de proyectos solares fotovoltaicos a gran escala fue de aproximadamente USD 0,044/kWh en 2023, y que entre 2010 y 2023 se evidenció una reducción cercana al 90%, asociada a mejoras tecnológicas, reducción de costos de módulos y optimización de procesos de fabricación. En términos prácticos, ello implica que la competitividad de la energía solar depende no solo de instalar más capacidad, sino también de maximizar el rendimiento real de los sistemas en campo mediante decisiones técnicas adecuadas de diseño e instalación.

En el Perú, la expansión de energías renovables no convencionales presenta un escenario de oportunidad debido al potencial solar disponible y a la necesidad de diversificar la matriz eléctrica. Según ICEX España Exportación e Inversiones (2025), durante 2024 la producción energética nacional alcanzó 60 029 GWh, con un incremento aproximado del 3% respecto del año anterior; dentro de esta producción, la energía solar representó cerca del 2% y la energía eólica aproximadamente el 6,5%, lo que demuestra una participación creciente pero todavía limitada. El mismo reporte destaca que operan 11 centrales solares conectadas que generaron alrededor de 1 262 GWh en 2024, evidenciando que el desarrollo fotovoltaico avanza, aunque aún existe margen para mejorar el aprovechamiento y el desempeño en distintos contextos de instalación.

De forma complementaria, el potencial solar peruano se sustenta en valores de radiación diaria favorables. ICEX España Exportación e Inversiones (2025) reporta rangos aproximados de 5,5 a 6,5 kWh/m²/día como potencial solar, lo cual fortalece la pertinencia de impulsar soluciones fotovoltaicas tanto a escala de red como a escala distribuida. En términos de investigación aplicada, estos valores refuerzan la necesidad de analizar variables de instalación que influyen directamente en la energía producida por un sistema fotovoltaico, especialmente en contextos donde las condiciones reales de uso y disponibilidad de superficies no permiten siempre la instalación ideal de módulos con inclinación óptima.

En ese marco, una de las decisiones de instalación que más influencia tiene sobre el desempeño energético de un sistema fotovoltaico fijo es la orientación (azimut) del panel, debido a que determina el modo en que la superficie del módulo “enfrenta” la trayectoria solar durante el día. Desde la perspectiva de captación, la orientación altera el perfil horario de irradiancia incidente sobre el panel, modificando la potencia instantánea y, en suma, la energía acumulada diaria. Por ello, la orientación no debe tratarse como un detalle secundario, sino como un parámetro de diseño que puede causar diferencias apreciables de producción, especialmente cuando se comparan configuraciones contrastantes como orientación horizontal y orientaciones verticales según puntos cardinales. Baranyai et al. (2025) destacan que la combinación de tilt y azimut puede alterar de manera sistemática la energía anual, y proponen evaluaciones matriciales para analizar rangos de inclinación y orientación con base en datos de recurso solar, evidenciando la sensibilidad del rendimiento ante cambios de configuración.

En investigaciones recientes, el impacto del azimut se ha abordado mediante análisis experimentales y comparativos. Correa-Guamán et al. (2025), por ejemplo, evaluaron experimentalmente la influencia del ángulo azimutal sobre la producción energética fotovoltaica y utilizaron métodos de análisis comparativo (incluyendo pruebas de comparación entre orientaciones) para determinar diferencias de producción bajo condiciones reales de instalación. Este tipo de enfoque respalda el fundamento metodológico de comparar orientaciones como un medio válido para identificar configuraciones con mayor rendimiento en un lugar específico, evitando asumir que una orientación estándar es siempre óptima sin verificación empírica.

A nivel aplicado, esta cuestión adquiere mayor relevancia cuando el espacio de instalación está restringido o cuando la infraestructura disponible obliga a considerar

configuraciones no convencionales, como módulos verticales en fachada o en superficies con limitaciones geométricas. En estos casos, el análisis de orientaciones verticales (norte, sur, este y oeste) se vuelve necesario para sustentar decisiones de instalación con criterios técnicos, pues las fachadas pueden presentar ventajas operativas (aprovechamiento de superficies disponibles) y perfiles de generación distintos (por ejemplo, mayor aporte en horas específicas según orientación). Mangkuto et al. (2024) analizan el desempeño energético de configuraciones de fotovoltaica integrada a edificaciones (BIPV) en fachadas y reportan que la orientación de la fachada se asocia a cambios en el rendimiento energético anual, lo cual confirma la relevancia de evaluar direcciones cardinales en sistemas montados verticalmente.

Asimismo, estudios técnicos recientes han desarrollado experimentos y modelos que comparan orientaciones verticales en condiciones controladas o de monitoreo prolongado, resaltando el valor de contar con datos de campo. Tonita et al. (2025), en un trabajo técnico aplicado a validación de sistemas fotovoltaicos verticales, reportan pruebas donde un sitio de evaluación se rota entre orientaciones (por ejemplo, este-oeste y norte-sur), utilizando series de datos para analizar el comportamiento del sistema. Este tipo de evidencia respalda que comparar orientaciones verticales no es una aproximación “improvisada”, sino un tema vigente en investigación y modelación fotovoltaica contemporánea, especialmente en aplicaciones donde la verticalidad y el azimut tienen impacto sobre el perfil horario de producción.

No obstante, el rendimiento energético fotovoltaico en campo no depende únicamente de la orientación; existen factores ambientales y de operación que influyen en la generación medida, como la temperatura del módulo, condiciones de ventilación, ensuciamiento (soiling) y variabilidad meteorológica. En términos físicos, se reconoce que el aumento de temperatura del módulo afecta el desempeño eléctrico, ya que modifica la curva I–V y puede reducir la eficiencia del módulo. Li et al. (2022) explican que la temperatura del módulo está influenciada por irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento, y que estos factores modifican el comportamiento térmico y eléctrico del sistema. Bajo este contexto, una investigación aplicada debe reconocer estos factores como condiciones de entorno que afectan la medición y, por tanto, deben ser controladas o registradas adecuadamente para interpretar los resultados con consistencia.

De manera similar, el ensuciamiento sobre la superficie del panel constituye otra fuente de variación relevante, particularmente en ambientes con polvo, salinidad o partículas en suspensión. Adekanbi et al. (2024) presentan una revisión sobre pérdidas por soiling y resaltan que la acumulación de partículas reduce la transmitancia óptica, generando disminución de potencia y energía producida, con impactos que dependen del clima y condiciones locales. En el ámbito de monitoreo, el programa IEA PVPS (2022) también discute que las pérdidas por soiling requieren estrategias de monitoreo y control, y reconoce que normas internacionales recomiendan instrumentación y criterios para asegurar calidad de medición cuando se busca evaluar desempeño con rigor. En consecuencia, incluso cuando el objetivo central sea comparar orientaciones, resulta metodológicamente responsable reconocer y gestionar factores como temperatura y soiling para reducir sesgos en la comparación.

En este sentido, para asegurar consistencia técnica en la medición de desempeño fotovoltaico se considera pertinente el enfoque normativo y metodológico de estándares internacionales. La International Electrotechnical Commission (IEC, 2021), mediante la norma IEC 61724-1, establece lineamientos sobre terminología, equipos y métodos para el monitoreo y análisis del desempeño de sistemas fotovoltaicos, además de clasificar sistemas de monitoreo según niveles de precisión y requerimientos. Al incorporar estos principios en investigaciones aplicadas, se fortalece la trazabilidad del dato, la comparabilidad entre condiciones y la confiabilidad de los resultados obtenidos en campo.

Bajo estas consideraciones, la presente investigación se desarrolla en el distrito de Moche durante 2026 y se orienta a determinar la influencia de la orientación del panel solar —horizontal y vertical en direcciones cardinales (norte, sur, este y oeste)— sobre el rendimiento energético medido en condiciones de campo. El rendimiento energético se estimará a partir de mediciones directas de voltaje y corriente utilizando un voltímetro–amperímetro digital, lo cual permite calcular la potencia instantánea mediante la relación $P=V \cdot I$ y, posteriormente, estimar la energía acumulada por intervalos de medición dentro de un horario definido. Este procedimiento se alinea con enfoques de evaluación basados en variables eléctricas fundamentales cuando el sistema de monitoreo no integra medición directa de energía, siendo un método aceptado en estudios comparativos de rendimiento siempre que se establezcan condiciones y procedimientos de medición consistentes. (IEC, 2021).

El estudio considera un esquema de medición organizado por horas, con registros entre las 10:00 y las 16:00, permitiendo evaluar el comportamiento del sistema durante un periodo con presencia relevante de irradiancia y variación de altura solar. Este diseño contribuye a construir perfiles horarios de potencia y a calcular energía diaria acumulada, facilitando una comparación estadística entre orientaciones. La pertinencia de aplicar análisis comparativos se refuerza en la literatura reciente, donde se utilizan enfoques de comparación de grupos (por ejemplo, análisis de varianza o alternativas no paramétricas según supuestos de distribución) para identificar diferencias de producción entre configuraciones de instalación. Correa-Guamán et al. (2025) señalan que el análisis descriptivo y comparativo permite identificar variaciones significativas en producción asociadas a orientación, lo cual respalda el enfoque metodológico del presente trabajo.

Finalmente, esta investigación busca aportar evidencia aplicada para la toma de decisiones de instalación en contextos donde se requiere evaluar alternativas de orientación y disposición del panel, particularmente cuando la infraestructura o la superficie disponible limita configuraciones ideales. A nivel local, el análisis comparativo por orientaciones puede contribuir a definir configuraciones con mejor desempeño relativo bajo condiciones reales, fortaleciendo la base técnica para implementaciones futuras. A nivel académico, los resultados permiten contrastar el comportamiento observado con tendencias reportadas por investigaciones recientes sobre sensibilidad del rendimiento a parámetros geométricos de instalación, consolidando una discusión fundamentada y pertinente para el contexto del estudio. (Baranyai et al., 2025; Mangkuto et al., 2024).

En cuanto a la estructura del documento, se presenta el planteamiento del problema y los objetivos de investigación, seguido por el marco teórico que sistematiza fundamentos de energía solar fotovoltaica, orientación y variables que afectan el rendimiento energético. Luego se desarrolla la metodología, describiendo el diseño de campo, instrumentos de medición y procedimientos de registro, así como el enfoque estadístico para la comparación por orientaciones. Posteriormente, se exponen los resultados obtenidos y se discuten sus implicancias técnicas considerando el contexto local y la literatura reciente, culminando con conclusiones y recomendaciones orientadas a mejorar el aprovechamiento energético en instalaciones fotovoltaicas.

Lo expuesto permite formular la siguiente interrogante de investigación:

- ¿Cuál es la influencia de la orientación del panel solar en el rendimiento energético de un panel solar en Moche, 2026?

Derivada de esta interrogante, se plantean las siguientes preguntas específicas:

- - ¿Cuál es la influencia de la orientación horizontal de un panel solar en el rendimiento energético en Moche, 2026?
- - ¿Cuál es la influencia de la orientación vertical norte de un panel solar en el rendimiento energético en Moche, 2026?
- - ¿Cuál es la influencia de la orientación vertical sur de un panel solar en el rendimiento energético en Moche, 2026?
- - ¿Cuál es la influencia de la orientación vertical este de un panel solar en el rendimiento energético en Moche, 2026?
- - ¿Cuál es la influencia de la orientación vertical oeste de un panel solar en el rendimiento energético en Moche, 2026?

La justificación teórica en la presente investigación contribuye al fortalecimiento del conocimiento aplicado sobre el rendimiento energético de sistemas fotovoltaicos en condiciones reales de instalación, particularmente respecto al efecto de la orientación del panel como variable geométrica de diseño. Si bien la literatura internacional ha analizado la influencia del azimut e inclinación en el desempeño energético, existe limitada evidencia experimental localizada en contextos costeros del norte peruano que permita contrastar resultados bajo medición directa en campo. En este sentido, el estudio amplía el marco empírico existente al proporcionar datos comparativos obtenidos mediante mediciones eléctricas reales, aportando evidencia que complementa modelos teóricos y simulaciones utilizados en la optimización del diseño fotovoltaico.

Por otro lado, la justificación práctica se consolida al considerar que la competitividad de la energía fotovoltaica depende crecientemente del desempeño real y no solo de la instalación de capacidad. En particular, se reporta un LCOE promedio ponderado de la fotovoltaica a gran escala de aproximadamente USD 0,044/kWh en 2023, lo cual sustenta que resulta técnicamente razonable optimizar parámetros de instalación —como la orientación— para incrementar la

energía generada bajo condiciones reales. Asimismo, este sustento se alinea con la realidad nacional, donde aún existe margen para mejorar el aprovechamiento del recurso solar y fortalecer su contribución en la matriz energética mediante decisiones técnicas basadas en evidencia.

En consecuencia, con base en la pregunta general y las preguntas específicas, se establece como objetivo general:

- Determinar la influencia de la orientación de un panel solar sobre el rendimiento energético en Moche, 2026

Seguidamente, para operacionalizar ese propósito, se definen como objetivos específicos:

- Determinar la influencia de la orientación horizontal de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.
- Determinar la influencia de la orientación vertical norte de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.
- Determinar la influencia de la orientación vertical sur de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.
- Determinar la influencia de la orientación vertical este de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026
- Determinar la influencia de la orientación vertical oeste de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.

Asegurando que la comparación se realice con un procedimiento de medición uniforme y replicable basado en registros eléctricos. En este punto, resulta pertinente precisar que el rendimiento energético se expresará mediante indicadores cuantificables derivados de voltaje y corriente, tales como potencia instantánea $P=V \cdot I$ y energía acumulada por intervalos, lo cual es consistente con lineamientos técnicos de monitoreo de desempeño fotovoltaico (International Electrotechnical Commission, 2021).

En este marco, se desarrolla el conjunto de antecedentes que permiten contextualizar la problemática y fundamentar teóricamente el estudio, abordando investigaciones previas a nivel internacional, nacional y local relacionadas con el diseño espacial de sistemas fotovoltaicos.

Por un lado a nivel internacional, en un estudio experimental desarrollado en Qatar (clima desértico), Kivambe et al. (2024) compararon el desempeño energético de módulos bifaciales

instalados verticalmente en configuración este–oeste (90°) frente a módulos inclinados hacia el sur (22°), incorporando además el efecto del ensuciamiento (soiling) bajo condiciones reales. Los autores reportaron que, en promedio del periodo analizado, los módulos bifaciales inclinados “limpios” produjeron alrededor de 4,0% más energía que los verticales “limpios”; sin embargo, el ensuciamiento progresivo afectó fuertemente a los arreglos inclinados, alcanzando pérdidas de hasta 60% en módulos monofaciales, mientras que la bifacialidad y el montaje vertical mostraron potencial como estrategia de mitigación del soiling. Asimismo, durante meses de verano (con trayectoria solar alta), los módulos bifaciales verticales llegaron a generar, en promedio, 3,8% más energía que los inclinados, con máximos cercanos a 9,2%, lo que evidencia que la orientación/configuración puede modificar no solo el total de energía, sino también el comportamiento estacional del rendimiento.

De manera similar, en un caso de monitoreo empírico en el Reino Unido, Badran et al. (2024) evaluaron un sistema de fotovoltaica bifacial vertical comparándolo con referencias monofaciales (vertical y tradicional inclinada), con datos registrados a lo largo de un ciclo anual (febrero–diciembre de 2023). En sus resultados de comparación diaria, los autores muestran incrementos medibles asociados a la bifacialidad en configuración vertical; por ejemplo, reportan un día con 24,57 kWh para el sistema bifacial vertical frente a 23,3 kWh para la referencia vertical monofacial (una ganancia aproximada de 7,87%), lo que refuerza que la configuración de orientación y tecnología (bifacial vs monofacial) puede traducirse en diferencias cuantificables de energía generada. En consecuencia, este antecedente respalda metodológicamente el enfoque de comparar configuraciones para identificar variaciones de rendimiento bajo condiciones reales.

Asimismo, en un estudio internacional con enfoque de sistema eléctrico, Szabo et al. (2024) analizaron los impactos de incorporar una mayor proporción de sistemas bifaciales verticales este–oeste en escenarios de alta penetración fotovoltaica en Europa, destacando que, aunque los sistemas convencionales inclinados pueden producir ligeramente más energía “bruta” en ciertos casos, la configuración este–oeste puede mejorar la integración al sistema al reducir recortes de generación (curtailment). En particular, en un escenario de 2040 con alta fotovoltaica, al incrementar la participación de bifacial vertical de 0% a 50%, los autores reportan reducciones de curtailment de 234 TWh a 131 TWh en un caso de referencia y de 562 TWh a 406 TWh en un

caso de mayor penetración, mostrando que la “mejor orientación” no siempre se define únicamente por maximizar energía del arreglo, sino también por el perfil horario de producción y su acoplamiento con la demanda y la flexibilidad del sistema.

Por otra parte, en un contexto residencial de Jordania, Al-Zoubi et al. (2024) evaluaron el desempeño real de paneles bifaciales instalados verticalmente frente a una instalación inclinada (sur), con monitoreo y cálculo de indicadores de producción a lo largo del tiempo. En su análisis, los autores reportan que la instalación vertical puede alcanzar rendimientos mensuales comparables con la inclinada, llegando en ciertos meses a un desempeño “tan alto como 100%” respecto a la instalación inclinada; además, informan un indicador del orden de $\approx 1678 \text{ kWh/kWp}$ y señalan que la configuración vertical retuvo aproximadamente 82% del rendimiento energético de la configuración inclinada en el periodo considerado, junto con ventajas prácticas asociadas al menor ensuciamiento y a un perfil de generación con múltiples picos. En consecuencia, este antecedente es especialmente pertinente cuando el objetivo es comparar orientaciones (incluida la vertical) como alternativa viable en espacios restringidos o con limitaciones de montaje.

Finalmente, desde un enfoque de optimización aplicado a edificios en Países Bajos e Irán, Bakhshi-Jafarabadi y Dinga (2025) propusieron un método de búsqueda para determinar combinaciones de inclinación (tilt) y azimut (azimuth) no solo para maximizar energía anual, sino para maximizar un criterio operativo (reducción de demanda pico mediante “peak load shaving”) en sistemas fotovoltaicos conectados a red. Los autores encontraron que los ángulos óptimos dependen del perfil de carga y del contexto local; por ejemplo, reportan soluciones óptimas diferentes entre Delft (como $\beta=24^\circ$ y $\psi=45^\circ$) y Mashhad (como $\beta=12^\circ$ y $\psi=-10^\circ$), evidenciando que la orientación debe definirse en función del objetivo del proyecto y el comportamiento horario. Por consiguiente, este antecedente refuerza que comparar orientaciones no es un ejercicio meramente geométrico, sino una decisión técnica que puede justificarse por criterios de desempeño energético y operativo.

En el ámbito nacional, en un estudio aplicado a condiciones del sur del Perú, Paredes Quispe (2024) evaluaron cómo el ángulo de inclinación afecta la energía captada por módulos FV en Arequipa usando modelos matemáticos (Klucher, Liu & Jordan, Temp & Coulson) con datos meteorológicos 2019–2022, y hallaron que una inclinación fija anual cercana a 16.6° mejora el aprovechamiento, además de estimar ahorros económicos frente a inclinaciones

“típicas” usadas en campo (por ejemplo, 35°), y reportaron que al sobrepasar $\sim 30^\circ$ las pérdidas de energía captada pueden crecer de forma marcada (se mencionan rangos amplios de pérdida).

De forma experimental y alineado con mediciones eléctricas (corriente/voltaje/potencia), Ccapa Fernández y Tejeda Sánchez (2024) diseñaron e implementaron un seguidor solar de un eje con actuador lineal (controlado con Arduino y algoritmo astronómico) para mantener el panel más perpendicular a la radiación; en sus registros comparativos reportan un incremento total de 13% en el desempeño del “panel móvil” en un bloque de mediciones, lo cual respalda metodológicamente el enfoque de comparar “condición fija vs condición optimizada” mediante series horarias.

En un caso aplicado a edificación, Barbaran Barbaran (2024) desarrolló el diseño de un sistema solar (eléctrico y térmico) para una edificación multifamiliar en Ayacucho y, como parte del sustento técnico, incorpora medición/estimación de demanda energética (por ejemplo, reporta un valor de energía medida en agosto de 2023) y establece criterios de orientación e inclinación basados en geometría solar; además, remarca la regla práctica de que, por estar en el hemisferio sur, la orientación recomendada del arreglo FV es hacia el norte como referencia de diseño.

En una evaluación técnico-económica con enfoque de desempeño del sistema, Huaman Parcela (2022) analizó un sistema fotovoltaico híbrido de “inyección cero” en Moquegua, incluyendo el criterio de orientación mediante el azimut y advirtiendo que una superficie con azimut predefinido puede ocasionar pérdidas si no se evalúa el impacto en generación; este antecedente es útil para justificar en tu tesis por qué el control de orientación/inclinación (o la selección correcta de la orientación fija) debe reflejarse directamente en variables eléctricas medidas (V, I y potencia).

Con un diseño claramente comparable al tipo de registro que tú ya tienes (por horas y con medición eléctrica), Montalvo Cañari (2023) determinó el efecto de la irradiancia y la inclinación en el desempeño de un sistema de bombeo fotovoltaico en Jauja, registrando corriente, voltaje y potencia junto con irradiancia; reportó, por ejemplo, que con irradiancias de 359.07, 451.11 y 696.12 W/m^2 el caudal varió (en el estudio) de 637.65 a 837.23 mL/s, y al comparar inclinaciones (latitud 11° , óptimo diario, $\text{latitud}+10^\circ=21^\circ$) se observan diferencias medibles en el resultado, reforzando la lógica de vincular “condición de orientación/inclinación” con “salida eléctrica” en intervalos regulares.

A nivel local, Torres Goicochea y Trelles Vásquez (2022) desarrollaron un dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo aplicado a una vivienda de emergencia tipo “mediagua” en el distrito de Moche, partiendo de la estimación de la demanda eléctrica y del análisis de radiación solar local para definir parámetros de diseño (p. ej., horas solares pico y días de autonomía). En sus resultados reportan una demanda base del orden de 721 W y una radiación diaria promedio cercana a 6.37 kWh/m², planteando una configuración de sistema que incluye inversor, banco de baterías y módulos fotovoltaicos dimensionados en función de eficiencias del sistema y autonomía. Este antecedente es útil para tu tesis porque muestra un procedimiento local de traducción de mediciones/condiciones solares a variables eléctricas (potencia, corriente y energía) bajo condiciones reales de La Libertad, lo cual se alinea con registros V–I y cálculo de potencia/energía en campo.

De manera similar, Tanta y Saldaña (2024) analizaron la influencia de un sistema fotovoltaico conectado a red sobre la huella de carbono en una institución universitaria ubicada en Moche, trabajando con parámetros solares/geoespaciales y dimensionamiento mediante software especializado. Entre sus hallazgos, reportan consumos del orden de 809 MWh/año para los pabellones evaluados y estiman una mitigación acumulada aproximada de 3,862.9 t CO₂ a lo largo de la vida útil del sistema dimensionado, además de indicadores económicos (p. ej., periodo de recuperación cercano a 3 años). Este estudio aporta evidencia local (zona Moche–Trujillo) de cómo variables eléctricas y energéticas (kWh/mes, kWh/año) se conectan con el desempeño del sistema, reforzando la lógica de tu análisis basado en mediciones de voltaje y corriente para derivar potencia y energía.

Además, Guerra Mezarino (2024) evaluó esquemas de facturación para generación distribuida fotovoltaica (Net Metering y Net Billing) en un edificio multifamiliar de Trujillo, integrando balances de energía por escenarios y curvas de generación según irradiancia para estimar autoconsumo, cobertura y efecto económico. Sus resultados describen que, bajo Net Metering, un diseño orientado a compensar el 100% de la energía diaria puede lograr una cobertura y autoconsumo aproximados de 74% y 50%, con reducciones de factura reportadas alrededor de 75%; mientras que, en Net Billing, un diseño que compensa cerca del 50% de energía diaria puede alcanzar autoconsumos del orden de 84% con reducciones cercanas al 41%. Este antecedente sirve porque aterriza, en Trujillo, la relación irradiancia → generación →

balance energético (marco directo para justificar comparaciones pre/post o por condiciones de carga/resistencia en tu caso).

Por otro lado, Paredes Contreras (2024) diseñó un sistema modular de electrificación con energías alternativas para un campamento minero en el sector Glorita del distrito de Patataz, identificando a la energía solar como la de mayor potencial y apoyándose en herramientas como PVGIS y PVsyst para el dimensionamiento. Reporta un potencial solar del orden de 5.05 kWh/día y un sistema propuesto compuesto por 29 módulos fotovoltaicos, con una generación máxima aproximada de 21.5 MWh/año y una mitigación estimada de 74.7 t CO₂ en 25 años de vida útil. Este antecedente es pertinente porque refuerza, en La Libertad, un enfoque cuantitativo que combina parámetros eléctricos y simulación/dimensionamiento, coherente con una tesis que calcula desempeño energético a partir de mediciones (V, I) y condiciones reales de operación/carga.

Finalmente, Buado Chimbor (2024) modeló un sistema de calefacción con paneles solares para una vivienda rural en el distrito de Carabamba (Carabamba 2023), integrando evaluación ambiental/térmica y diseño de control (microcontrolador) para regular temperatura. El trabajo reporta que el sistema de control permite elevar y estabilizar la temperatura hasta aproximadamente 17.20 °C, validando el desempeño mediante simulación (Proteus). Aunque su variable objetivo es térmica, el estudio es valioso como antecedente local porque evidencia el uso de un sistema fotovoltaico como fuente para una aplicación concreta y cuantificable, demostrando la necesidad de registrar variables eléctricas (para sostener el suministro) y de estructurar resultados con métricas verificables, tal como tú lo harás al transformar tus mediciones con multímetro/amperímetro en potencia, energía y desempeño comparativo.

Considerando los hallazgos reportados en investigaciones nacionales e internacionales, resulta necesario profundizar en los fundamentos teóricos que explican el comportamiento de la radiación solar, la eficiencia de conversión y los modelos matemáticos de optimización utilizados en el presente estudio.

En términos de medición, la contrastación se realizará sobre registros horarios consistentes (por ejemplo, series de mediciones entre 10:00 y 16:00), de manera que la evidencia empírica permita sustentar comparaciones con criterios estadísticos y con trazabilidad del dato (International Electrotechnical Commission, 2021).

Efecto de la temperatura del módulo en el rendimiento

La temperatura de operación del módulo es uno de los factores ambientales más influyentes sobre el desempeño eléctrico, debido a que modifica principalmente el voltaje del panel y, por consiguiente, su potencia. En términos físicos, cuando la temperatura de la célula aumenta, el voltaje en el punto de máxima potencia tiende a disminuir, mientras que la corriente suele variar en menor magnitud; por ello, el efecto neto usual es una reducción de la potencia entregada, aun cuando la irradiancia sea alta. En una revisión reciente sobre factores ambientales, Bamisile et al. (2025) sintetizan evidencia donde se reportan pérdidas típicas de eficiencia del orden de 0,4–0,5 % por cada °C de incremento de temperatura, lo cual resulta relevante cuando se interpretan mediciones de campo que pueden efectuarse bajo diferentes condiciones térmicas a lo largo del día.

En consecuencia, en estudios comparativos por orientación (horizontal y vertical por puntos cardinales), la temperatura funciona como un factor de entorno que puede amplificar o reducir las diferencias observadas, especialmente en horas cercanas al mediodía, donde la irradiancia y el calentamiento del módulo suelen incrementarse. Por ello, una interpretación metodológicamente sólida reconoce que, aunque la orientación es la variable principal, el comportamiento térmico acompaña a la producción medida y debe considerarse al discutir la variabilidad horaria de potencia y energía (Bamisile et al., 2025).

Pérdidas por ensuciamiento y su influencia en la energía acumulada

El ensuciamiento (soiling) corresponde a la acumulación de polvo y partículas sobre la superficie del panel, reduciendo la transmitancia del vidrio y, por ende, la radiación efectiva que llega a las celdas. Esta pérdida se traduce en una caída de corriente y potencia, que puede acumularse a lo largo de días si no hay limpieza o lluvias que mitiguen la deposición. Adekanbi et al. (2024) señalan que el soiling representa una fuente de pérdida significativa, especialmente en regiones con condiciones secas o con alta presencia de polvo, y enfatizan que la magnitud de la reducción depende del clima, la frecuencia de limpieza y el tipo de deposición.

De manera complementaria, el informe técnico de IEA PVPS (2022) discute que las pérdidas por soiling presentan heterogeneidad espacial y temporal, y que su monitoreo y control son relevantes cuando se evalúa rendimiento, ya que puede introducir sesgos al comparar

periodos o configuraciones si no se considera como condición de entorno. Por ello, cuando se comparan orientaciones con mediciones repetidas (por ejemplo, 10:00 a 16:00 durante varios días), se recomienda interpretar resultados teniendo en cuenta que el estado superficial del módulo puede variar y afectar la energía diaria acumulada (IEA PVPS, 2022; Adekanbi et al., 2024).

Sombreado parcial y no uniformidad de irradiancia

El sombreado parcial es un fenómeno crítico porque puede producir pérdidas desproporcionadas: no solo reduce la irradiancia recibida, sino que altera el punto de operación del arreglo, pudiendo generar mismatch y activación de diodos bypass, con reducciones relevantes de potencia incluso cuando el área sombreada es pequeña. En una propuesta de modelación empírica, Sarkar et al. (2024) desarrollan y validan un método para cuantificar el impacto del sombreado parcial representándolo como una reducción equivalente de insolación, destacando que el sombreado es un desafío porque degrada la producción y complica la predicción del rendimiento respecto a condiciones uniformes.

Además, el sombreado no solo afecta producción, sino que puede influir en aspectos de confiabilidad asociados a condiciones severas y hotspots. En ese marco, un estudio en EPJ Photovoltaics analiza el efecto del sombreado respecto a la resistencia a hotspots en tecnologías de módulos, mostrando la relevancia de controlar el sombreado en evaluaciones de desempeño y confiabilidad (EPJ Photovoltaics, 2024).

En consecuencia, en un estudio comparativo por orientación, el control del sombreado (o la verificación de ausencia de sombras cercanas durante el horario de medición) es fundamental, porque una orientación podría coincidir con sombras proyectadas por objetos del entorno en ciertas horas, sesgando la comparación. Para abordar esto desde el marco teórico, se reconoce que el sombreado parcial debe tratarse como un factor de interferencia capaz de explicar caídas puntuales de corriente y potencia observadas en ciertos intervalos (Sarkar et al., 2024).

Punto de máxima potencia, carga resistiva y condición de operación

El panel fotovoltaico posee una curva característica I–V que depende de irradiancia y temperatura, y existe un punto de operación que maximiza la potencia (MPP). En sistemas con controladores MPPT, el sistema se ajusta para operar cerca del MPP; sin embargo, cuando se

emplea una carga resistiva fija (por ejemplo, 7Ω o 10Ω), el punto de operación queda determinado por la intersección entre la curva I–V del panel y la recta de carga, por lo que la potencia obtenida puede alejarse del máximo disponible y variar según cambien irradiancia y temperatura a lo largo del día. Este fundamento es especialmente importante para interpretar mediciones de campo basadas en voltaje y corriente con cargas fijas, ya que la resistencia utilizada condiciona el valor de corriente y voltaje medidos, y por ende la potencia calculada.

En relación con ello, la literatura reciente sobre control MPPT destaca que la finalidad del MPPT es asegurar un acoplamiento óptimo entre el generador fotovoltaico y la carga (o el convertidor), manteniendo operación cercana al máximo aún bajo variaciones ambientales; por lo tanto, cuando no existe MPPT y se usa carga fija, se reconoce que el desempeño medido corresponde a un punto de operación dependiente de la carga (Huang et al., 2024; Teshome et al., 2025).

Asimismo, desde la perspectiva de caracterización eléctrica, la obtención y análisis de curvas I–V permite comprender cómo cambian los parámetros del módulo con irradiancia y temperatura, y por qué una carga fija puede no capturar el máximo desempeño disponible. En una revisión reciente, Sani et al. (2025) sistematizan técnicas de caracterización I–V para módulos FV y resaltan la importancia de procedimientos reproducibles para comparar comportamiento eléctrico, lo que respalda que la discusión de resultados en un estudio basado en V e I debe considerar el concepto de punto de operación y su relación con el MPP.

Incertidumbre de medición y propagación del error en potencia y energía

En mediciones basadas en voltaje y corriente, la potencia se calcula como $P=V \cdot I$; por ello, la incertidumbre de P proviene de la incertidumbre de V y de I. En general, si las mediciones tienen una incertidumbre instrumental (por ejemplo, por clase de precisión del medidor), esta se propaga al calcular potencia y luego energía, especialmente cuando la energía diaria se obtiene sumando intervalos. En un informe técnico de National Renewable Energy Laboratory, Prilliman et al. (2023) presentan un marco para cuantificar incertidumbres en estimaciones de energía FV y remarcan que múltiples categorías (recurso solar, medición, modelado y operación) contribuyen a la incertidumbre total, por lo que resulta metodológicamente apropiado declarar instrumentos y procedimiento de medición para sostener trazabilidad.

De forma consistente, un artículo reciente (Scientific Reports, 2026) discute que la incertidumbre suele escalar con el valor medido y aborda el uso de análisis estadístico para comparar métricas de desempeño, destacando que la incertidumbre debe considerarse al interpretar diferencias observadas entre condiciones de medición. Este enfoque respalda que, en tu tesis, la discusión de resultados no solo reporte promedios y comparaciones, sino que también utilice medidas de dispersión (por ejemplo, desviación estándar por orientación y hora) para evidenciar robustez del patrón observado.

En consecuencia, En un esquema de medición horaria (10:00–16:00), la energía por intervalo puede estimarse mediante integración discreta con regla del trapecio: $E_{t,t+1} = (P_t + P_{t+1})/2 \cdot \Delta t$, (con $\Delta t = 1$ h), y la energía diaria $E_{\text{día}} = \sum E_{t,t+1}$. Bajo este procedimiento, declarar la precisión del voltímetro–amperímetro, el método de lectura y la consistencia del intervalo fortalece la validez interna del análisis (Prilliman et al., 2023).

Fundamentos estadísticos para la comparación entre orientaciones

Cuando la variable independiente es categórica (orientación: horizontal y vertical N/S/E/O) y el objetivo es verificar si existen diferencias en el rendimiento energético, la contrastación se formula como comparación de medias (o medianas) entre grupos. En esa lógica, el ANOVA de un factor se utiliza si se cumplen supuestos (normalidad y homogeneidad de varianzas), mientras que alternativas no paramétricas como Kruskal–Wallis se emplean cuando dichos supuestos no se satisfacen, manteniendo la finalidad de detectar diferencias entre orientaciones. En el ámbito de desempeño FV, la aplicación de ANOVA para determinar diferencias en métricas de rendimiento es una práctica reportada en literatura reciente, particularmente cuando se comparan condiciones de medición o configuraciones y se cuenta con replicación temporal (Scientific Reports, 2026).

Además, cuando se analizan índices de desempeño conforme a estándares de monitoreo, es común complementar el análisis con métricas agregadas (energía diaria) y métricas horarias (potencia), permitiendo comparar tanto el perfil como el acumulado. En esa línea, Sánchez-Jiménez et al. (2025) evalúan sistemas FV reales empleando índices de desempeño propuestos en IEC 61724 y la literatura, destacando la utilidad de indicadores estandarizados para comparabilidad entre configuraciones y condiciones operativas.

En complemento a los fundamentos teóricos desarrollados, resulta pertinente precisar los conceptos esenciales empleados en la investigación, los cuales permiten delimitar con claridad los elementos técnicos involucrados en la optimización del diseño espacial de sistemas fotovoltaicos.

- **Orientación (azimut del panel):** Dirección horizontal hacia la cual “mira” la superficie del módulo fotovoltaico, expresada mediante el azimut de la superficie en grados. Con la convención técnica más usada en modelación FV, el azimut se mide como Norte = 0° , Este = 90° , Sur = 180° y Oeste = 270° , lo que permite estandarizar comparaciones entre configuraciones (pvlib python Contributors, 2023). En esta tesis, la orientación se operacionaliza como una variable categórica con cinco niveles: horizontal y vertical hacia norte, sur, este y oeste, manteniendo un procedimiento de medición constante para que las diferencias observadas se atribuyan a la orientación y no al método.
- **Inclinación (tilt):** Ángulo que forma el plano del módulo con el plano horizontal, expresado en grados. Técnicamente, la inclinación se define como ángulo desde la horizontal, donde una superficie mirando hacia arriba corresponde a 0° y una superficie vertical corresponde a 90° (pvlib python Contributors, 2023). En esta investigación, la condición horizontal se asume cercana a 0° , mientras que las condiciones verticales se asumen cercanas a 90° , lo cual es clave para interpretar diferencias de captación y de potencia a lo largo del día.
- **Irradiancia solar (G):** Flujo de potencia radiante solar que incide sobre una superficie por unidad de área en un instante dado, expresado comúnmente en W/m^2 . En el marco de monitoreo fotovoltaico, la irradiancia se define como “flujo incidente de potencia radiante por unidad de área”, y se distingue la irradiancia en el plano del generador (POA), entendida como la suma de componentes directa, difusa y reflejada que inciden sobre una superficie paralela al plano del arreglo FV (International Electrotechnical Commission, 2021). En términos de contexto energético nacional, el potencial solar del país varía por regiones y, para la zona costa, se reportan valores típicos de recurso del orden de 5,0 a 6,0 kWh/m² (como referencia de disponibilidad solar), lo cual respalda la pertinencia de evaluar configuraciones de instalación en entornos costeros como La Libertad (Ministerio de Energía y Minas, 2022).

- **Potencia eléctrica (P):** Tasa instantánea de generación o transferencia de energía eléctrica. En evaluación FV, la potencia se expresa como magnitud instantánea y se obtiene como el producto del voltaje por la corriente, es decir, $P=V \cdot I$ (U.S. Department of Energy, 2022). En esta tesis, la potencia se calculará en cada registro horario a partir de las lecturas del voltímetro–amperímetro, permitiendo comparar perfiles horarios de producción entre orientaciones bajo la misma carga de medición.
- **Energía eléctrica (E):** La energía eléctrica generada se obtiene integrando la potencia en el tiempo:

$$E = \int P(t)dt$$

Cuando se dispone de mediciones discretas (por ejemplo, lecturas horarias), la energía entre dos instantes consecutivos se estima mediante la regla del trapecio:

$$E_{t,t+1} = \frac{P_t + P_{t+1}}{2} \cdot \Delta t$$

donde $P_t + P_{t+1}$ las potencias (W) en dos horas consecutivas y Δt es el intervalo de tiempo (h). En este estudio, $\Delta t=1$ h, por lo que la energía queda expresada en Wh. La energía diaria se obtiene sumando los intervalos del periodo evaluado (10:00–16:00 h).

- **Rendimiento energético:** Resultado cuantificable del desempeño del sistema bajo condiciones reales de medición, expresado mediante indicadores comparables entre configuraciones. En términos operativos, el rendimiento puede representarse como energía producida (kWh o Wh) y como métricas de comparación (promedios, dispersión y diferencias porcentuales entre orientaciones). De manera complementaria, en análisis de desempeño FV se emplean indicadores como el Performance Ratio (PR), entendido como la producción medida respecto a una producción de referencia/modelada en el mismo periodo (U.S. Department of Energy, 2022). En esta tesis, el indicador principal de rendimiento para comparar orientaciones será la energía diaria acumulada (Wh/día) y, a nivel horario, la potencia instantánea (W), porque son coherentes con tus mediciones directas de VVV e III y permiten contrastes estadísticos entre orientaciones manteniendo el mismo procedimiento.

Asimismo, dado que la variable “orientación” corresponde a niveles categóricos (horizontal y vertical por puntos cardinales), el planteamiento de contraste se formula en términos de diferencias entre grupos y no como una “correlación”. Por ello, se propone como hipótesis general:

- La orientación horizontal de un panel solar influye significativamente en el rendimiento energético en Moche, 2026

Y de acuerdo con las dimensiones se formularon las siguientes hipótesis específicas:

- La orientación vertical norte de un panel solar influye significativamente en el rendimiento energético en Moche, 2026.
- La orientación vertical sur de un panel solar influye significativamente en el rendimiento energético en Moche, 2026
- La orientación vertical este de un panel solar influye significativamente en el rendimiento energético en Moche, 2026
- La orientación vertical oeste de un panel solar influye significativamente en el rendimiento energético en Moche, 2026

II. METODOLOGÍA

2.1. Enfoque y tipo

El estudio se desarrolla bajo un enfoque cuantitativo, debido a que el rendimiento del panel se determina mediante mediciones numéricas de voltaje (V) y corriente (A) para calcular potencia (W) y energía (Wh), permitiendo comparar orientaciones mediante estadística descriptiva e inferencial. En este enfoque, la evidencia se organiza en datos observables y repetibles, y las conclusiones se sustentan en patrones cuantificables obtenidos con un procedimiento estandarizado (Hernández-Sampieri & Mendoza Torres, 2023).

La investigación es de tipo aplicada, porque busca generar evidencia útil para la toma de decisiones sobre la instalación de paneles en viviendas con superficies limitadas (por ejemplo, comparación entre montaje horizontal y montaje vertical por orientaciones). Asimismo, el alcance es comparativo–explicativo, ya que no solo describe valores de potencia/energía, sino que contrasta configuraciones de orientación para determinar si existen diferencias sistemáticas en el rendimiento energético (Hernández-Sampieri & Mendoza Torres, 2023)

2.2. Diseño de investigación

El diseño corresponde a un diseño experimental de un factor (orientación del panel), porque la variable independiente se manipula intencionalmente (orientación horizontal y orientaciones verticales hacia norte, sur, este y oeste) y se registra la respuesta eléctrica bajo el mismo esquema de medición. Además, por la naturaleza del registro, el diseño se considera de medidas repetidas, ya que cada orientación se evalúa en varios momentos del día (10:00 a 16:00) y en varios días, lo cual incrementa la robustez del análisis al disponer de repetición temporal bajo un protocolo uniforme (Creswell & Creswell, 2023).

De manera operativa, la comparación se realiza con base en el mismo módulo fotovoltaico y el mismo instrumento de medición, reduciendo el sesgo por diferencias entre equipos. Bajo este enfoque, el rendimiento energético se obtiene a partir de V e I (potencia instantánea $P=V \cdot I$) y luego se integra por intervalos para estimar energía por orientación; este enfoque de métricas eléctricas y energéticas es coherente con guías de evaluación de desempeño que priorizan indicadores interpretables (potencia, energía y razones de desempeño) para comparar comportamientos del sistema (U.S. Department of Energy, 2022).

Ámbito espacial y temporal del estudio:

El ámbito espacial corresponde al distrito de Moche, donde se ejecutaron los registros eléctricos del módulo en condiciones de operación reales. El ámbito temporal comprende cinco (5) días de medición con siete (7) registros por día entre 10:00 y 16:00 horas, lo cual permite observar el comportamiento horario y comparar el rendimiento entre orientaciones en un rango representativo del periodo diurno de mayor disponibilidad solar.

2.3. Población y muestra

Población:

La población (universo) está conformada por todas las observaciones eléctricas posibles del módulo fotovoltaico evaluado bajo las cinco condiciones de orientación consideradas en el estudio (horizontal y vertical hacia norte, sur, este y oeste), registradas dentro del intervalo horario definido (10:00 a 16:00 h) y en el mismo lugar de medición en Moche. En ese marco, cada elemento poblacional corresponde a una lectura del sistema bajo una orientación específica en una hora específica, expresada mediante voltaje (V) y corriente (A), a partir de las cuales se deriva la potencia instantánea. (Stratton, 2023).

Muestra:

La muestra está constituida por los registros efectivamente tomados durante cinco (5) días, con siete (7) mediciones por día entre 10:00 y 16:00 h, aplicadas a las cinco orientaciones (H, VN, VS, VE, VO) mediante lectura directa con voltímetro y amperímetro. En términos de estructura del dato, se obtuvo un total de 175 observaciones $5\text{días} \times 7\text{horas/día} \times 5\text{orientaciones}$, donde cada observación incluye V e I (y la potencia calculada). (Ahmed, 2024).

Debido a que el día 1 se realizó con resistencia de $10\ \Omega$ y los días 2–5 con resistencia de $7\ \Omega$, la muestra se organiza en dos subconjuntos para mantener consistencia de la condición de carga: (a) muestra principal para la comparación de orientaciones con $7\ \Omega$, compuesta por 140 observaciones $4\text{días} \times 7\text{horas/día} \times 5\text{orientaciones}$; y (b) muestra complementaria/piloto con $10\ \Omega$, compuesta por 35 observaciones $1\text{día} \times 7\text{horas/día} \times 5\text{orientaciones}$, la cual se empleará solo para descripción de comportamiento bajo otra carga, sin incorporarla al contraste principal. (Ahmed, 2024).

Muestreo:

El muestreo es no probabilístico, intencional por criterio y factibilidad, porque las mediciones se realizaron bajo un protocolo definido (mismo panel, mismo horario y orientaciones establecidas) y en días disponibles para ejecución en campo; por tanto, la selección responde a condiciones operativas y control del procedimiento, más que a aleatorización del universo. (Stratton, 2023).

Variables de estudio:

Variable independiente: Orientación del panel solar

La orientación del panel solar se entiende como la dirección hacia la cual se dispone el plano del módulo respecto a los puntos cardinales, expresada mediante el azimut de la superficie y aplicada en este estudio como una variable categórica con cinco niveles: horizontal, vertical norte, vertical sur, vertical este y vertical oeste. Para estandarizar la referencia angular de orientación, se adopta la convención técnica ampliamente usada en análisis fotovoltaico: $N = 0^\circ$, $E = 90^\circ$, $S = 180^\circ$, $O = 270^\circ$. (pvlib python Contributors, 2023).

Variable dependiente: Rendimiento energético del panel solar

El rendimiento energético se define operativamente como la producción eléctrica obtenida por el módulo bajo cada orientación, expresada en términos de potencia instantánea y energía acumulada dentro del intervalo de medición. En esta tesis, el rendimiento se calcula a partir de lecturas directas de voltaje (V) y corriente (A), obtenidas con voltímetro–amperímetro, para luego derivar potencia y energía por intervalo y por día. Este enfoque es coherente con guías de evaluación de desempeño fotovoltaico basadas en datos eléctricos de producción para análisis comparativos. (U.S. Department of Energy, 2022).

2.4. Técnicas e instrumentos de recojo de datos

Medición directa

Se realizó un registro de datos en campo mediante medición directa de variables eléctricas del módulo fotovoltaico. La recolección se ejecutó durante cinco (5) días, efectuando siete (7) mediciones por día dentro del intervalo de 10:00 a 16:00 h. En cada horario se evaluaron, bajo el mismo esquema de conexión, cinco configuraciones de orientación: panel en

posición horizontal y panel en posición vertical orientado hacia norte, sur, este y oeste. Para cada orientación y hora se registraron lecturas de voltaje (V) y corriente (A) usando un voltímetro–amperímetro DC (0–100 V / 0–10 A), consignando adicionalmente observaciones básicas de la condición del cielo cuando correspondía. La condición de carga se mantuvo constante dentro de cada jornada, empleándose una resistencia de 10 Ω en el primer día y una resistencia de 7 Ω en los cuatro días restantes; por consistencia experimental, los datos con 7 Ω se consideran el conjunto principal para la comparación entre orientaciones, mientras que el día con 10 Ω se trata como registro complementario. Para asegurar comparabilidad entre lecturas, se mantuvo el mismo panel, el mismo horario de medición y la misma secuencia de orientaciones en todas las horas y días, evitando zonas con sombreado evidente durante el periodo de registro.

Observación estructurada

Se aplicó la observación estructurada para registrar condiciones de operación del sistema, tales como orientación del panel, presencia de sombreado parcial, estado del cielo y disposición física del módulo en cada intervalo horario. Esta información permitió contextualizar los valores eléctricos obtenidos y reforzar la interpretación de los resultados.

2.5. Técnicas de procesamiento y análisis de la información

Validación de datos

Los registros se organizaron en una base con los campos: fecha, hora (10:00–16:00), orientación (H, VN, VS, VE, VO), resistencia (Ω), voltaje (V) y corriente (A). Para asegurar consistencia, el conjunto de datos se separó en bloque principal (7 Ω ; días 2–5) y bloque complementario/piloto (10 Ω ; día 1), evitando mezclar condiciones de carga en la comparación principal por orientación. (International Electrotechnical Commission, 2021).

Cálculo de potencia y energía

A partir de las lecturas se calculó la potencia por hora mediante $P_t = V_t \cdot I_t$. La energía por intervalo se estimó con la regla del trapecio: $E_{t,t+1} = (P_t + P_{t+1}) / 2 \cdot \Delta_t$, con $\Delta_t = 1$ h. La energía diaria se obtuvo sumando los intervalos entre 10:00 y 16:00 h. Este procedimiento es consistente con evaluaciones de desempeño que utilizan potencia y energía como salidas directas para comparación entre condiciones de operación. (U.S. Department of Energy, 2022).

Para el análisis descriptivo (bloque 7 Ω) se calcularon, por orientación: promedio y desviación estándar de potencia por hora (perfil horario), y promedio, desviación estándar, mínimo y máximo de energía diaria (Wh/día). Además, se estimaron diferencias porcentuales de energía diaria entre orientaciones usando como referencia la orientación horizontal, con el fin de identificar la configuración de mayor rendimiento.

Para el contraste estadístico del bloque 7 Ω se aplicó la prueba no paramétrica de Friedman ($\alpha = 0,05$), considerando como bloques los 4 días y como tratamientos las 5 orientaciones. La comparación se complementó con estadísticos descriptivos y rendimiento relativo (% vs H) por orientación. Se adoptó $\alpha = 0,05$. Como complemento a la prueba de Friedman, se estimaron comparaciones pareadas mediante bootstrap (10 000 remuestreos) con IC95% para las diferencias de medias entre orientaciones. (Field, 2024).

Finalmente, el bloque 10 Ω se reportará únicamente de forma descriptiva (perfil horario y energía diaria), como evidencia complementaria, sin integrarlo en el contraste principal por tratarse de una condición distinta de carga. (Prilliman et al., 2023).

2.6. Aspectos éticos

El documento detalló los objetivos del estudio, los procedimientos de instalación, la duración del monitoreo (una semana), los riesgos mínimos asociados y los beneficios esperados. Las mediciones se realizaron respetando la integridad física de la vivienda. Los datos se almacenaron en una carpeta cifrada en OneDrive educativo con acceso restringido. Se garantizó el anonimato y la presentación de resultados agregados. El estudio siguió los principios de la Declaración de Helsinki (2013) y las normas éticas de la Universidad Católica de Trujillo “Benedicto XVI” para investigaciones de riesgo mínimo.

Determinar la influencia de la orientación vertical norte de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.

- Determinar la influencia de la orientación vertical sur de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.
- Determinar la influencia de la orientación vertical este de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026
- Determinar la influencia de la orientación vertical oeste de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.

III. RESULTADOS

- OE1. Determinar la influencia de la orientación vertical norte de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.

Tabla 1

Energía diaria en orientación Horizontal (H) – 7 Ω

Orientación	Promedio (Wh/día)	DE	Mín	Máx	% vs H	Δ vs H (Wh/día)
H	109.49	9.79	95.57	116.74	100.00	0.00

Nota: DE = desviación estándar; % vs H = rendimiento relativo respecto a H; Δ vs H = diferencia respecto a H (Wh/día). n = 4; 10:00–16:00 h; R = 7 Ω .

Donde:

- DE = Desviación estándar.
- % vs H = Rendimiento relativo respecto a la orientación horizontal.
- Δ vs H = Diferencia del promedio de energía diaria respecto a la orientación horizontal (Wh/día).
- IC = Intervalo de confianza.

Los resultados corresponden al bloque principal de 7 Ω (n = 4 días; intervalo 10:00–16:00 h).

La orientación horizontal (H) presentó el mayor rendimiento energético dentro del bloque principal evaluado, con un promedio de 109.49 Wh/día y con baja variabilidad relativa (DE = 9.79). Los valores mínimos y máximos evidencian estabilidad en el desempeño durante los cuatro días analizados, consolidándose como la configuración de mayor generación energética en el intervalo 10:00–16:00 h.

- OE2. Determinar la influencia de la orientación vertical norte de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.

Tabla 2

Energía diaria en orientación Vertical Norte (VN) – 7 Ω

Orientación	Promedio (Wh/día)	DE	Mín	Máx	% vs H	Δ vs H (Wh/día)
VN	12.15	1.15	10.66	13.14	11.10	-97.34

Nota: DE = desviación estándar; % vs H = rendimiento relativo respecto a H; Δ vs H = diferencia del promedio respecto a H (Wh/día). n=4; 10:00–16:00; R=7 Ω .

La orientación vertical norte (VN) registró el menor rendimiento energético promedio (12.15 Wh/día), representando únicamente el 11.10% del valor obtenido en la orientación horizontal. La baja dispersión observada (DE = 1.15) indica un comportamiento estable durante los días evaluados, aunque con generación significativamente inferior respecto a las demás configuraciones.

- OE3. Determinar la influencia de la orientación vertical sur de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026

Tabla 3

Energía diaria en orientación Vertical Sur (VS) – 7 Ω

Orientación	Promedio (Wh/día)	DE	Mín	Máx	% vs H	Δ vs H (Wh/día)
VS	55.45	5.39	49.35	61.66	50.64	-54.04

Nota: En VS se registró 55.45 Wh/día (DE=5.39), correspondiente al 50.64% del valor de H (Δ vs H = -54.04 Wh/día).

La orientación vertical sur (VS) alcanzó un promedio de 55.45 Wh/día, equivalente al 50.64% del rendimiento horizontal. Este resultado la posiciona como la alternativa más favorable entre las configuraciones verticales evaluadas, mostrando además una baja variabilidad relativa (DE = 5.39) y consistencia en los valores registrados.

- OE4. Determinar la influencia de la orientación vertical este de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.

Tabla 4

Energía diaria en orientación Vertical Este (VE) – 7 Ω

Orientación	Promedio (Wh/día)	DE	Mín	Máx	% vs H	Δ vs H (Wh/día)
VE	15.17	1.55	12.98	16.37	13.86	-94.32

Nota: La orientación VE alcanzó 15.17 Wh/día (DE=1.55), equivalente al 13.86% de H (Δ vs H = -94.32 Wh/día).

La orientación vertical este (VE) obtuvo un promedio de 15.17 Wh/día, correspondiente al 13.86% del rendimiento horizontal. Si bien presentó baja variabilidad (DE = 1.55), su aporte energético fue considerablemente inferior al de la configuración horizontal y al de la orientación vertical sur.

- OE5. Determinar la influencia de la orientación vertical oeste de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.

Tabla 5

Energía diaria en orientación Vertical Oeste (VO) – 7 Ω

Orientación	Promedio (Wh/día)	DE	Mín	Máx	% vs H	Δ vs H (Wh/día)
VO	18.89	1.80	16.20	19.94	17.26	-90.60

Nota: En VO se obtuvo 18.89 Wh/día (DE=1.80), equivalente al 17.26% de H (Δ vs H = -90.60 Wh/día).

La orientación vertical oeste (VO) registró un promedio de 18.89 Wh/día, equivalente al 17.26% del valor obtenido en la orientación horizontal. Aunque supera ligeramente a las orientaciones este y norte, su desempeño se mantiene muy por debajo de la configuración horizontal y de la orientación vertical sur.

OG: Determinar la influencia de la orientación de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.

Los resultados se obtuvieron a partir de las lecturas de voltaje (V) y corriente (A) registradas por orientación y hora. La potencia instantánea se calculó como $P = V \cdot I$. Para estimar energía (Wh) se integró la potencia con paso horario mediante el promedio entre dos lecturas consecutivas (regla del trapecio) en intervalos de 1 hora. El análisis principal considera los cuatro (4) días medidos con carga de 7Ω (10:00–16:00 h; 5 orientaciones).

Criterio de cálculo usado:

- Potencia instantánea: $P = V \cdot I$
- Energía diaria (Wh): integración por intervalos de 1 h con promedio de lecturas consecutivas (regla del trapecio):

$$E_{\text{día}} = \sum_i \frac{P_i + P_{i+1}}{2} \cdot 1h$$

Tabla 6

Energía diaria por orientación con carga 7Ω (Wh/día)

Fecha	H	VS	VO	VE	VN
2026-01-15	116.74	61.66	19.71	16.15	13.14
2026-01-16	115.92	53.0	19.74	16.37	12.98
2026-01-20	95.57	49.35	16.2	12.98	10.66
2026-01-22	109.72	57.78	19.94	15.19	11.82

Nota. Energía diaria expresada en Wh, calculada a partir de lecturas horarias de potencia ($P = V \cdot I$) entre 10:00 y 16:00 con carga de 7Ω . H = horizontal; VS = sur; VO = oeste; VE = este; VN = norte.

En los cuatro días del bloque principal, la orientación horizontal (H) presentó el mayor valor de energía diaria, seguida por la orientación sur (VS). Las orientaciones oeste (VO) y este (VE) mostraron valores intermedios, mientras que norte (VN) registró el menor rendimiento; en

el día 2026-01-22 la orientación VN registró 'apagado' a las 16:00, por lo que su potencia fue 0 W en ese instante.

Tabla 7

Resumen estadístico de energía diaria por orientación (Wh/día) con 7 Ω

Orientación	Promedio (Wh/día)	DE	Mín	Máx	Rendimiento relativo diario (% vs H)
H	109.49	9.79	95.57	116.74	100.0
VS	55.45	5.39	49.35	61.66	50.64
VO	18.89	1.8	16.2	19.94	17.26
VE	15.17	1.55	12.98	16.37	13.86
VN	12.15	1.15	10.66	13.14	11.1

Nota. Energía diaria (Wh/día) por orientación en el bloque principal (7 Ω ; n = 4 días). DE = desviación estándar; rendimiento relativo (% vs H) = porcentaje respecto a la orientación horizontal (H = 100%).

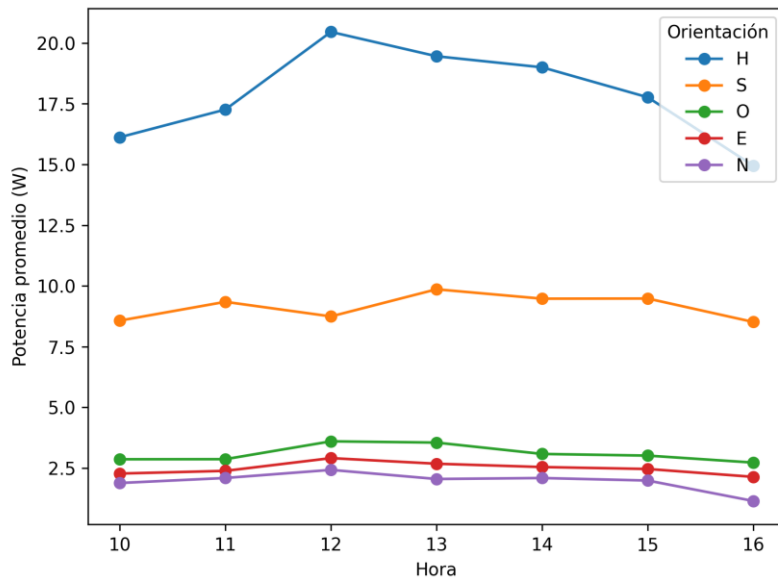
Los resultados muestran que la orientación del panel influye en el rendimiento energético. La orientación horizontal registró el mayor rendimiento promedio (109.49 Wh/día), estableciéndose como referencia (100%). Entre las orientaciones verticales, la orientación vertical sur presentó el mejor desempeño (55.45 Wh/día), equivalente al 50.64% del rendimiento horizontal, mientras que vertical oeste (17.26%), vertical este (13.86%) y vertical norte (11.10%) exhibieron rendimientos relativos considerablemente menores. En conjunto, la jerarquía de desempeño fue **H > VS > VO > VE > VN**, evidenciando una disminución marcada del rendimiento cuando el panel se dispone verticalmente, especialmente hacia norte.

Tabla 8*Potencia promedio por hora (W) y orientación (promedio de 4 días con 7 Ω)*

Hora	H	VS	VO	VE	VN
10:00	16.12	8.57	2.86	2.27	1.88
11:00	17.26	9.34	2.86	2.38	2.09
12:00	20.46	8.74	3.6	2.91	2.42
13:00	19.46	9.86	3.55	2.68	2.05
14:00	19.0	9.47	3.08	2.54	2.09
15:00	17.77	9.48	3.01	2.46	1.98
16:00	14.95	8.51	2.72	2.14	1.14

Nota. Potencia promedio (W) calculada como $P=V \cdot I$, promediada para cuatro días de medición con carga de 7 Ω. H = horizontal; VS = sur; VO = oeste; VE = este; VN = norte.

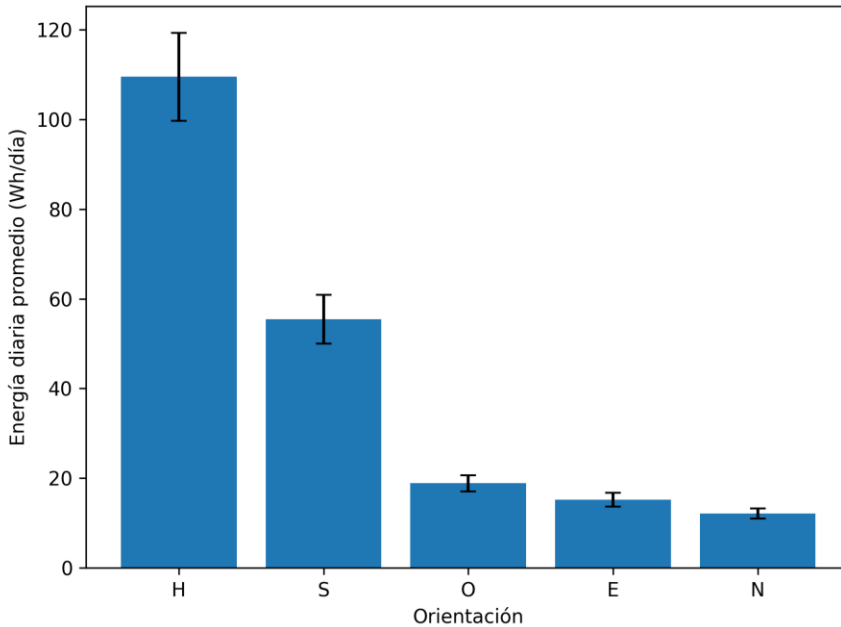
El perfil horario muestra que la potencia en orientación H alcanza su mayor nivel alrededor del mediodía (12:00–14:00), mientras que la orientación VS mantiene valores relativamente estables entre 11:00 y 15:00.

Figura 1*Perfil horario de potencia promedio por orientación (7 Ω).*

Nota. Perfil de potencia promedio (W) por orientación en el bloque principal (7 Ω), calculado con lecturas horarias entre 10:00–16:00 h (n = 4 días).

Figura 2

Energía diaria promedio por orientación (7 Ω).



Nota. Energía diaria promedio (Wh/día) por orientación en el bloque principal (7 Ω); barras de error = ±DE (n = 4 días; 10:00–16:00 h).

Contraste significativo entre orientaciones (7 Ω)

Se aplicó la prueba de Friedman (n = 4 días; k = 5 orientaciones). El resultado fue $\chi^2(4) = 16.00$; $p = 0.003$, evidenciando diferencias estadísticamente significativas. El coeficiente de concordancia de Kendall fue $W = 1.00$, indicando consistencia perfecta en el orden del rendimiento (H > VS > VO > VE > VN) en los cuatro días.

Procedimiento de la prueba de Friedman (cálculo de χ^2)

Para contrastar diferencias entre orientaciones, se aplicó la prueba no paramétrica de Friedman considerando como bloques los 4 días del bloque principal (n = 4) y como tratamientos las 5 orientaciones evaluadas (k = 5: H, VS, VO, VE y VN). En cada día, los valores de energía diaria (Wh/día) por orientación se ordenaron y transformaron en rangos (1 = menor energía; 5 = mayor energía). Dado que en los cuatro días se mantuvo el mismo orden de rendimiento (H > VS > VO > VE > VN), los rangos asignados por día fueron los siguientes:

Tabla 9*Rangos por orientación según energía diaria (bloque principal, 7 Ω)*

Día	H	VS	VO	VE	VN
Día 1	5	4	3	2	1
Día 2	5	4	3	2	1
Día 3	5	4	3	2	1
Día 4	5	4	3	2	1

A partir de ello, se obtuvieron las sumas de rangos por orientación:

$$R_H = 20, R_{VS} = 16, R_{VO} = 12, R_{VE} = 8 \text{ y } R_{VN} = 4.$$

El estadístico de Friedman se calculó mediante:

$$\chi_F^2 = \frac{12}{nk(k-1)} \sum_{j=1}^k R_j^2 - 3n(k+1)$$

Reemplazando: $n = 4$ y $k = 5$:

$$\Sigma R^2 = 20^2 + 16^2 + 12^2 + 8^2 + 4^2 = 880$$

$$\chi_F^2 = (12 / (4 \cdot 5 \cdot 6)) \cdot 880 - 3 \cdot 4 \cdot 6 = 16.00$$

Con $gl = k - 1 = 4$, el contraste resultó significativo ($p = 0.0030$), evidenciando diferencias entre orientaciones.

Adicionalmente, se estimó el coeficiente de concordancia de Kendall:

$$W = \chi_F^2 / (n(k-1)) = 16.00 / (4 \cdot 4) = 1.00$$

lo que indica concordancia perfecta en el orden de rendimiento entre los días evaluados.

Tabla 10*Comparaciones pareadas (post-hoc) con IC95% bootstrap (bloque 7 Ω)*

Comparación	Dif. Media (Wh/día)	IC95% inf.	IC95% sup.	A > B (días)
H - VS	54.04	48.44	60.18	4/4
H - VO	90.59	83.58	96.60	4/4
H - VE	94.31	86.83	100.07	4/4
H - VN	97.34	89.42	103.27	4/4
VS - VO	36.55	33.20	39.90	4/4
VS - VE	40.27	36.50	44.05	4/4
VS - VN	43.30	39.36	47.24	4/4

Nota. IC95% bootstrap por percentiles (2.5% y 97.5%) con 10,000 remuestreos con reemplazo de los días (n=4). Dif. media = promedio de (A - B). Intervalo 10:00–16:00 h; R = 7 Ω .

Como análisis complementario para identificar la orientación de mayor desempeño, se estimaron intervalos de confianza bootstrap al 95% de las diferencias de energía diaria entre orientaciones, remuestreando los días del bloque principal (n=4) con reemplazo (10,000 iteraciones). Los resultados muestran que la orientación horizontal (H) supera de forma consistente a todas las orientaciones verticales (4/4 días), con IC95% positivos para H–VS, H–VO, H–VE y H–VN. Asimismo, entre las configuraciones verticales, la orientación sur (VS) presenta diferencias positivas frente a VO, VE y VN. En consecuencia, H se identifica como la orientación de mayor rendimiento energético en la ventana 10:00–16:00 h; y cuando la instalación debe ser vertical, VS representa la alternativa más favorable.

Tabla 11

Energía parcial del día con 10 Ω (11:00–14:00) – Resultados complementarios

Orientación	Energía parcial 11–14 (Wh)
H	31.12
VS	18.99
VO	9.20
VE	10.92
VN	6.85

Nota. Energía parcial (Wh) calculada en el intervalo 11:00–14:00 con carga de 10 Ω ; resultados presentados como evidencia complementaria.

El registro con 10 Ω se presenta como evidencia complementaria debido a que no cubre todos los horarios (10:00–16:00). En el tramo disponible (11:00–14:00), el patrón de rendimiento se mantiene con H como la mayor energía parcial.

IV. DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos evidencian que la orientación del módulo fotovoltaico influye de manera significativa en el rendimiento energético dentro del intervalo evaluado (10:00–16:00). En los días analizados con carga de 7Ω , la orientación horizontal presentó consistentemente la mayor energía diaria, seguida por la orientación sur, mientras que las orientaciones oeste y este mostraron valores intermedios y la orientación norte el menor desempeño. Este patrón se mantuvo estable en todas las jornadas evaluadas, lo que demuestra un comportamiento reproducible bajo las condiciones del estudio.

El análisis estadístico confirmó que las diferencias observadas entre orientaciones no se deben al azar, ya que la prueba de Friedman evidenció significancia estadística ($p = 0.0030$). En ese sentido, la orientación se consolida como un factor determinante de la producción energética diaria, siendo la disposición horizontal la configuración más eficiente dentro del periodo de medición considerado.

Desde el punto de vista energético, la orientación sur alcanzó aproximadamente el 50.64% del rendimiento obtenido en orientación horizontal, posicionándose como la mejor alternativa entre las configuraciones verticales. Este resultado es relevante para escenarios donde la instalación horizontal no es viable, como fachadas de edificaciones residenciales con limitaciones de superficie disponible.

El comportamiento horario de la potencia mostró que la orientación horizontal alcanza sus valores máximos alrededor del mediodía, particularmente entre las 12:00 y 14:00, mientras que la orientación sur mantiene una respuesta más estable entre las 11:00 y 15:00. Por el contrario, la orientación norte presentó el menor aporte energético acumulado, evidenciando una disminución hacia el final del intervalo evaluado.

Finalmente, el registro complementario con resistencia de 10Ω , aunque no fue incorporado al análisis principal por su cobertura horaria parcial, mantuvo el mismo patrón general de desempeño observado en el bloque principal, lo que refuerza la consistencia del efecto de la orientación del módulo sobre la energía generada.

V. CONCLUSIONES

Con base en el contraste entre orientaciones realizado en el bloque principal de medición con 7 Ω (4 días, 7 lecturas entre 10:00–16:00, 5 orientaciones), se acepta la hipótesis de investigación (H_1) y se rechaza la hipótesis nula, debido a que se evidenciaron diferencias estadísticamente significativas en la energía obtenida según la orientación del panel (Friedman: $\chi^2 = 16.00$; $p = 0.003$).

Asimismo, la disposición horizontal (H) fue la configuración con mayor rendimiento energético diario durante todo el periodo analizado, registrando un promedio de 109.49 Wh/día, con variación entre 95.57 y 116.74 Wh/día (estimación energética por integración trapezoidal entre 10:00 y 16:00 h).

De manera consistente, entre las configuraciones verticales, la orientación sur (VS) presentó el mejor desempeño, con un promedio de 55.45 Wh/día, equivalente a 50.64% del rendimiento promedio alcanzado en horizontal, lo que la posiciona como la alternativa más eficiente cuando la instalación debe realizarse en fachada.

En cambio, las demás orientaciones verticales mostraron rendimientos considerablemente menores y mantuvieron un patrón estable en todos los días: Oeste (VO) con 18.89 Wh/día, Este (VE) con 15.17 Wh/día y Norte (VN) con 12.15 Wh/día, confirmando el orden de rendimiento $H > VS > VO > VE > VN$ en el conjunto principal.

Además, el análisis horario evidenció que la potencia en horizontal se concentra con mayor intensidad alrededor del mediodía (12:00–14:00), mientras que la orientación sur mantiene un comportamiento relativamente más estable dentro del tramo 11:00–15:00, reforzando que el mejor desempeño vertical no solo es diario, sino también sostenido en el intervalo de medición.

Por otra parte, el día medido con 10 Ω (registro complementario/piloto) mantuvo el mismo patrón general de desempeño; sin embargo, al ser parcial (no cubre todo 10:00–16:00 y presenta repetición en 11:00), se utilizó únicamente como evidencia referencial, donde la energía

acumulada parcial 11:00–14:00 fue: $H = 31.12 \text{ Wh}$, $VS = 18.99 \text{ Wh}$, $VE = 10.92 \text{ Wh}$, $VO = 9.20 \text{ Wh}$ y $VN = 6.85 \text{ Wh}$.

En consecuencia, para condiciones similares a las registradas, se concluye que la opción técnica más favorable es la instalación horizontal cuando exista disponibilidad de superficie superior; no obstante, si la instalación debe realizarse en superficie vertical, la orientación sur representa la mejor decisión comparativa dentro de las alternativas evaluadas, al duplicar o triplicar el rendimiento observado en orientaciones laterales y superar de manera consistente a la orientación norte.

VI. RECOMENDACIONES

Para maximizar la energía generada dentro del intervalo evaluado (10:00–16:00), se recomienda priorizar el montaje horizontal del panel cuando exista disponibilidad de superficie superior (techo/azotea), considerando que fue la configuración de mayor rendimiento en el periodo de medición.

Cuando la instalación deba realizarse en superficie vertical por restricciones estructurales o de espacio, se recomienda orientar el panel hacia el sur como alternativa técnica más favorable entre las orientaciones verticales evaluadas, debido a su mejor desempeño relativo frente a las demás configuraciones verticales.

Para mejorar la eficiencia de futuras implementaciones solares en el ámbito local, se sugiere incorporar en guías o fichas técnicas de instalación un criterio explícito de selección de orientación (priorizando horizontal y, en caso de verticalidad, sur), de modo que las decisiones de montaje se basen en evidencia comparativa y no solo en disponibilidad de superficie.

Con el propósito de reforzar la trazabilidad del registro experimental, estudios posteriores pueden incluir protocolos más detallados de control operativo, tales como la documentación sistemática de eventos puntuales (por ejemplo, lecturas nulas o interrupciones) y verificaciones previas de conexión, manteniendo la comparabilidad del procedimiento empleado en el presente trabajo.

Finalmente, se recomienda ampliar el periodo de observación incorporando más días de medición y, de ser posible, diferentes estaciones del año, para evaluar la estabilidad del patrón de rendimiento por orientación y fortalecer la generalización de resultados en condiciones climáticas variables.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Badran, G., & Dhimish, M. (2024). Comprehensive study on the efficiency of vertical bifacial photovoltaic systems: A UK case study. *Scientific Reports*, 14, 18380. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-68018-1>
- Bakhshi-Jafarabadi, R., & Doh Dinga, C. (2025). Optimum tilt and azimuth of fixed grid-connected photovoltaic system for peak load shaving: A multi-scale model. *Renewable Energy*, 255, 123714. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.123714>
- Barbaran Barbaran, D. N. (2024). Diseño de un sistema de energía solar eléctrica y térmica en una edificación multifamiliar de la ciudad de Ayacucho [Tesis]. Pontificia Universidad Católica del Perú. <https://repositorio.pucp.edu.pe/items/d850a09d-786f-43db-bbd6-a93acda5391e>
- Bureau International des Poids et Mesures. (2025). *The International System of Units (SI)* (9th ed., updated 2025) [Brochure]. <https://doi.org/10.59161/AUEZ1291>
- Ccapa Fernández, W. C., & Tejada Sánchez, N. E. (2024). Diseño e implementación de un seguidor solar empleando un actuador lineal [Tesis]. Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco. <http://hdl.handle.net/20.500.12918/9856>
- Creswell, J. W., & Creswell, J. D. (2023). *Research design: Qualitative, quantitative, and mixed methods approaches* (6th ed.). SAGE Publications.
- Deceglie, M. G., et al. (2023). Perspective: Performance loss rate in photovoltaic systems. *Solar RRL*. <https://doi.org/10.1002/solr.202300196>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes* (4th ed.). John Wiley & Sons. <https://doi.org/10.1002/9781118671603>
- Field, A. (2024). *Discovering statistics using IBM SPSS Statistics* (6th ed.). SAGE Publications.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2025). *Photovoltaics Report (Informe técnico)*.

<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>

Guerra Mezarino, E. H. (2024). Evaluación de los esquemas de facturación para la generación distribuida fotovoltaica de un edificio multifamiliar de la ciudad de Trujillo [Trabajo de investigación/Tesis]. (Registro en ALICIA).
https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/USSS_43ef071b3cddad362c0a0598949b7a41

Hernández-Sampieri, R., & Mendoza Torres, C. P. (2023). Metodología de la investigación: Las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta (2.^a ed.). McGraw-Hill.

Huaman Parcela, R. L. (2022). Evaluación del costo del consumo energético y la potencia pico de un sistema fotovoltaico híbrido de inyección cero en la Junta Vecinal Cercado 2 de Moquegua, 2022 [Tesis]. Universidad José Carlos Mariátegui.
https://repositorio.ujcm.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12819/1771/Richard_tesis_titulo_2022.pdf

IEA PVPS. (2025). Trends in Photovoltaic Applications 2025 (IEA PVPS Task 1). https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/10/IEA-PVPS_Trends_2025-.pdf

International Electrotechnical Commission. (2021). IEC 61215-2:2021 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 2: Test procedures (IEC 61215-2:2021). IEC.

International Electrotechnical Commission. (2021). IEC 61724-1:2021 Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring (IEC 61724-1:2021). IEC.
<https://webstore.iec.ch/en/publication/65561>

International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. (2022). Soiling losses— Impact on the performance of photovoltaic power plants (IEA-PVPS T13-21:2022). IEA PVPS Task 13. <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/01/IEA-PVPS-T13-21-2022-REPORT-Soiling-Losses-PV-Plants.pdf>

International Energy Agency. (2024). Renewables 2024 – Analysis.

<https://www.iea.org/reports/renewables-2024>

International Energy Agency. (2026). Solar PV. Recuperado el 1 de febrero de 2026, de

<https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>

International Renewable Energy Agency. (2024). Renewable Power Generation Costs in 2023.

<https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>

International Renewable Energy Agency. (2024). Solar PV supply chains: Technical and ESG standards for a sustainable and resilient solar industry (Reporte técnico).

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Solar_PV_supply_chains_technical_ESG_standards_2024.pdf

Kalogirou, S. A. (2014). *Solar energy engineering: Processes and systems* (2nd ed.).

Elsevier/Academic Press.

Kivambe, M., Abdallah, A., Figgis, B., Scabbia, G., Abdelrahim, M., & Lopez-Garcia, J. (2024).

Assessing vertical east–west bifacial photovoltaic systems in desert environments: Energy yield and soiling mitigation. *Solar Energy*, 279, 112835.

<https://doi.org/10.1016/j.solener.2024.112835>

Messenger, R. A., & Ventre, J. (2010). *Photovoltaic systems engineering* (3rd ed.). CRC Press.

National Institute of Standards and Technology. (2023). Joule (Glosario).

<https://www.nist.gov/glossary-term/26261>

National Institute of Standards and Technology. (2023). Watt (W) (Glosario).

<https://www.nist.gov/glossary-term/34606>

- National Institute of Standards and Technology. (2024). NIST Handbook 44 – 2024: Appendix D. Definitions (Definiciones metrológicas). <https://www.nist.gov/document/nist-handbook-44-2024-appendix-d-pdf>
- Naylamp Mechatronics. (2026). Voltímetro/Amperímetro DC 0–100V 0–10A (ficha de producto). Recuperado el 2 de febrero de 2026, de <https://naylampmechatronics.com/sensores-corriente-voltaje/244-voltimetro-amperimetro-dc-0-100v-0-10a.html>
- Ozkalay, M., et al. (2024). The effect of partial shading on the reliability of photovoltaic modules in the built-environment. EPJ Photovoltaics. https://www.epj-pv.org/articles/epjpv/full_html/2024/01/pv230068/pv230068.html
- Paredes Quispe, E. J. (2024). Análisis de la influencia del ángulo de inclinación de paneles fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica utilizando los modelos matemáticos de Klucher, Liu & Jordan y Temp & Coulson en Arequipa [Trabajo de investigación/Tesis]. (Registro en ALICIA). https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UTPD_bc7417a832008a9e1d7f6a3cc1fc3ac1
- Prilliman, M. J., Hansen, C. W., Keith, J. M. F., Janzou, S., Theristis, M., Scheiner, A., & Ozakyol, E. (2023). Quantifying Uncertainty in PV Energy Estimates: Final Report (NREL/TP-7A40-84993). National Renewable Energy Laboratory. <https://docs.nrel.gov/docs/fy23osti/84993.pdf>
- pvlib python Contributors. (2025). pvlib.pvsystem.FixedMount (Documentación técnica). Recuperado el 1 de febrero de 2026, de <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.pvsystem.FixedMount.html>
- Sarkar, S., Rao, K. U., Prema, V., Bhaskar, M. S., Padmanaban, S., & Bhargav, J. (2024). A model for effect of partial shading on PV panels with experimental validation. Energy Reports, 12, 3460–3469. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.09.015>

- Schill, C., Anderson, A., Baldus-Jeursen, C., Burnham, L., Micheli, L., et al. (2022). Soiling Losses – Impact on the Performance of Photovoltaic Power Plants (IEA-PVPS T13-21:2022). IEA PVPS Task 13. <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/01/IEA-PVPS-T13-21-2022-REPORT-Soiling-Losses-PV-Plants.pdf>
- Stratton, S. J. (2023). Population sampling: Probability and non-probability techniques. *Prehospital and Disaster Medicine*, 38(2), 147–148. <https://doi.org/10.1017/S1049023X23000304>
- Szabo, L., Moner-Girona, M., Jäger-Waldau, A., Kougias, I., Mezosi, A., Fahl, F., & Szabo, S. (2024). Impacts of large-scale deployment of vertical bifacial photovoltaics on European electricity market dynamics. *Nature Communications*, 15, 6681. <https://doi.org/10.1038/s41467-024-50762-7>
- Tanta Castro, M. F., & Saldaña Milla, F. A. (2024). Analysis of a photovoltaic system and its influence on the carbon footprint of a University in Moche 2023. En *LACCEI 2024 – Sustainable Engineering...* <https://doi.org/10.18687/LACCEI2024.1.1.579>
- Torres Goicochea, A. E., & Trelles Vásquez, F. S. (2022). Energización por medio de paneles solares de una vivienda de emergencia tipo mediagua, Moche 2021 [Tesis]. Universidad Católica de Trujillo Benedicto XVI. <https://repositorio.uct.edu.pe/server/api/core/bitstreams/1136a923-e319-479b-9120-4dff5d8e1895/content>
- U.S. Department of Energy. (2021). Understanding Solar Photovoltaic System Performance: An Assessment of 75 Federal Photovoltaic Systems (DOE/GO-102021-5627). <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-02/understanding-solar-photo-voltaic-system-performance.pdf>
- Walker, A., & Desai, J. (2021). Understanding solar photovoltaic system performance: An assessment of 75 federal photovoltaic systems. U.S. Department of Energy, Federal Energy Management Program (FEMP). <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-02/understanding-solar-photo-voltaic-system-performance.pdf>

ANEXOS

1. Matriz de consistencia

TÍTULO	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	HIPÓTESIS	OBJETIVOS	VARIABLES	DIMENSIONES	METODOLOGÍA
Influencia de la orientación de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.	<p>Problema General:</p> <p>¿De qué manera la orientación del panel solar influye en el rendimiento energético en Moche, 2026?</p>	<p>Hipótesis General:</p> <p>La orientación de un panel solar influye significativamente en el rendimiento energético en Moche, 2026.</p>	<p>Objetivo General:</p> <p>Determinar la influencia de la orientación del panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026.</p>	<p>Variable Independiente:</p> <p>Orientación</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Horizontal - Vertical Norte - Vertical Sur - Vertical Este - Vertical Oeste 	<p>Tipo: Cuantitativa - Aplicada</p> <p>Método: hipotético - deductivo</p> <p>Diseño: Experimental.</p>
	<p>Problemas Específicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ¿Cuál es la influencia de la orientación horizontal de un panel solar en el rendimiento energético en Moche, 2026? - ¿Cuál es la influencia de la orientación vertical norte de un panel solar en el rendimiento energético en Moche, 2026? - ¿Cuál es la influencia de la orientación vertical sur de un panel solar en el rendimiento energético en Moche, 2026? - ¿Cuál es la influencia de la orientación vertical este de un panel solar en el rendimiento energético en Moche, 2026? - ¿Cuál es la influencia de la orientación vertical oeste de un panel solar en el rendimiento energético en Moche, 2026? 	<p>Hipótesis Específicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La orientación horizontal de un panel solar influye significativamente en el rendimiento energético en Moche, 2026 - La orientación vertical norte de un panel solar influye significativamente en el rendimiento energético en Moche, 2026. - La orientación vertical sur de un panel solar influye significativamente en el rendimiento energético en Moche, 2026 - La orientación vertical este de un panel solar influye significativamente en el rendimiento energético en Moche, 2026 - La orientación vertical oeste de un panel solar influye significativamente en el rendimiento energético en Moche, 2026 	<p>Objetivos Específicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Determinar la influencia de la orientación horizontal de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026. - Determinar la influencia de la orientación vertical norte de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026. - Determinar la influencia de la orientación vertical sur de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026. - Determinar la influencia de la orientación vertical este de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026. - Determinar la influencia de la orientación vertical oeste de un panel solar en su rendimiento energético en Moche, 2026. 	<p>Variable Dependiente:</p> <p>Rendimiento energético</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Rendimiento 	<p>Población y muestra:</p> <p>Población: Orientaciones de un panel solar en Moche.</p> <p>Muestra: Orientación horizontal, vertical norte, vertical sur, vertical este y vertical oeste.</p> <p>Técnicas e instrumentos de recolección de datos:</p> <p>Observación, medición directa.</p> <p>Métodos de análisis de investigación:</p> <p>Análisis estadístico de datos energéticos.</p> <p>Análisis comparativo de resultados.</p> <p>Contrastación de hipótesis con pruebas de comparación de resultados.</p>

2. Cuadro de operacionalización de variables

Variable	Definición Conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Ítems
Orientación del panel solar (VI)	Configuración geométrica del módulo respecto al plano horizontal y/o hacia un rumbo cardinal, que altera la incidencia de radiación sobre la superficie (Duffie & Beckman, 2013; Kalogirou, 2014).	Se fija el módulo en cinco niveles: H (horizontal) y vertical orientado a VN, VS, VE y VO. Se mantiene el mismo panel y el mismo horario de medición (10:00–16:00).	- Orientación		Ficha/registro de campo: campo “Orientación” (código) y observación de verificación de rumbo.
Rendimiento energético del panel solar (VD)	Producción eléctrica obtenida por el módulo bajo una configuración, expresable como potencia y energía acumulada en un intervalo (BIPM, 2025; Messenger & Ventre, 2010)	Se calcula a partir de lecturas directas de voltaje (V) y corriente (I). Luego se obtiene potencia $P = V \cdot I$ y se acumulan e integran los valores horarios para obtener energía diaria (10:00–16:00).	Rendimiento energético	$\eta = P_i / P_{100}$ $P_i (W) = V \cdot I$ $E_i (Wh) = (P_t + P_{t+1}) / 2 \cdot \Delta t$ $(\Delta t = 1 \text{ h})$ $E_{\text{día}} (Wh/\text{día}) = \Sigma E (10:00-16:00)$	Registro: Voltaje (V), Corriente (A); cálculo de P. Hoja de cálculo: energía por intervalo horario (10:00–16:00). Tabla de energía diaria por orientación y día.

3. Captura de ejecución en Google Colab del bootstrap (IC95%, 10 000 remuestreos)

Untitled0.ipynb

Archivo Editar Ver Insertar Entorno de ejecución Herramientas Ayuda

Comandos + Código + Texto ▶ Ejecutar todo

RAM Disco

Elegir archivos Medición Solar.xlsx
Medición Solar.xlsx(application/vnd.openxmlformats-officedocument.spreadsheetml.sheet) - 186267 bytes, last modified: 16/2/2026 - 100% done
Saving Medición Solar.xlsx to Medición Solar.xlsx
E_day (wh/day):

ori	H	VE	VN	VO	VS
date					
2026-01-15	116.737	16.152	13.139	19.706	61.659
2026-01-16	115.920	16.370	12.977	19.741	52.997
2026-01-20	95.572	12.980	10.659	16.196	49.349
2026-01-22	109.719	15.189	11.817	19.936	57.777

Bootstrap post-hoc (10,000):

Comparison	MeanDiff_wh_day	CI95_low	CI95_high	A_gt_B_days
0 H - VS	54.04	48.44	60.18	4/4
1 H - VO	90.59	83.58	96.60	4/4
2 H - VE	94.31	86.83	100.07	4/4
3 H - VN	97.34	89.42	103.27	4/4
4 VS - VO	36.55	33.20	39.90	4/4
5 VS - VE	40.27	36.50	44.05	4/4
6 VS - VN	43.30	39.36	47.24	4/4

Variables Terminal

8:59 p.m. Python 3

Buscar

ESP LAA 21:05 16/2/2026

Anexo X: Ficha técnica

Nombre original del instrumento:	Registro de recolección de parámetros del panel solar respecto del tiempo
Autor y año:	Original: Baños Bohórquez Samuel
	Adaptación:
Objetivo del instrumento:	Registrar la fecha, hora, valores de voltaje y corriente generados por un panel solar
Usuarios:	Técnicos y ingenieros electricistas y de ramas afines.
Forma de administración o modo de aplicación:	Observación directa

Día	Fecha	Hora	Carga (Ω)	Condición	Orientación	Voltaje (V)	Corriente (A)	Potencia instantánea (W)	Rendimiento (%)	Registro
Elaborado por:						Fecha:		Firma:		

Anexo X: Reporte de Turnitin

Facultad De INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

INFORME SAMUEL BAÑOS

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::3117:560339991

Fecha de entrega

24 feb 2026, 17:23 GMT

Fecha de descarga

24 feb 2026, 17:35 GMT

Nombre del archivo

INFORME SAMUEL BAÑOS.docx

Tamaño del archivo

478.3 KB

60 páginas

14.367 palabras

84.702 caracteres




6% 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

- 5%  Fuentes de Internet
- 0%  Publicaciones
- 5%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

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.

Fuentes principales

- 5% Fuentes de Internet
- 0% Publicaciones
- 5% Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Fuentes principales

Las fuentes con el mayor número de coincidencias dentro de la entrega. Las fuentes superpuestas no se mostrarán.

1	Trabajos del estudiante POSGRADO on 2026-01-21	1%
2	Internet repositorio.uct.edu.pe	<1%
3	Trabajos del estudiante PREGRADO on 2025-08-20	<1%
4	Trabajos del estudiante POSGRADO on 2025-09-01	<1%
5	Trabajos del estudiante PREGRADO on 2025-11-29	<1%
6	Internet www.coursehero.com	<1%
7	Trabajos del estudiante Universidad Católica de Trujillo on 2026-02-09	<1%
8	Trabajos del estudiante Universidad Católica de Trujillo on 2026-02-09	<1%
9	Internet laccei.org	<1%
10	Trabajos del estudiante Universidad Católica de Trujillo on 2025-10-09	<1%
11	Trabajos del estudiante POSGRADO on 2026-01-10	<1%

12	Trabajos del estudiante	UNIBA on 2025-02-13	<1%
13	Internet	repositorio.unc.edu.pe	<1%
14	Internet	issuu.com	<1%
15	Internet	repository.eafit.edu.co	<1%
16	Trabajos del estudiante	University of Gujrat on 2025-10-06	<1%
17	Internet	apirepositorio.unh.edu.pe	<1%
18	Internet	www.diabetespractica.com	<1%
19	Trabajos del estudiante	PREGRADO on 2025-09-30	<1%
20	Trabajos del estudiante	PREGRADO on 2025-09-30	<1%
21	Trabajos del estudiante	Universidad Continental on 2023-06-27	<1%
22	Internet	repositorio.ucv.edu.pe	<1%

Anexo X: Reporte de escritura de inteligencia artificial

Facultad De INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

INFORME SAMUEL BAÑOS

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::3117:560339991

Fecha de entrega

24 feb 2026, 17:23 GMT

Fecha de descarga

24 feb 2026, 17:35 GMT

Nombre del archivo

INFORME SAMUEL BAÑOS.docx

Tamaño del archivo

478.3 KB

60 páginas

14.367 palabras

84.702 caracteres

*% detectado como IA

La detección de IA incluye la posibilidad de que haya falsos positivos. Aunque cierto texto en esta entrega se generó probablemente con IA, los puntajes inferiores al umbral del 20 % no aparecen porque tienen una mayor probabilidad de falsos positivos.

Precaución: Se necesita revisión.

Es esencial comprender los límites de la detección de IA antes de tomar decisiones acerca del trabajo del estudiante. Te alentamos a obtener más información acerca de las funciones de detección de IA de Turnitin antes de usar la herramienta.

Aviso legal

Nuestra evaluación de escritura con IA está diseñada para ayudar a los académicos a identificar texto que podrían haberse preparado mediante una herramienta de IA generativa. Es posible que nuestra evaluación de escritura con IA no siempre sea precisa (existe la posibilidad de que identifique erróneamente redacciones probablemente generadas por humanos como generadas por IA, y redacciones probablemente generadas por IA como generadas por humanos), por lo que no debe usarse como único fundamento para aplicar sanciones a un estudiante. Para determinar si es un caso de deshonestidad académica, se necesita de un escrutinio mayor y el juicio humano, junto con la aplicación de las políticas académicas específicas de la organización.

Preguntas frecuentes

¿Cómo debería interpretar los falsos positivos y el porcentaje de escritura con IA de Turnitin?

El porcentaje que se muestra en el reporte de escritura con IA es la cantidad del texto calificado en la entrega que el modelo de detección de escritura con IA de Turnitin determina se generó probablemente con IA desde un modelo de lenguaje de gran tamaño.

Los falsos positivos (que marcan incorrectamente alertas de texto escrito por humanos como generado con IA) son una posibilidad en los modelos de IA.

Los puntajes de detección de IA inferiores al 20 %, que no aparecen en reportes nuevos, tienen una mayor probabilidad de ser falsos positivos. Para reducir la probabilidad de malinterpretación, no se atribuye ningún puntaje o resaltado y se indican con un asterisco en el reporte (*%).

El porcentaje de escritura con IA no debe ser el único fundamento para determinar si ha ocurrido una mala conducta. El revisor/instructor debería usar el porcentaje como un medio para iniciar una conversación formativa con sus estudiantes o usarlo para examinar el ejercicio entregado según las políticas de la escuela.

¿Qué significa 'texto calificado'?

Nuestro modelo sólo procesa texto calificado en la forma de escritura de formato largo. La escritura de formato largo se refiere a los enunciados individuales en párrafos que constituyen una parte más grande del trabajo escrito, como un ensayo, una disertación, un artículo, etc. El texto calificado que se ha determinado que se generó probablemente con IA se resaltará en color cian en la entrega.

El texto no calificado, como viñetas, bibliografías comentadas, etc., no se procesará y puede crear disparidad entre los puntos destacados de la entrega y el porcentaje mostrado.

