

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

**Análisis comparativo entre la eficiencia energética con paneles
fotovoltaicos monofaciales y bifaciales en la Universidad Nacional del
Santa**

Tesis para obtener el Título Profesional de Ingeniero en Energía

Autor:

Bach. Toribio Arroyo, Diego
Código ORCID: 0009-0003-2259-7901

Asesor:

Dr. Aranguri Cayetano, Denis Javier
DNI N°: 42009679
Código ORCID: 0000-0002-6119-2072

Nuevo Chimbote – Perú

2025

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al Reglamento General para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (Resolución N° 337-2024-CU-R-UNS) de acuerdo con la denominación siguiente:

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

**Análisis comparativo entre la eficiencia energética con paneles
fotovoltaicos monofaciales y bifaciales en la Universidad Nacional del
Santa**

AUTOR:

Bach. Toribio Arroyo, Diego

Dr. Aranguri Cayetano, Denis Javier

DNI: 42009679

ASESOR

Código ORCID: 0000-0002-6119-2072

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR

El presente Jurado Evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado con forme al Reglamento General para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa, titulado:

**Análisis comparativo entre la eficiencia energética con paneles
fotovoltaicos monofaciales y bifaciales en la Universidad Nacional del
Santa**

AUTOR:

Bach. Toribio Arroyo, Diego

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador:

Dr. Herradda Villanueva, Joel

PRESIDENTE

DNI: 17870920

Código ORCID: 0000-0002-8791-8994

Mg. Rojas Flores, Amancio Ramiro

SECRETARIO

DNI: 32806061

Código ORCID: 0000-0003-4897-7585

Dr. Arangurí Cayetano, Denis Javier

INTEGRANTE

DNI: 42009679

Código ORCID: 0000-0002-6119-2072



ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Siendo las 11:00 a.m., del día viernes 19 del mes de setiembre del año dos mil veinticinco, en el Aula E-3 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, en cumplimiento al Art. 68 del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado con Resolución N°337-2024-CU-R-UNS de fecha 12.04.24, se instaló el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N° 326-2025-UNS-CFI** de fecha 03.07.2025., integrado por los siguientes docentes:

- | | | |
|--------------------------------------|---|-------------|
| ➤ Dr. Joel Herradda Villanueva | : | Presidente |
| ➤ Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores | : | Secretario |
| ➤ Dr. Denis Javier Arangurí Cayetano | : | Integrante |
| ➤ M.Sc. César Luis López Aguilar | : | Accesitario |

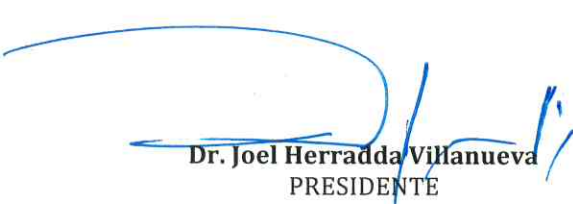
Y según la **Resolución Decanal N°625-2025-UNS-FI de fecha 12.09.2025**, se **DECLARA EXPEDITO** a la bachiller para dar inicio a la sustentación y evaluación de Tesis, titulada: **"ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA ENTRE PANELES FOTOVOLTAICOS MONOFACIALES Y BIFACIALES EN LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA"**, perteneciente al bachiller: **TORIBIO ARROYO DIEGO**, con código de matrícula N° **0201611038**, teniendo como asesor al docente **Dr. Denis Javier Arangurí Cayetano**, según Resolución Decanal N°205-2024-UNS-FI de fecha 26.04.24.

Terminada la sustentación del bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
TORIBIO ARROYO DIEGO	16	Regular

Siendo las 12:00 p.m. del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Dr. Joel Herradda Villanueva
PRESIDENTE


Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores
SECRETARIO


Dr. Denis Javier Arangurí Cayetano
INTEGRANTE

RECIBO TURNITIN



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Diego Toribio Arroyo
Título del ejercicio: Revisión PTT. Diego Toribio
Título de la entrega: TESIS FINAL TORIBIO 2025.pdf
Nombre del archivo: TESIS_FINAL_TORIBIO_2025.pdf
Tamaño del archivo: 5.74M
Total páginas: 96
Total de palabras: 16,006
Total de caracteres: 95,876
Fecha de entrega: 27-mar.-2025 09:43a. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega: 2472745386



Derechos de autor 2025 Turnitin. Todos los derechos reservados.

REPORTE PORCENTUAL DE TURNITIN

TESIS FINAL TORIBIO 2025.pdf

INFORME DE ORIGINALIDAD

15%	15%	2%	5%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	8%
2	hdl.handle.net Fuente de Internet	2%
3	repositorio.unaj.edu.pe Fuente de Internet	1%
4	repositorio.uni.edu.pe Fuente de Internet	1%
5	repositorio.untrm.edu.pe Fuente de Internet	<1%
6	Submitted to Pontificia Universidad Catolica del Peru Trabajo del estudiante	<1%
7	Submitted to Universidad Nacional del Santa Trabajo del estudiante	<1%
8	patents.google.com Fuente de Internet	<1%
9	repositorio.unan.edu.ni	

DEDICATORIA

A Dios primero, por darme la vida y las fuerzas necesarias para lograr mis objetivos personales y profesionales.

A mis padres, quienes me brindan su confianza y apoyo incondicional, además de sus sabios consejos para poder mantenerme firme y constante en mi carrera profesional.

A mis hermanos por darme siempre su apoyo y confianza, y estar siempre presentes en cada objetivo logrado

DIEGO TORIBIO

AGRADECIMIENTO

A toda la plana docente de la EAP de Ingeniería en Energía por las enseñanzas brindadas y por su loable labor para impartir conocimiento en el transcurso de mi formación universitaria.

A mi asesor de tesis DENIS JAVIER ARANGURI CAYETANO, por siempre brindarme sus consejos, conocimientos y enseñanzas que me ayudaron en la realización del proyecto de tesis.

El autor

ÍNDICE GENERAL

CARÁTULA	i
CONFORMIDAD DEL ASESOR	ii
CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR.....	iii
ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS.....	iv
RECIBO TURNITIN.....	v
REPORTE PORCENTUAL DE TURNITIN.....	vi
DEDICATORIA.....	vii
AGRADECIMIENTO.....	viii
ÍNDICE GENERAL.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE ANEXOS	xiii
RESUMEN	xiv
ABSTRACT	xv
I. INTRODUCCIÓN	16
1.1. DESCRIPCIÓN Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	16
1.1.1. Realidad problemática.....	16
1.1.2. Enunciado del problema.....	18
1.2. OBJETIVOS	18
1.2.1. Objetivo general	18
1.2.2. Objetivos específicos.....	18
1.3. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS	18
1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	19
1.4.1. Justificación teórica.....	19
1.4.2. Justificación metodológica.....	19
1.4.3. Justificación práctica	19
1.4.4. Justificación social	20
II. MARCO TEÓRICO.....	20
2.1. ANTECEDENTES.....	20
2.1.1. Antecedentes internacionales	20
2.1.2. Antecedentes Nacionales.....	23
2.2. MARCO CONCEPTUAL.....	26
2.2.1. Energía solar fotovoltaica.....	26

2.2.2.	Tecnología de la celda solar	27
2.2.3.	Paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales	28
2.2.4.	Funcionamiento de los paneles bifaciales	29
2.2.5.	Albedo	30
2.2.6.	Software PVsyst	31
III.	METODOLOGÍA	33
3.1.	RECURSOS	33
3.1.1.	Recursos humanos	33
3.2.	MATERIALES	33
3.2.1.	Físicos (equipos, materiales, instrumentos)	33
3.2.2.	No físicos (softwares especializados).....	33
3.3.	MÉTODOS	33
3.3.1.	Identificación de variables.....	33
3.3.2.	Operacionalización de las variables de la investigación	34
3.3.3.	Métodos de la investigación	35
3.3.4.	Procedimiento de la investigación.....	36
3.3.5.	Limitaciones de la investigación	37
3.3.6.	Diseño de la investigación.....	37
3.3.7.	Población y muestra	38
3.3.8.	Técnicas e instrumentos para la recolección de datos	38
3.3.9.	Técnicas de procesamiento y análisis de los resultados	39
IV.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	40
4.1.	RESULTADOS.....	40
4.2.	DISCUSIÓN	61
V.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	64
5.1.	CONCLUSIONES	64
5.2.	RECOMENDACIONES	65
VI.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES.....	66
VII.	ANEXOS.....	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Características físicas y ambientales del entorno de estudio	41
Tabla 2	Características eléctricas del suministro.....	42
Tabla 3	Irradiación mensual para el recinto	45
Tabla 4	Indicadores técnicos para el sistema con tecnología monofacial	49
Tabla 5	Indicadores técnicos para el sistema con tecnología bifacial	50
Tabla 6	Indicadores económicos para el sistema con tecnología monofacial	53
Tabla 7	Indicadores económicos para el sistema con tecnología bifacial	53
Tabla 8	Emisiones asociadas de CO ₂ para el sistema con tecnología monofacial	56
Tabla 9	Emisiones asociadas de CO ₂ para el sistema con tecnología bifacial	56
Tabla 10	Prueba de normalidad rendimiento final del sistema	57
Tabla 11	Prueba t de student rendimiento final del sistema	58
Tabla 12	Prueba de normalidad LCOE del sistema.....	58
Tabla 13	Prueba t de student LCOE del sistema	58
Tabla 14	Prueba de normalidad emisiones de CO ₂ reemplazadas del sistema.....	59
Tabla 15	Prueba t de student emisiones de CO ₂ reemplazadas del sistema	59
Tabla 16	Sistema fotovoltaico escogido	60

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Porcentaje de la capacidad acumulada por tecnología, 2010-2027.....	26
Figura 2 Estructura de una celda solar.....	27
Figura 3 Estructura modulo monofacial y bifacial	28
Figura 4 Configuraciones de instalaciones para paneles monofaciales y bifaciales	30
Figura 5 Interfaz gráfica del software PVsyst	31
Figura 6 Ubicación del Edificio Administrativo	40
Figura 7 Mapa interactivo PVsyst	42
Figura 8 Selección de la base de datos PVsyst.....	43
Figura 9 Data climatológica mensual PVsyst.....	44
Figura 10 Irradiación global horizontal e inclinada para el recinto.....	46
Figura 11 Orientación de los módulos fotovoltaicos.....	47
Figura 12 Perfil de carga diario	48
Figura 13 Requerimiento energético diario	48
Figura 14 Producción del sistema anual monofacial vs bifacial	51
Figura 15 Producción específica anual monofacial vs bifacial	51
Figura 16 Fracción solar monofacial vs bifacial	52
Figura 17 Rendimiento final del sistema monofacial vs bifacial	52
Figura 18 Valor actual neto monofacial vs bifacial.....	54
Figura 19 Tasa interna de retorno monofacial vs bifacial	54
Figura 20 Periodo recuperación de inversión monofacial vs bifacial	55
Figura 21 Costo nivelado de la energía monofacial vs bifacial.....	55
Figura 22 Emisiones de CO ₂ reemplazadas monofacial vs bifacial	57

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Matriz de Consistencia.....	70
Anexo 2: Matriz de operacionalización de las variables	72
Anexo 3: Ficha de observación	73
Anexo 4: Formato N° 04	74
Anexo 5: Render de sombreados cercanos	75
Anexo 6: Diagrama de sombreado	76
Anexo 7: Diagrama de sankey del sistema.....	77
Anexo 8: Balance energético y resultados principales	78
Anexo 9: Necesidades del usuario y uso energético	79
Anexo 10: Reporte PVsyst sistema óptimo	80
Anexo 11: Ficha técnica módulo fotovoltaico.....	96
Anexo 12: Ficha técnica inversor fotovoltaico.....	98

RESUMEN

En la presente investigación analiza el impacto energético de los paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales en el Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa. Se realizó una simulación con el software PVsyst para comparar el desempeño técnico y económico de ambas tecnologías, considerando parámetros como la producción de energía, el rendimiento del sistema, la inversión inicial y el Costo Nivelado de Energía (LCOE). Los resultados revelan que los paneles bifaciales presentan un rendimiento superior, con un aumento del 5.34 % en la producción energética en comparación con los monofaciales. Además, aunque su inversión inicial es mayor, ofrecen un retorno de inversión más rápido debido a su eficiencia mejorada. Desde un enfoque ambientalista, los paneles bifaciales permiten una mayor reducción de emisiones de CO₂, contribuyendo a la sostenibilidad institucional. El estudio concluye que la implementación de tecnología bifacial es la opción más viable para optimizar el consumo eléctrico en la universidad. Los resultados del estudio permiten recomendar el desarrollo de estrategias de instalación que maximicen la captación de radiación reflejada y realizar un monitoreo continuo del sistema. Estos hallazgos pueden servir de referencia para futuras iniciativas de energías renovables en instituciones educativas y entornos urbanos.

PALABRAS CLAVES: Panel fotovoltaico monofacial, panel fotovoltaico bifacial, impacto energético, PVsyst, análisis comparativo.

ABSTRACT

The present research analyses the energy impact of single-facial and bifacial photovoltaic panels in the Administrative Building of Campus I of the Universidad Nacional del Santa. A simulation was carried out with PVsyst software to compare the technical and economic performance of both technologies, considering parameters such as energy production, system performance, initial investment and Levelized Cost of Energy (LCOE). The results reveal that bifacial panels have a superior performance, with a 5.34 % increase in energy production compared to monofacial panels. In addition, although their initial investment is higher, they offer a faster return on investment due to their improved efficiency. From an environmental perspective, bifacial panels allow for a greater reduction of CO₂ emissions, contributing to institutional sustainability. The study concludes that the implementation of bifacial technology is the most viable option to optimize electricity consumption at university. It is recommended to develop installation strategies that maximize reflected radiation capture and to carry out continuous monitoring of the system. These findings can serve as a reference for future renewable energy initiatives in educational institutions and urban environments.

KEY WORDS: Monofacial photovoltaic panel, bifacial photovoltaic panel, energy impact, PVsyst, comparative analysis.

I. INTRODUCCIÓN

1.1. DESCRIPCIÓN Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1.1. Realidad problemática

La transición energética, explicada por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2023a), en el marco del ascenso de una nueva economía basada en energías limpias e impulsada por la energía solar fotovoltaica, se presenta como una hoja de ruta fundamental para alcanzar la neutralidad de carbono. Este proceso no solo implica un cambio en la matriz energética, sino también transformaciones profundas en la conceptualización y gestión de los recursos. La IEA (2023b), subraya el elevado potencial renovable que ofrece la oportunidad de mejorar la ya extremadamente limpia industria eléctrica de América Latina y el Caribe, apuntando hacia un futuro más resiliente y equitativo, lo que demanda la colaboración integral de gobiernos, industrias y la sociedad en su conjunto.

La energía solar fotovoltaica emerge como un pilar fundamental en la lucha contra el cambio climático y desempeña un papel crucial en la necesaria transición hacia fuentes de energía más sostenibles. Según Jäger-Waldau (2023), tras superar una capacidad fotovoltaica instalada acumulada de más de 1 TWp en 2022, se proyecta alcanzar la marca de los 2 TWp en 2025. En 2022, la producción de energía solar fotovoltaica registró un aumento récord del 26 %, alcanzando unos 1300 TWh, superando por primera vez a la energía eólica en el aumento absoluto de generación (Bojek, 2023).

A pesar del dominio de los paneles monofaciales en el mercado, las limitaciones inherentes de esta tecnología como la escasa eficiencia en la generación de energía, la gran superficie de suelo requerida y los costos elevados han obstaculizado su crecimiento y promoción (Zhong et al., 2023; Raina & Sinha, 2022; Khan et al., 2021). En este contexto, la reciente introducción de la tecnología fotovoltaica bifacial ha despertado un interés renovado. La propiedad bifacial, que permite aprovechar la radiación solar incidente desde ambas caras, ofrece ventajas en términos de ahorro de costos y espacio, ya que la alta densidad energética de los módulos bifaciales se traduce en mayor energía para una misma superficie. La Agencia Internacional de la Energía: Programa de Sistemas de Energía Fotovoltaica (IEA-PVPS, 2023), destaca que, a pesar de los mayores costos de instalación, los módulos bifaciales están adquiriendo una ventaja competitiva, ya que el uso de estos módulos solo implica un aumento leve en el gasto de inversión

inicial (CAPEX), pero permite un costo nivelado de la energía (LCOE) significativamente menor.

En la realidad peruana, el crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas es evidente. Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN, 2023), existen 9 proyectos de centrales solares a nivel nacional, de los cuales 5 planean utilizar la tecnología bifacial. Proyectos destacados incluyen la Central Solar Clemesí de 114,93 MW en operaciones finales de prueba y la Central Solar Hanaqpampa de 300 MW, cuya construcción está programada para iniciar en 2024 en el departamento de Moquegua.

A nivel local, la empresa Enel X Perú y SIDERPERU pusieron en funcionamiento una planta solar de 500 kWp en junio de 2023, estimando generar 850 MWh anuales y mitigar 170 toneladas de CO₂, reduciendo la huella de carbono de la empresa siderúrgica (Milla, 2023). Asimismo, el Programa Masivo Fotovoltaico para Zonas Aisladas No Conectadas a Red, supervisado por Hidrandina, ha permitido la electrificación de poblaciones rurales mediante kits solares con respaldo de baterías (La República, 2022). En el distrito de Huarmey, la empresa Antamina ha impulsado la instalación de sistemas fotovoltaicos aislados para mejorar la calidad de vida en dos asentamientos humanos del distrito mencionado (Cruz, 2022).

Estos esfuerzos indican que en el país y a nivel local se reconoce a la energía solar como un elemento clave en la mitigación de los problemas ambientales. Es por ello por lo que la investigación se enfoca en proporcionar información valiosa para promover el uso de fuentes de energía renovables en la matriz energética de la Universidad Nacional del Santa, reduciendo así su huella de carbono asociada a sus consumos eléctricos. Además de abordar integralmente la sostenibilidad de los paneles bifaciales para la toma de decisiones ambientalmente responsables. Dado que la institución desempeña un papel socioformativo y se enmarca en fomentar la investigación y el desarrollo tanto a nivel local como nacional, al impulsar la colaboración con la industria, se entiende que, las investigaciones enmarcadas en la neutralidad de carbono, la transición energética y la generación de energía limpia contribuyen en la necesidad de la institución de posicionarse como un enlace entre las problemáticas sociales y ambientales con la comunidad universitaria.

1.1.2. Enunciado del problema

¿En qué porcentaje una tecnología de paneles fotovoltaicos maximiza el impacto energético para satisfacer las demandas energéticas del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa?

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo general

Analizar el impacto energético de las tecnologías de paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales para satisfacer las demandas energéticas del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa.

1.2.2. Objetivos específicos

- Analizar las condiciones ambientales y las características técnicas del entorno del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa.
- Comparar simulaciones de los indicadores técnicos de los paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales utilizando el software especializado PVsyst 8.0.7.
- Comparar los indicadores económicos de ambas tecnologías.
- Evaluar la sensibilidad económica de los sistemas fotovoltaicos propuestos.
- Cuantificar la reducción de emisiones de CO₂ asociada a cada tecnología.

1.3. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS

Los paneles fotovoltaicos bifaciales presentan un impacto energético superior en un 10%, en comparación con la tecnología de los paneles fotovoltaicos monofaciales, para satisfacer las demandas energéticas del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa.

1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

Se presenta la justificación e importancia que respaldan la elección del estudio.

1.4.1. Justificación teórica

La transición energética hacia fuentes renovables es un componente fundamental en la lucha global contra el cambio climático. En este contexto, los paneles fotovoltaicos se destacan como una de las tecnologías más efectivas y ampliamente adoptadas. Sin embargo, la evolución de esta tecnología ha generado nuevas variantes, como los paneles bifaciales, que prometen superar las limitaciones de los paneles monofaciales tradicionales. A pesar del creciente interés y de la incorporación de paneles bifaciales en diversos proyectos a nivel internacional, existe una escasez de estudios comparativos que analicen en profundidad su desempeño en contextos específicos como el de la Universidad Nacional del Santa. Esta investigación, por tanto, se justifica teóricamente al contribuir con un marco conceptual que permitió evaluar de manera exhaustiva el impacto energético de ambas tecnologías, proporcionando así una base sólida para futuras investigaciones en entornos similares.

1.4.2. Justificación metodológica

La metodología de esta investigación se centra en la aplicación de simulaciones con el software PVsyst, reconocido por su capacidad para modelar y analizar sistemas fotovoltaicos bajo diversas condiciones climáticas y de instalación. La elección de este software se justificó por su precisión y aceptación en la comunidad científica para la evaluación de proyectos solares. La comparación entre paneles monofaciales y bifaciales no solo se basó en la eficiencia energética, sino también en la rentabilidad económica y el impacto ambiental, lo que permitió una evaluación integral del rendimiento de ambas tecnologías. Este enfoque metodológico fue esencial para obtener resultados precisos que puedan ser aplicados directamente en la toma de decisiones dentro de la Universidad Nacional del Santa, y potencialmente replicados en otros contextos con características similares.

1.4.3. Justificación práctica

Desde una perspectiva práctica, la investigación buscó responder a la necesidad urgente de optimizar el consumo energético en instituciones educativas, donde la sostenibilidad y la reducción de costos operativos son objetivos prioritarios. En particular, la

Universidad Nacional del Santa, al adoptar la tecnología fotovoltaica más adecuada, puede no solo reducir su huella de carbono, sino también disminuir sus gastos en energía, liberando recursos para otros fines académicos. Este estudio proporcionó una guía práctica para la implementación de sistemas fotovoltaicos eficientes, facilitando la transición hacia energías renovables en el campus y sirviendo como modelo para otras instituciones en el país.

1.4.4. Justificación social

La relevancia social de esta investigación radicó en su contribución a la promoción de tecnologías limpias y sostenibles en el ámbito educativo. La adopción de paneles fotovoltaicos no solo mejora la eficiencia energética de la universidad, sino que también refuerza su compromiso con la mitigación del cambio climático. Al promover prácticas sostenibles y reducir las emisiones de CO₂, la universidad no solo mejora su imagen institucional, sino que también inspira a otras organizaciones a seguir un camino similar, creando un impacto positivo en la comunidad y contribuyendo al bienestar social y ambiental.

II. MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES

En la investigación, presentamos los siguientes antecedentes

2.1.1. Antecedentes internacionales

M. Prasad & R. Prasad (2023), en su investigación titulada “Energía solar fotovoltaica conectada a la red bifacial frente a monofacial para islas pequeñas: El caso de Fiyi”, se enfocaron en el estudio y comparación tanto tecnológica como económica, entre un parque solar bifacial conectado a la red y un parque solar monofacial en Fiyi. En el estudio se consideraron datos meteorológicos históricos de los últimos 17 años y parámetros relevantes de la red, utilizando el programa PVsyst para el modelado y análisis. El diseño de ambos huertos solares se basó en la maximización del área mediante el software, evaluando diversos ángulos de inclinación para optimizar la recolección de energía. Desde el punto de vista económico, el periodo de recuperación de la inversión para un huerto solar bifacial calculado fue de 6,24 años, siendo menor que el valor calculado para un huerto solar monofacial (6,72 años). Los resultados

indicaron que el huerto solar bifacial presenta un potencial anual de producción de energía de 22,149 MWh y un coeficiente de rendimiento de 93,13%. El costo nivelado de la energía (LCOE) para el parque bifacial fue inferior (12,34 céntimos\$/kWh), con un significativo potencial de reducción de GEI (28 184 176,53 kgCO₂eq/año). Por otro lado, el huerto solar monofacial generó una capacidad anual de 20,448 MWh, con un coeficiente de rendimiento de 85,26%, y un LCOE de 13,29 céntimos\$/kWh. En conclusión, el huerto solar bifacial conectado a la red se erigió como la opción preferible, destacando por su mayor potencial energético, una reducción sustancial de los GEI y un LCOE más bajo.

Kahar et al. (2023), presentaron en su investigación titulada “Análisis comparativo de sistemas solares fotovoltaicos bifaciales conectados a la red y monofaciales estándar”, el diseño de un sistema solar fotovoltaico centrado en el modelado a partir de paneles bifaciales y monofaciales a gran escala, utilizando el software PVsyst. Para ello, se modelaron dos sistemas independientes con una capacidad total de 1 MW que tenían características casi similares. La energía total anual calculada inyectada a la red por el sistema bifacial fue de 1699,6 MWh, con una media de 4,57 kWh/kWp/día. La energía total vertida a la red para el sistema monofacial durante el año fue de 1645,3 MWh, con una media de 4,05 kWh/kWp/día. Las pérdidas medias de captación de los módulos bifaciales y monofaciales fueron de 0,33 y 0,82 kWh/kWp/día, respectivamente, con unas pérdidas del sistema de 0,15 y 0,18 kWh/kWp/día (bifaciales y monofaciales). Los valores de rendimiento medio bifacial y monofacial fueron de 0,904 y 0,801, respectivamente. En este escenario, el sistema bifacial presentó una irradiación adicional en el reflejo del suelo de 1309 kWh/m² con una superficie de 18954 m². El sistema fotovoltaico bifacial generó un beneficio en términos de retorno de la inversión (ROI) de aproximadamente 357 % y alcanzó el punto de equilibrio en unos 7 años. Mientras que el sistema fotovoltaico monofacial presentó un plazo de amortización de unos 8,1 años y un ROI de 290,4 %. Como resultado, el estudio comparativo reveló que los sistemas solares bifaciales superaban a los sistemas solares monofaciales en términos de eficacia e idoneidad de implementación a mediano y largo plazo.

Aksoy & Çalik (2022), presentaron en su investigación titulada “Investigación del rendimiento de paneles fotovoltaicos bifaciales en diferentes condiciones de suelo”, un estudio donde abordaron la influencia del albedo en paneles fotovoltaicos bifaciales, en contraste con los paneles monofaciales convencionales. El diseño propuesto incluyó

paneles bifaciales y monofaciales con una capacidad nominal de 54,6 kWp y con ángulos de inclinación y acimut de 35° y 0°, respectivamente, para una instalación en tejados. Los resultados revelaron que, la radiación solar total anual alcanzó 1969 kWh/m² en paneles monofaciales, mientras que para los equipos bifaciales fue un 6,4 % mayor en suelos blancos, 2,4 % en suelos arenosos y 0,8 % en suelos asfálticos. La producción anual de energía varió entre 91,197 MWh para el asfalto, 94,404 MWh para la arena y 97,730 MWh para el suelo blanco, mientras que los paneles monofaciales generaron 105,690 MWh. En términos de coeficiente de rendimiento, se observó que, en condiciones de máxima radiación, los paneles bifaciales superaron al sistema monofacial en un 14,5 %. La eficiencia de los paneles bifaciales se vio influenciada positivamente por las condiciones del suelo, contribuyendo significativamente al rendimiento general y pudiendo implementarse con costos de inversión más bajos en comparación con proyectos monofaciales. Finalmente, la elección del suelo blanco se posicionó como la mejor opción, aumentando la producción anual en un 15,9 % en comparación con los paneles monofaciales.

Kumbaroğlu et al. (2021), elaboraron una investigación titulada “Comparación técnico-económica entre paneles solares bifaciales y monofaciales”, donde llevaron a cabo un análisis tecno económico de un parque solar de 35 MW que utilizó paneles solares bifaciales, comparándolo con paneles solares monofaciales convencionales de igual capacidad instalada, para lo cual se usó el software PVsyst. Basándose en un período de 4 años, se estimó que la ganancia de utilización de los paneles bifaciales, en términos de eficiencia global, varía entre el 7,9 % y el 16,8 %, dependiendo de la producción mensual. Para abordar la incertidumbre en los precios de la energía, se empleó una simulación Monte Carlo. En las hipótesis de referencia, el parque solar bifacial presentó un Valor Actual Neto (VAN) de 12,6 % superior en comparación con las alternativas monofaciales. Se realizó un análisis de la Tasa Interna de Retorno (TIR) incremental bajo varios escenarios, revelando una TIR de 44 % para los paneles bifaciales. La sensibilidad de los resultados se examinó en relación con la tasa de descuento, la vida útil y los costos de energía. El análisis FODA comparó los aspectos internos y externos de los paneles bifaciales y monofaciales, destacando que, a pesar de los mayores costos iniciales de inversión, los paneles bifaciales exhibieron un menor Costo Nivelado de Energía (LCOE). Se concluyó que, a pesar de la falta de respaldo gubernamental actualmente, la energía solar fotovoltaica bifacial puede impulsar el mercado gracias a sus sólidos

resultados tecno económicos y a su mayor vida útil, alineándose con estrategias de inversión a largo plazo.

2.1.2. Antecedentes Nacionales

Espinoza (2023), en su investigación para obtener el grado de doctor titulada “Generación energética sostenible con paneles solares monofaciales y bifaciales en la Universidad Nacional Toribio Rodríguez de Mendoza de Amazonas”, se propuso evaluar la eficiencia energética, viabilidad económica e impacto ambiental de paneles solares fotovoltaicos monofaciales y bifaciales. Se instalaron 42 paneles monofaciales (equivalentes a 81,58 m²) y 50 Bifaciales (equivalentes a 84,12 m²) en una estructura metálica con una inclinación de 15° orientado hacia el norte en Chachapoyas, Amazonas, a una altitud de 2326 m.s.n.m. Los datos climáticos se obtuvieron de la estación meteorológica INDES-CES durante el periodo de mayo 2021 a abril 2022. Los resultados revelaron que la generación energética anual fue de 17 257,83 kWh/m² para los equipos monofaciales y 19 185,29 kWh/m² para la contraparte de tecnología bifacial, con radiación solar acumulada de 1631,18 kWh/m² anual y un valor de horas solares pico (HSP) de 4,46 kWh/m² en promedio. La eficiencia energética se calculó en 74,68 % para los elementos monofaciales y 66,12 % para los paneles bifaciales. En términos de viabilidad económica, el tiempo de recuperación de la inversión estimado fue de 8,49 años para los paneles monofaciales y 9,45 años para su contraparte bifacial, en pocas palabras, ambos rentables económicamente durante su vida útil de 25 años, con una tasa de degradación anual del 0,6 %. Respecto al impacto ambiental, se calculó que los paneles bifaciales mitigarían 195 280,81 toneladas de CO₂, y los módulos monofaciales evitarían la emisión de 194 793,86 toneladas de CO₂ durante los 25 años de su vida útil. En conclusión, las condiciones climáticas y atmosféricas influyen en el rendimiento de los paneles solares, evidenciando la importancia de considerar estos factores al implementar tecnologías fotovoltaicas. Además, se destacó la viabilidad económica y el impacto positivo en la reducción de emisiones de CO₂, sugiriendo la adopción de sistemas fotovoltaicos como una alternativa clave para abordar el cambio climático y alinearse con los Objetivos del Desarrollo Sostenible del 2030.

García et al. (2023), en su artículo de investigación titulado "Caracterización exterior IV de módulos fotovoltaicos bifaciales inclinados y verticales", propusieron un método novedoso para caracterizar módulos solares bifaciales mediante mediciones para condiciones ambientales en el exterior de corriente-tensión (I-V). Su enfoque amplió las

metodologías previas desarrolladas para módulos monofaciales, teniendo en cuenta la norma IEC TS 60904-1-2 específica para módulos bifaciales. Este método incorporó la irradiancia equivalente, que considera el albedo y la bifacialidad. Se obtuvieron los valores de la corriente de cortocircuito, la tensión de circuito abierto y la potencia máxima de la curva característica I-V del módulo. Estos valores se extrapolaron a las condiciones estándar de prueba (STC) utilizando la irradiancia equivalente observada y la temperatura del módulo. El enfoque propuesto se aplicó a módulos bifaciales con dos orientaciones de montaje: 15° de inclinación norte y vertical este-oeste. Los resultados de la caracterización eléctrica de los módulos bifaciales utilizando este método demostraron una precisión comparable a la caracterización de módulos monofaciales inclinados. En comparación con un módulo monofacial de referencia, se encontró que los valores nominales de tensión en circuito abierto y factor de forma medidos fueron altamente consistentes, con variaciones relativas inferiores al 1 % para los módulos bifaciales. Sin embargo, las corrientes nominales de cortocircuito resultaron ser hasta un 9 % inferiores a los valores STC, posiblemente atribuibles al desajuste espectral y a las pérdidas angulares específicas del emplazamiento, afectando tanto a los módulos monofaciales como a los bifaciales. A pesar de estas variaciones, el enfoque propuesto demostró ser aplicable y proporcionar resultados similares para la caracterización IV en ambientes exteriores de módulos bifaciales, ya sea inclinados o verticales.

Gonzales (2023), en su investigación “Análisis experimental del rendimiento de un módulo fotovoltaico bifacial a diferentes ángulos de inclinación e irradiancia”, se centró en analizar experimentalmente el rendimiento de un módulo fotovoltaico bifacial en diferentes ángulos de inclinación e irradiancia. Se utilizó un módulo de la marca Trina Solar de 405 W con una estructura metálica adaptable que permite variar el ángulo de inclinación. Para recopilar datos, se empleó un trazador de curvas I-V Gossen Metrawatt Profitest PV bajo condiciones estándares de prueba. Se realizaron pruebas durante 3 días para cada ángulo de inclinación, tanto en configuración bifacial como frontal. Los resultados mostraron que, bajo condiciones estándares de prueba, el rendimiento de conversión alcanzó el 20,70 % a un ángulo de inclinación de 5°, con una ganancia bifacial del 15,12 % y una ganancia de potencia de 57,14 W. En condiciones reales con el microinversor, el rendimiento de conversión máximo fue del 20,65 % a 5° de inclinación. En conclusión, se observó que, a menor ángulo de inclinación, mayor es la ganancia bifacial y el rendimiento. Sin embargo, las variaciones entre cada ángulo de

inclinación evaluado son mínimas. Por lo tanto, el ángulo óptimo se determinó en función de la mejor utilización de la irradiancia incidente sobre el lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial.

Estrada (2022), en su tesis de pregrado titulada “Estudio de viabilidad económica y técnica para la construcción de la central solar fotovoltaica de 10 MW”, se centró en el análisis de viabilidad técnica y económica para la eventual construcción de una Central Solar Fotovoltaica con una capacidad instalada de 10 MW en la región de la selva peruana, en particular en la ciudad de Iquitos. Para lograr este propósito, se llevó a cabo una evaluación económica con el objetivo de determinar indicadores financieros aceptables. El diseño óptimo de la Central Solar Fotovoltaica se desarrolló utilizando la tecnología bifacial, siguiendo las directrices de la normativa IEC. Este enfoque se adoptó para maximizar la producción de energía eléctrica, dado que la irradiación en la selva peruana no es considerablemente elevada. La inversión para la construcción de la Central Solar Fotovoltaica se estimó en USD 13 971 017, y se procedió a realizar una evaluación económica detallada del proyecto. A través de la evaluación económica, se determinó que el precio propuesto para la energía eléctrica en posibles subastas privadas, de acuerdo con la normativa legal vigente sobre contratos de compra y venta de energía, sería de 80 USD/MWh, con un LCOE (Costo Nivelado de Energía) de 56,03 USD/MWh. Los indicadores financieros clave derivados de esta evaluación incluyeron una TIR (Tasa Interna de Retorno) del 23,9 %, un VAN (Valor Actual Neto) de USD 7 568 390 y una B/C (Relación Costo Beneficio) de 1,35. Estos indicadores sugirieron que la construcción de la Central Solar Fotovoltaica no solo es viable desde el punto de vista económico, sino también sostenible en términos financieros. El uso de estos indicadores financieros se presentó como un elemento crucial en la toma de decisiones respecto a la construcción de la Central Solar Fotovoltaica en la ciudad de Iquitos, brindando una perspectiva sólida sobre la rentabilidad y la autosostenibilidad del proyecto.

2.2. MARCO CONCEPTUAL

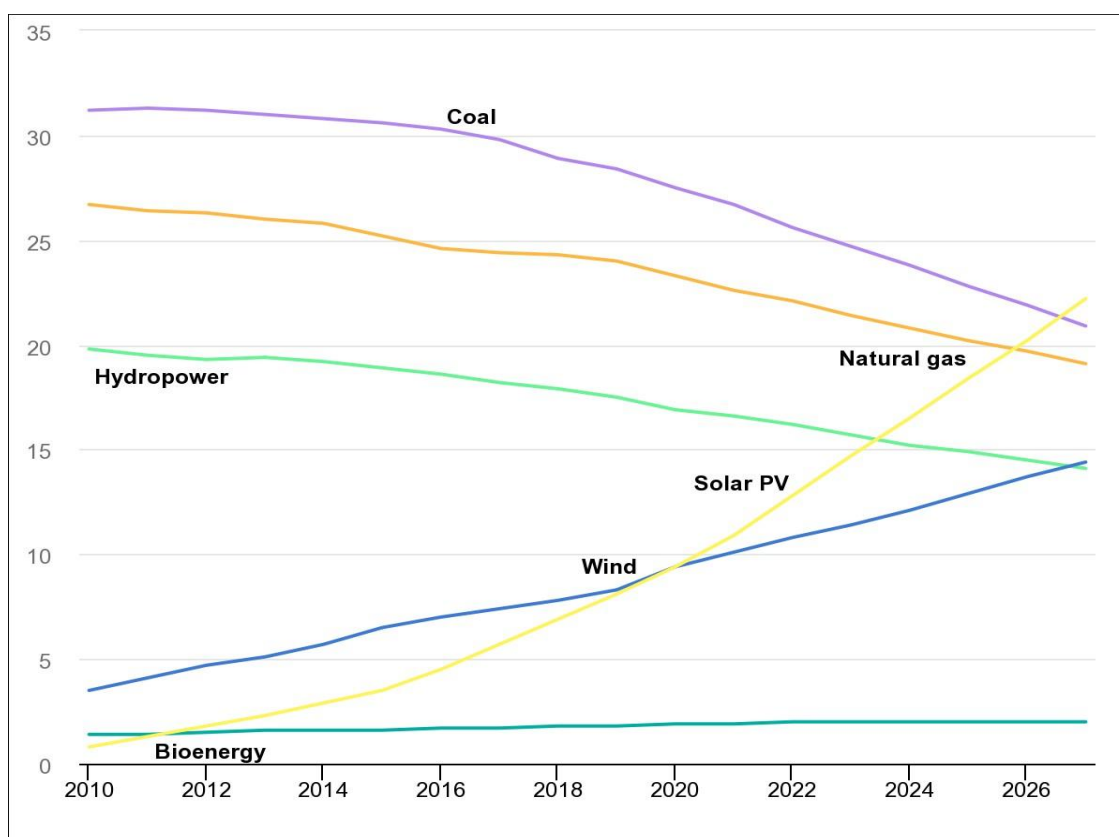
2.2.1. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se erige como una tecnología modular que exhibe la capacidad de ser implementada tanto en instalaciones de considerable envergadura, generando economías de escala, como en configuraciones de dimensiones reducidas. Esta versatilidad posibilita una diversidad de aplicaciones que abarcan desde sistemas residenciales modestos emplazados en tejados, hasta instalaciones destinadas a la generación masiva de energía (Bojek, 2023).

A pesar de la tendencia al alza en los precios de las materias primas, la energía solar fotovoltaica en escala comercial figura como la opción de menor costo para la producción de energía en la mayoría de los países a nivel mundial (Abou et al., 2022). En la Figura 1, se aprecia una proyección de la capacidad acumulada porcentual de las principales energías renovables a nivel mundial.

Figura 1

Porcentaje de la capacidad acumulada por tecnología, 2010-2027



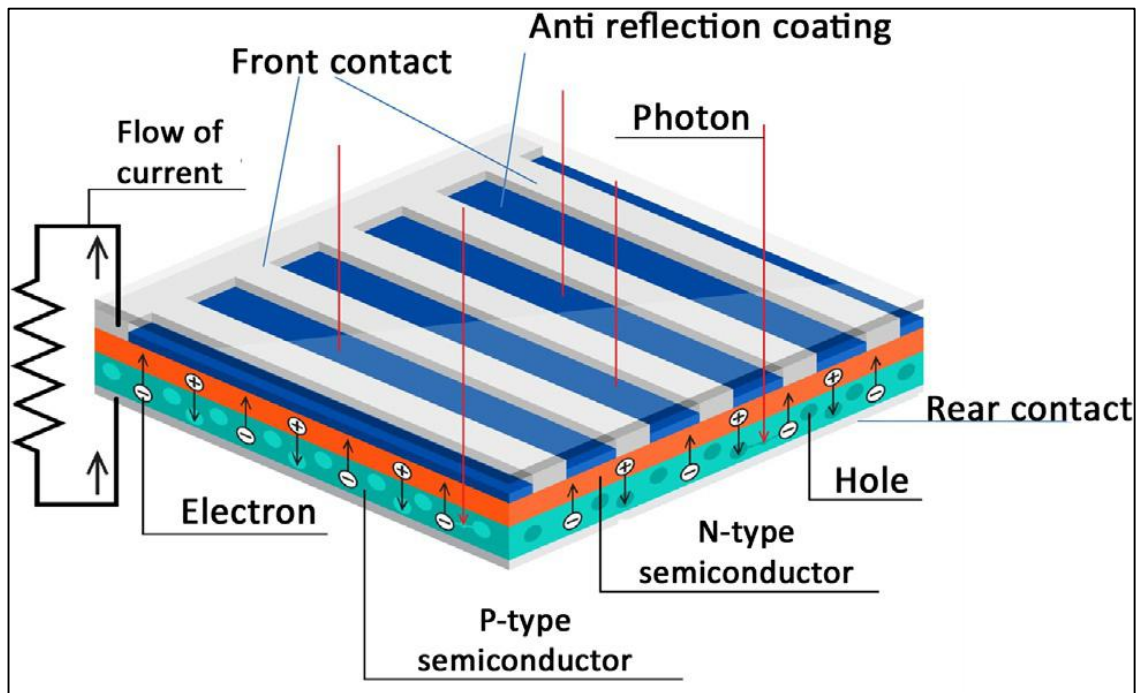
Nota: Tomado de Solar PV [Gráfico], por P. Bojek, 2023, IEA. (<https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>).

2.2.2. Tecnología de la celda solar

Las celdas solares representan tecnologías inherentemente simples, generalmente compuestas de materiales semiconductores capaces de absorber energía luminosa y originar pares electrón-hueco. Como se muestra en la Figura 2, una celda solar constituye una unión p-n semiconductora meticulosamente diseñada, con la capacidad de separar y recoger electrones y huecos en direcciones opuestas (Satpathy & Pamuru, 2020).

Figura 2

Estructura de una celda solar



Nota: Tomado de *Solar PV power: design, manufacturing and applications from sand to systems* (p. 72), por R. Satpathy & V. Pamuru, 2020, Academic Press.

En su concepción fundamental, la celda solar se configura como un dispositivo de unión p-n, utilizando silicio monocristalino o policristalino de tipo p como material base. La región de tipo n se genera al dopar de átomos de fósforo la superficie, estableciendo así una unión p-n con la oblea. En la parte frontal de la celda solar, sobre la zona de tipo n, se aplica un revestimiento antirreflejante. Para la captación de portadores de carga, dicho revestimiento antirreflejante se cubre con una rejilla metálica que funciona como contacto frontal. La disposición n/p se representa en la estructura de la célula solar, como se muestra en la Figura 2. En síntesis, una celda solar se configura como un dispositivo de unión p-n, con contactos en ambos extremos y una capa antirreflejante frontal (Perpiñán, 2023).

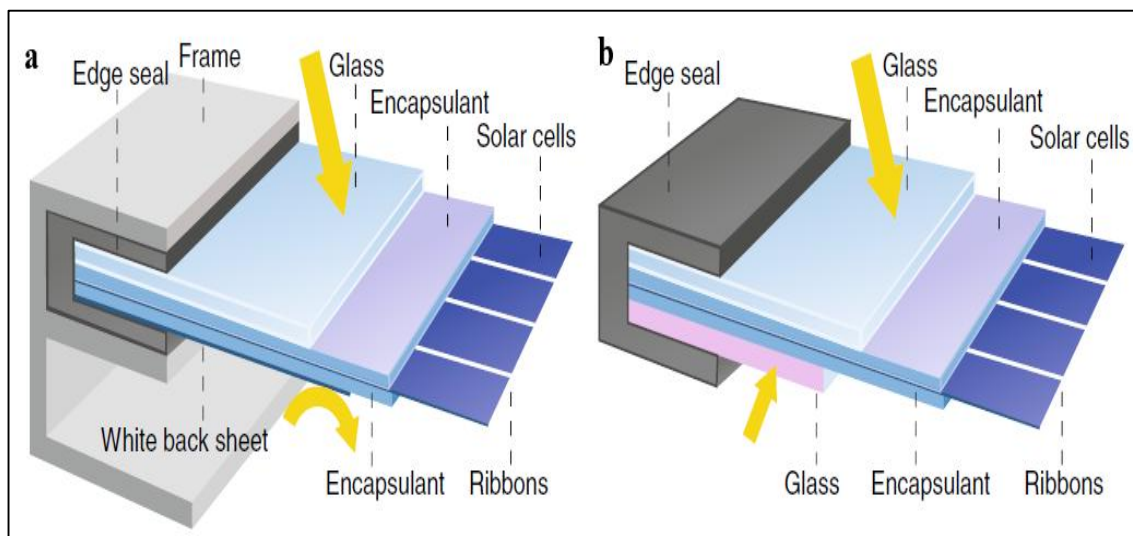
El principio de operación de las celdas solares se sustenta en el efecto fotovoltaico, donde la incidencia de fotones provenientes de la radiación solar sobre un material semiconductor ocasiona la absorción de energía luminosa, generando un diferencial de potencial entre dos materiales semiconductores, fenómeno conocido como efecto fotovoltaico. En consecuencia, cuando un material semiconductor absorbe un fotón de energía luminosa, los electrones experimentan desplazamiento como resultado del efecto fotovoltaico (Satpathy & Pamuru, 2020).

2.2.3. Paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales

Los paneles o módulos fotovoltaicos monofaciales son una tecnología que ha madurado a través de los años. Las celdas solares del módulo monofacial se encuentran dispuestas de manera intercalada entre un encapsulante recubierto de vidrio en la cara frontal y una lámina posterior no transparente de tonalidad blanca en la cara posterior, visible en el panel cuando observado desde dicha dirección. Los perímetros de la disposición están herméticamente sellados, mientras que un marco de aluminio confiere estabilidad mecánica al conjunto. En contraste, en el caso de los módulos bifaciales, las celdas solares se encuentran intercaladas entre capas de encapsulante y vidrio tanto en la cara frontal como en la posterior. Dada la robustez inherente a la construcción de doble vidrio, se prescinde de la necesidad de un marco metálico, sellándose los bordes de manera efectiva (Kopecek y Libal, 2018).

Figura 3

Estructura modulo monofacial y bifacial



Nota: Tomado de *Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics* (p. 443), por R. Kopecek & J. Libal, 2018, *Nat Energy* 3, 443–446.

2.2.4. Funcionamiento de los paneles bifaciales

La concepción de la celda solar bifacial no constituye una innovación reciente, sino que data de décadas atrás. La investigación en torno a células fotovoltaicas bifaciales se remonta a los inicios de la industria solar, si bien, en aquel entonces, su fabricación resultaba prohibitivamente costosa para alcanzar niveles comerciales (Satpathy & Pamuru, 2020).

Las celdas solares bifaciales ejercen la conversión de la luz incidente en ambas caras. La región posterior de los módulos solares intercepta la luz reflejada o difusa proveniente del suelo o de la superficie sobre la cual se instalan, contribuyendo así al incremento de la producción. El albedo, entendido como la radiación reflejada o difusa desde la superficie terrestre, se encuentra condicionado por diversos factores, incluyendo la naturaleza de la superficie de soporte, la altura de montaje y la separación entre las filas de las estructuras de montaje de los módulos. Se estima que la superficie posterior de un panel solar tiene la capacidad de absorber entre un 5 % y un 30 % de la luz incidente en la superficie frontal (Kopecek & Libal, 2021).

Las topologías de células solares comerciales, tales como las de heterounión (HJT), PERT y PERC, son susceptibles de ser transformadas fácilmente en configuraciones bifaciales. El factor de bifacialidad, definido como la relación entre la eficiencia de conversión en la cara posterior y la eficiencia de conversión en la cara anterior para un mismo valor de irradiancia, se ve influenciado por la naturaleza estructural y la extensión de la superficie cubierta por la rejilla metálica en la cara posterior. Cabe destacar que las células HJT y PERT exhiben una bifacialidad superior al 90 %, mientras que las PERC manifiestan un valor cercano al 70 %. Por su parte, una célula IBC presenta aproximadamente un 80 % de bifacialidad (Satpathy & Pamuru, 2020).

El factor de bifacialidad se define de la siguiente manera:

$$F = \frac{\eta_{posterior}}{\eta_{anterior}} \quad (1)$$

Donde:

F : Factor de bifacialidad (adimensional)

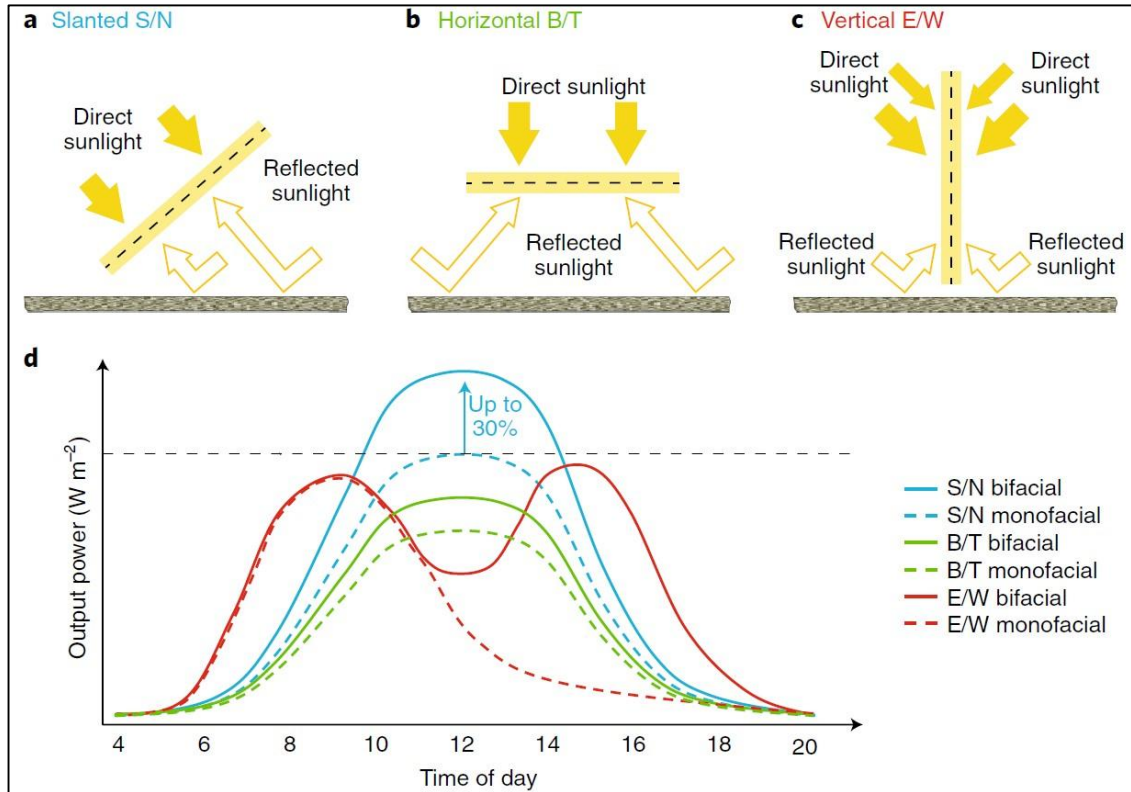
$\eta_{posterior}$: Eficiencia de conversión en la cara posterior (adimensional)

$\eta_{anterior}$: Eficiencia de conversión en la cara anterior (adimensional)

En la Figura 4, se presentan una comparativa de la producción de potencia por unidad de área de diferentes configuraciones de instalaciones para paneles monofaciales y bifaciales.

Figura 4

Configuraciones de instalaciones para paneles monofaciales y bifaciales



Nota: a. Módulo de inclinación fija. b. Disposición horizontal. c. Geometría vertical. d. Curvas de generación de energía diaria obtenidas al compararlas con instalaciones monofaciales del mismo diseño. Tomado de *Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics* (p. 444), por R. Kopecek & J. Libal, 2018, *Nat Energy* 3, 443–446.

2.2.5. Albedo

La radiación reflejada en el suelo es la radiación solar total que se refleja en la superficie de la Tierra, y se mide mediante un coeficiente denominado albedo. El albedo, también denominado blancura de una superficie, es una relación entre la cantidad de irradiación solar reflejada por una superficie y la cantidad total de irradiación que incide sobre ella. El albedo oscila entre 0 y 1 y varía según el lugar, la estación y la hora del día. Los objetos completamente blancos tienen un albedo de 1, ya que pueden reflejar el 100% de la radiación que incide sobre ellos, mientras que los objetos completamente negros tienen un albedo de 0, ya que pueden absorber el 100% de la radiación que incide sobre ellos (Abou et al., 2022).

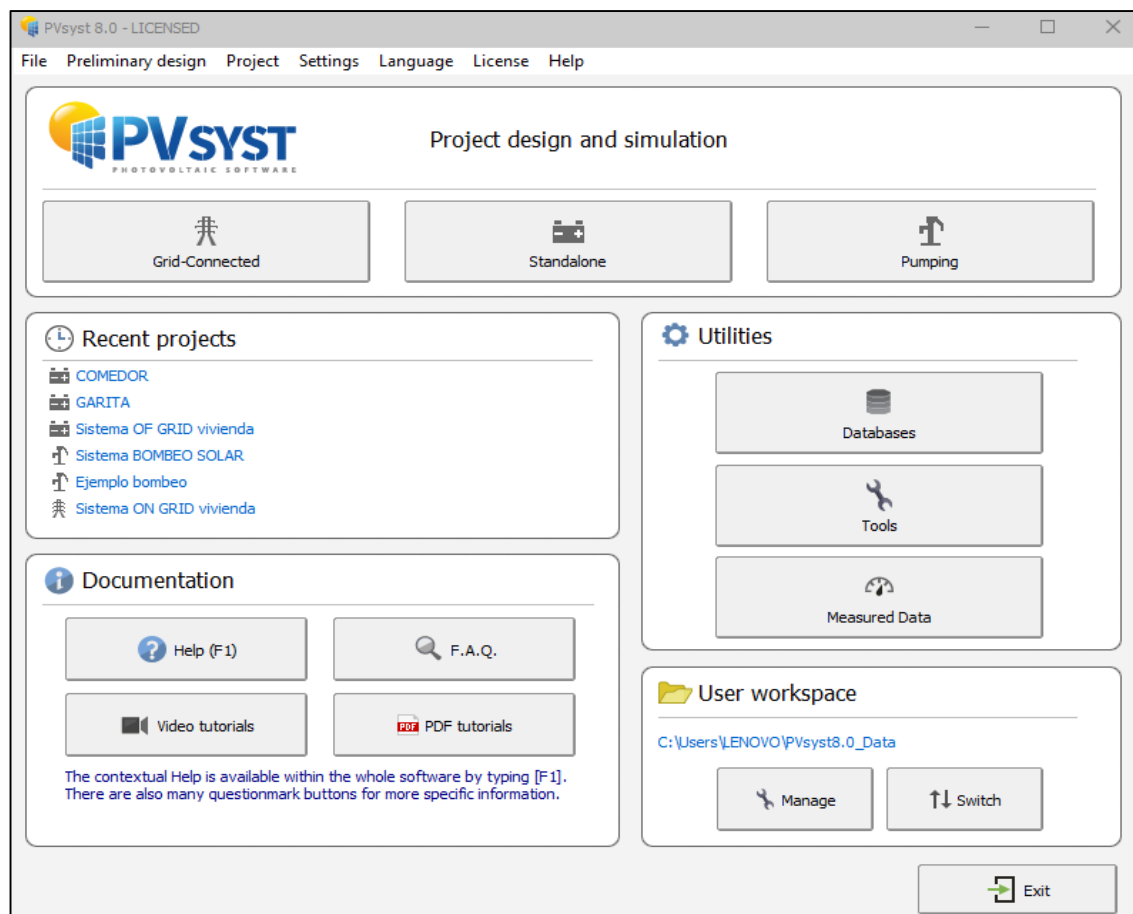
La cantidad de albedo depende de la superficie donde están instalados los módulos, la altura del montaje y la distancia entre filas de las estructuras de montaje de los módulos. La cara posterior del panel solar puede absorber entre el 5 y el 30% de la luz absorbida por la superficie frontal del panel solar (Satpathy & Pamuru, 2020).

2.2.6. Software PVsyst

PVsyst constituye una aplicación de simulación concebida en la Universidad de Genova en Ginebra, con el propósito de facilitar el cálculo de sistemas fotovoltaicos de 3 tipos: conectados a red, aislados y bombeo solar. Este software desempeña un papel integral en la configuración y diseño de sistemas, permitiendo la evaluación cuantitativa de la energía generada. La obtención de resultados se fundamenta en una simulación de dimensionamiento del sistema, la cual incorpora la ubicación geográfica de la instalación fotovoltaica como un parámetro determinante.

Figura 5

Interfaz gráfica del software PVsyst



Nota: Tomado de PVsyst software [Fotografía], por PVsyst, 2023, PVsyst. (<https://www.pvsyst.com/>).

Los resultados de la simulación pueden presentarse en términos mensuales, diarios u horarios, y diversos factores de simulación pueden ser incorporados en la evaluación. El "Diagrama de pérdidas" facilita la identificación de posibles fallos de diseño en el sistema. Aunque las bases de datos de PVsyst contemplan múltiples emplazamientos y conjuntos de datos meteorológicos, los usuarios poseen la facultad de desarrollar proyectos personalizados en función de la ubicación específica y los archivos meteorológicos que deseen emplear (Kumar et al., 2021).

En adición a su funcionalidad técnica, el software posibilita la realización de análisis económicos y ambientales. Esta capacidad se sustenta en una base de datos que abarca precios y factores de emisión de CO₂, variables que pueden ser ajustadas para adaptarse a diversas simulaciones. Aunque PVsyst opera bajo una licencia de pago, los usuarios tienen acceso a una versión de prueba de 30 días y la opción de solicitar una licencia estudiantil, especialmente diseñada para aquellos usuarios vinculados a instituciones educativas.

III. METODOLOGÍA

3.1. RECURSOS

3.1.1. Recursos humanos

- El investigador: Bachiller Toribio Arroyo, Diego
- El asesor: Dr. Arangurí Cayetano Denis Javier

3.2. MATERIALES

3.2.1. Físicos (equipos, materiales, instrumentos)

- 01 laptop.
- 01 impresora.
- Materiales de oficina, útiles y papelería en general.
- Libros, textos, otros materiales impresos.
- Libros, artículos electrónicos.

3.2.2. No físicos (softwares especializados)

- Software PVsyst 8.0.7.

3.3. MÉTODOS

3.3.1. Identificación de variables

- **Variable Independiente:** Panel fotovoltaico

Definición conceptual: Un panel fotovoltaico se configura como un conjunto organizado mediante disposiciones en serie y paralelo de celdas solares protegidas físicamente de la intemperie y aisladas eléctricamente del exterior, aportando rigidez mecánica al conjunto (Perpiñán, 2023).

- **Variable Dependiente:** Impacto energético

Definición conceptual: Implica evaluar la eficiencia de las tecnologías energéticas, los costos y beneficios económicos asociados, así como los efectos en el medio ambiente, incluyendo emisiones de gases contaminantes y el uso de recursos naturales (Mohammad & Mahjabeen, 2023; Sánchez-Pantoja et al., 2018).

3.3.2. Operacionalización de las variables de la investigación

Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Escala de medida
V.I.: Panel fotovoltaico	Un panel fotovoltaico se configura como un conjunto organizado mediante disposiciones en serie y paralelo de celdas solares protegidas físicamente de la intemperie y aisladas eléctricamente del exterior, aportando rigidez mecánica al conjunto (Perpiñán, 2023).	Se divide en dos dimensiones: panel fotovoltaico monofacial y panel fotovoltaico bifacial	Panel fotovoltaico monofacial	Número de paneles	Escala de razón
				Área del arreglo fotovoltaico	Escala de razón
				Peso total	Escala de razón
				Nivel sobre el suelo	Escala de razón
			Panel fotovoltaico bifacial	Número de paneles	Escala de razón
				Área del arreglo fotovoltaico	Escala de razón
				Peso total	Escala de razón
				Nivel sobre el suelo	Escala de razón
V.D.: Impacto energético	Implica evaluar la eficiencia de las tecnologías energéticas, los costos y beneficios económicos asociados, así como los efectos en el medio ambiente, incluyendo emisiones de gases contaminantes y el uso de recursos naturales (Mohammad & Mahjabeen, 2023; Sánchez-Pantoja et al., 2018).	Se divide en dos dimensiones: componente técnico, componente económico y componente ambiental.	Componente técnico	Rendimiento final del sistema PR	Escala de razón
				Fracción solar SF	Escala de razón
				Producción del sistema anual	Escala de razón
				Producción específica anual	Escala de razón
			Componente económico	Valor actual neto	Escala de razón
				Tasa interna de retorno	Escala de razón
				Periodo de recuperación de inversión	Escala de razón
				Costo nivelado de energía	Escala de razón
			Componente ambiental	Emisiones de CO ₂ generadas	Escala de razón
				Emisiones de CO ₂ reemplazadas	Escala de razón

3.3.3. Métodos de la investigación

Método Descriptivo

El método descriptivo permitió recopilar y organizar datos climáticos y eléctricos del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa. Este método también se utilizó para describir las características de los paneles solares seleccionados y el entorno donde se instalaron. Se recogieron datos de radiación solar, temperatura, consumo eléctrico estimado y costos de los paneles fotovoltaicos. Estos datos fueron la base para las simulaciones y el análisis comparativo.

Método inductivo-deductivo

El método inductivo-deductivo representó una modalidad de aproximación a la investigación que amalgamó dos procesos lógicos fundamentales: la inducción y la deducción. En la fase inductiva, se llevó a cabo la recopilación exhaustiva de los parámetros relativos al suministro eléctrico del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa. Paralelamente, se determinó el espacio disponible, considerándolo en el proceso de dimensionamiento del sistema fotovoltaico. A partir de esta información, se buscó discernir patrones, regularidades o tendencias generales vinculadas al impacto energético del conjunto fotovoltaico. La fase deductiva, por otro lado, se valió de principios generales derivados de la teoría pertinente a los sistemas fotovoltaicos. Este método se caracterizó por su naturaleza cíclica, donde la inducción propuso enunciados generales, mientras que la deducción posibilitó la verificación de estos a través de la predicción y observación.

Método analítico

El método analítico concentró su enfoque en el análisis detallado y desglosado de un fenómeno, objeto o problema con el propósito de comprender sus componentes y relaciones internas. En el contexto de la investigación, se procedió a descomponer el sistema fotovoltaico en etapas, con el objetivo de examinar las pérdidas de energía, así como los parámetros operativos y de rendimiento y los parámetros económicos y ambientales. La meticulosa exploración y análisis se llevaron a cabo mediante el empleo de un software especializado, específicamente PVsyst, que facilitó una aproximación más profunda a las características, funciones y relaciones entre los componentes del sistema. Al concluir esta fase, se realizó una síntesis de los resultados obtenidos para

alcanzar una comprensión integral del fenómeno objeto de estudio. El método analítico, dada su capacidad para desentrañar situaciones complejas, se reveló como una herramienta valiosa para profundizar en la comprensión de fenómenos de esta índole.

Método Comparativo

El método comparativo se utilizó para identificar similitudes y diferencias entre dos o más elementos. En este caso, el estudio comparó el impacto energético de los paneles monofaciales y bifaciales. Tras ejecutar las simulaciones de las configuraciones, se llevó a cabo una comparación detallada en cada caso. Esto permitió evaluar qué tecnología fue la más adecuada para satisfacer las necesidades del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa.

3.3.4. Procedimiento de la investigación

- Se recolectaron datos climáticos (radiación solar, temperatura, etc.) y se estimó el consumo eléctrico del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa.
- Se recopilaron especificaciones técnicas y costos de los paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales.
- Se modelaron dos sistemas fotovoltaicos en el software PVsyst: uno con paneles monofaciales y otro con bifaciales.
- Se ingresaron los datos climáticos y técnicos en el software para asegurar simulaciones precisas.
- Se ejecutaron las simulaciones para ambos sistemas y se registraron los indicadores técnicos.
- Se calcularon los costos de instalación y mantenimiento para ambas tecnologías.
- Se estimó la rentabilidad económica utilizando los parámetros económicos.
- Se compararon los resultados de producción energética y rentabilidad entre los paneles monofaciales y bifaciales.
- Se determinó el tiempo de recuperación de la inversión para ambos tipos de paneles.
- Se analizó la reducción de emisiones de CO₂ derivada del uso de energías renovables.
- Se interpretaron los resultados para seleccionar la tecnología más eficiente y rentable.
- Se emitieron recomendaciones para la implementación de sistemas fotovoltaicos en el campus y en otros contextos similares.

3.3.5. Limitaciones de la investigación

La presente investigación exhibió ciertas limitaciones que se detallan a continuación:

- En cuanto al diseño de la instalación fotovoltaica, se restringió exclusivamente a un sistema de conexión a red, considerando la inyección cero. Esta limitación se fundamentó en la ausencia de reglamentación y normativas que respaldaran la generación distribuida en el país.
- La dimensión del área disponible para la instalación estableció un condicionante espacial que afectó la capacidad de emplazamiento del máximo número de paneles solares.
- Los datos relativos al recurso solar en la ubicación del sistema se obtuvieron mediante el empleo del software PVsyst, el cual se distinguió por disponer de diversas bases meteorológicas validadas.
- La calidad de los datos de albedo pudo afectar la exactitud de los resultados.
- La implementación real pudo estar limitada por costos altos o disponibilidad de paneles bifaciales.

3.3.6. Diseño de la investigación

El diseño de la investigación, según Ñaupas et al. (2018) es el descriptivo comparativo, en virtud de que se busca diferencias y/o semejanzas entre dos elementos, fenómenos u objetos de estudio. La simbología correspondiente al diseño de la investigación es:

$$\begin{array}{lcl} M_1 & \longrightarrow & O_1 \\ M_2 & \longrightarrow & O_2 \quad \text{donde} \quad O_1 \cong / \neq O_2 \end{array}$$

Donde:

M_1 : Muestra de los paneles fotovoltaicos monofaciales

M_2 : Muestra de los paneles fotovoltaicos bifaciales

O_1 : Observación del impacto energético de la muestra 1

O_2 : Observación del impacto energético de la muestra 2

3.3.7. Población y muestra

La investigación presentó la población y la muestra que se describen a continuación:

- **Población:** Paneles fotovoltaicos de diferentes tecnologías de aprovechamiento de la energía solar.
- **Muestra:** Paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales.
- **Muestreo:** No probabilístico por conveniencia.

3.3.8. Técnicas e instrumentos para la recolección de datos

A) Técnicas

Análisis documental: Se empleó a través de la evaluación sistemática y exhaustiva de documentos escritos y/o electrónicos relacionados con el diseño y análisis de sistemas fotovoltaicos que utilizaron paneles bifaciales.

Observación: Se recolectaron los datos de consumos eléctricos del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa, así como el área disponible para el sistema fotovoltaico.

Procesamiento: Consistió en el tratamiento y análisis de los datos recopilados, enfocándose en la información del recurso solar propio de la ubicación del sistema.

B) Instrumentos

Guía de revisión documental: Se utilizó para orientar y sistematizar el proceso de análisis de diferentes documentos, ya fueran físicos o virtuales.

Ficha de observación: Permitió registrar sistemáticamente las observaciones realizadas durante el estudio. En ella se almacenaron los datos de consumo eléctrico y del área disponible.

Recibos de electricidad: Sirvieron para determinar los consumos energéticos mensuales de la institución universitaria.

Software PVsyst 8.0.7: Este software presentó bases de datos meteorológicas, de las cuales se obtuvieron los datos del recurso solar para la ubicación del sistema.

3.3.9. Técnicas de procesamiento y análisis de los resultados

A) Técnicas

Procesamiento: La información obtenida y los resultados de la investigación fueron analizados y sintetizados para presentarlos de una manera adecuada para facilitar su comprensión.

Simulación: El proceso de simulación se respaldó en ecuaciones y modelos matemáticos específicos para el diseño de sistemas fotovoltaicos.

B) Instrumentos

Hojas de cálculo de Microsoft Excel: Se utilizaron para analizar estadísticamente los resultados obtenidos, mediante la elaboración de tablas y gráficos.

Documento de Microsoft Word: Sirvió para elaborar el informe final de la investigación, empleando las normas APA 7ª edición y siguiendo las normativas de la Universidad Nacional del Santa.

Archivos de AutoCAD: Se emplearon para la elaboración de una distribución de los equipos del sistema fotovoltaico y un diagrama unifilar del mismo.

Software PVsyst 8.0.7: Se utilizó para la simulación y análisis técnico, económico y ambiental de los sistemas fotovoltaicos con paneles solares monofaciales y bifaciales.

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. RESULTADOS

Los resultados de la investigación se presentan a continuación.

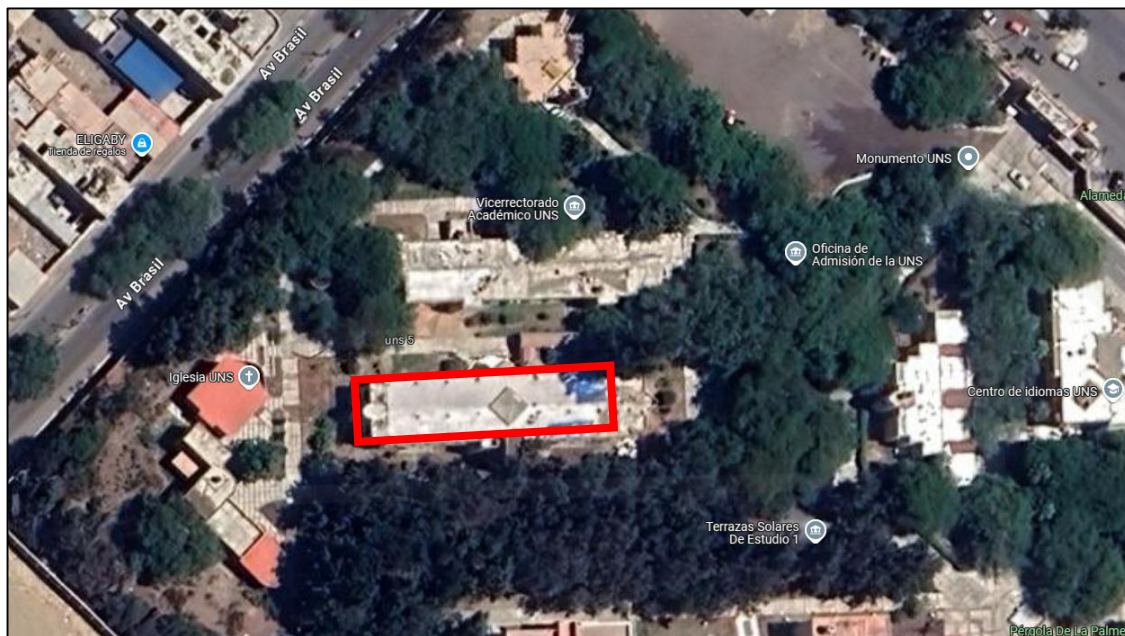
4.1.1. Objetivo específico 1

El Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa es una de las infraestructuras de mayor antigüedad dentro de la institución. Su horario de atención se extiende desde las 8:00 a. m. hasta las 6:00 p. m., lo que implica un consumo energético constante durante la jornada laboral. En cuanto a su ubicación, el edificio se encuentra ingresando por la primera puerta de la universidad y dirigiéndose hacia la derecha, tal como se muestra en la Figura 6.

Debido a su demanda eléctrica, este edificio representa una oportunidad adecuada para la implementación de un sistema fotovoltaico, lo que permitió optimizar el consumo de energía y reducir la dependencia de la red eléctrica convencional.

Figura 6

Ubicación del Edificio Administrativo



Nota: Tomado de Google Maps [Fotografía], por Google Maps, 2025, Google Maps. (<https://www.google.com/maps?authuser=0>).

El techo del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa posee una superficie total de 615 m², de los cuales 466 m² son aptos para la instalación

de módulos fotovoltaicos, debido a la presencia de elementos arquitectónicos que limitan el área disponible.

La orientación del edificio hacia el norte favorece la disposición óptima de los módulos fotovoltaicos, permitiendo maximizar la captación de radiación solar. No obstante, el edificio se encuentra rodeado de árboles de gran tamaño, cuya presencia es un factor determinante en el análisis de sombras y en la evaluación de las pérdidas energéticas asociadas.

Se llevó a cabo un análisis detallado de las características físicas y ambientales del entorno del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa, con el objetivo de evaluar su viabilidad para la instalación de paneles fotovoltaicos. En este proceso, se recopilaron datos relevantes, los cuales se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1

Características físicas y ambientales del entorno de estudio

Parámetros	Descripción
Fecha de observación	17-02-2025
Ubicación exacta (Latitud/Longitud)	Lat: -9.1185° // Lon: -78.5161°
Tipo de superficie	Concreto (Albedo 30%)
Estado de la superficie	Limpio
Área disponible para instalación	466 m ²
Obstáculos potenciales	Arboles // sombras constantes
Orientación principal	Norte
Inclinación del terreno	Techo plano
Presencia de estructuras reflectantes	Ninguna
Observaciones adicionales	El análisis de sombras resulta fundamental debido a la alta densidad de árboles que rodean el edificio, ya que su presencia puede afectar la eficiencia y el rendimiento del sistema fotovoltaico.

En cuanto al consumo energético del edificio, este fue determinado a partir de los datos proporcionados en los planos eléctricos, los cuales fueron solicitados a los responsables del mantenimiento eléctrico de la universidad. A partir de esta información, se

identificaron las características del suministro eléctrico, permitiendo un análisis más preciso de la demanda energética del edificio.

Tabla 2

Características eléctricas del suministro

Parámetros	Descripción
Tensión	380 V + N
Tipo	Trifásica
Potencia instalada	37.10 kW
Máxima demanda	22.75 kW

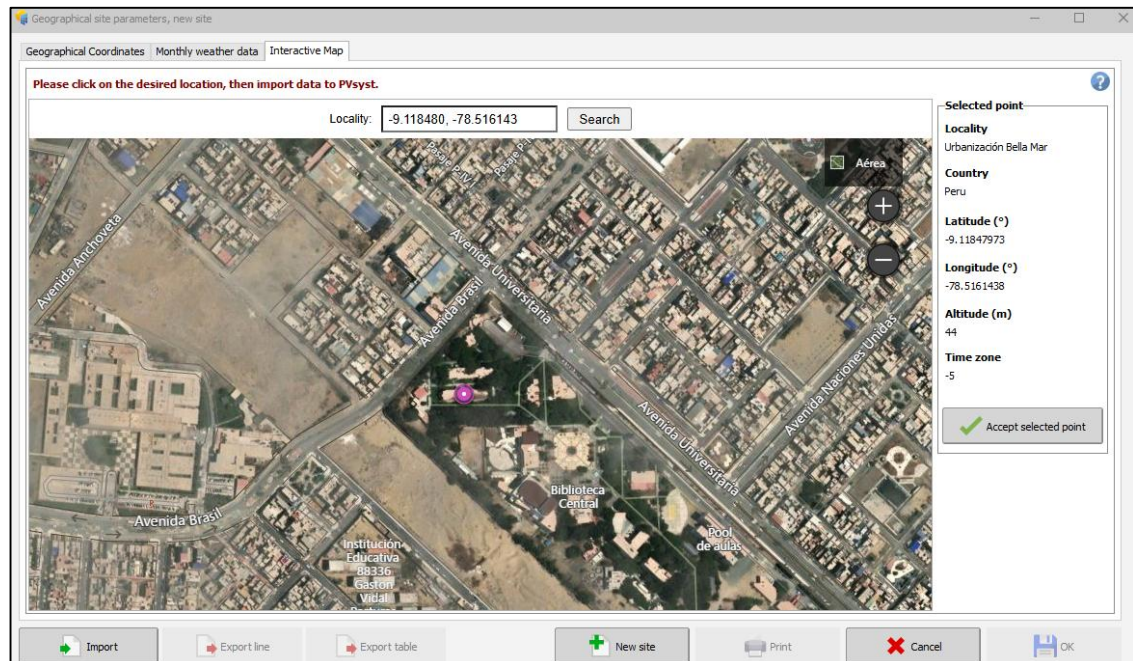
Nota: Tomado de información proporcionada por el equipo de mantenimiento eléctrico de la UNS.

4.1.2. Objetivo específico 2

Con base en la información recopilada, se llevó a cabo el análisis en el software PVsyst 8.0.7. En primera instancia, se configuró la ubicación del recinto, seleccionando la base de datos meteorológicos de Meteonorm 8.2, a partir de la cual se obtuvieron valores clave como la radiación solar mensual y diaria, la velocidad del viento, la temperatura y la humedad relativa. Los resultados obtenidos se presentan en las siguientes figuras.

Figura 7

Mapa interactivo PVsyst



Nota: Tomado de PVsyst software [Fotografía], por PVsyst, 2025, PVsyst. (<https://www.pvsyst.com/>).

Figura 8

Selección de la base de datos PVsyst

Geographical site parameters, new site

Geographical Coordinates Monthly weather data Interactive Map

Location

Site name: Edificio Administrativo del Campus I UNS

Country: Peru Region: South America

Get from coordinates

Geographical Coordinates

Sun paths

Latitude: -9.1185 [°] -9 7 6 (+ = North, - = South hemisph.)

Longitude: -78.5161 [°] -78 30 58 (+ = East, - = West of Greenwich)

Altitude: 44 M above sea level

Time zone: -5.0 Corresponding to an average difference

Legal Time - Solar Time = 0h 14m

Get from name

Weather data Import

Meteonorm 8.2

NASA-SSE

PVGIS TMY Version: 5.3

NREL / NSRDB TMY

Solcast TMY

SolarAnywhere® TGY

Solargis TMY

Import

Import Export line Export table New site Print Cancel OK

Nota: Tomado de PVsyst software [Fotografía], por PVsyst, 2025, PVsyst. (<https://www.pvsyst.com/>).

Figura 9

Data climatológica mensual PVsyst

Geographical site parameters, new site

Geographical Coordinates | Monthly weather data | Interactive Map

Site: **Edificio Administrativo del Campus I UNS (Peru)**

Data source: **Meteonorm 8.2 (2016-2021), Sat=100%**

	Global horizontal irradiation kWh/m ² /day	Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² /day	Temperature °C	Wind Velocity m/s	Linke turbidity [-]	Relative humidity %
January	6.85	2.29	22.4	3.50	3.733	79.0
February	6.58	2.58	23.3	3.30	3.676	79.9
March	6.79	2.25	23.1	3.29	3.716	80.4
April	6.13	2.14	21.2	3.60	4.223	82.4
May	5.69	1.67	20.5	3.69	4.127	80.2
June	5.11	1.83	19.5	3.50	4.136	81.6
July	5.18	1.84	19.2	3.49	3.973	79.9
August	5.08	2.30	18.7	3.60	4.018	79.5
September	5.60	2.31	18.4	3.90	4.480	80.2
October	6.44	2.56	18.9	3.90	3.891	78.6
November	6.64	2.59	19.4	3.69	3.881	79.6
December	6.89	2.36	20.8	3.60	3.878	79.4
Year	6.08	2.22	20.4	3.6	3.978	80.1

Required Data

- ☒ Global horizontal irradiation
- ☒ Average Ext. Temperature

Extra data

- ☒ Horizontal diffuse irradiation
- ☒ Wind velocity
- ☒ Linke turbidity
- ☒ Relative humidity

Irradiation units

- ☒ kWh/m²/day
- ☐ kWh/m²/mth
- ☐ MJ/m²/day
- ☐ MJ/m²/mth
- ☐ W/m²
- ☐ Clearness Index Kt

Import Export line Export table New site Print Cancel OK

Nota: Tomado de PVsyst software [Fotografía], por PVsyst, 2025, PVsyst. (<https://www.pvsyst.com/>).

Con el fin de facilitar un análisis más detallado, se presentaron los datos de irradiación mensual tanto para un plano horizontal como para un plano inclinado, permitiendo evaluar las diferencias en la captación de radiación solar y su impacto en el rendimiento del sistema fotovoltaico.

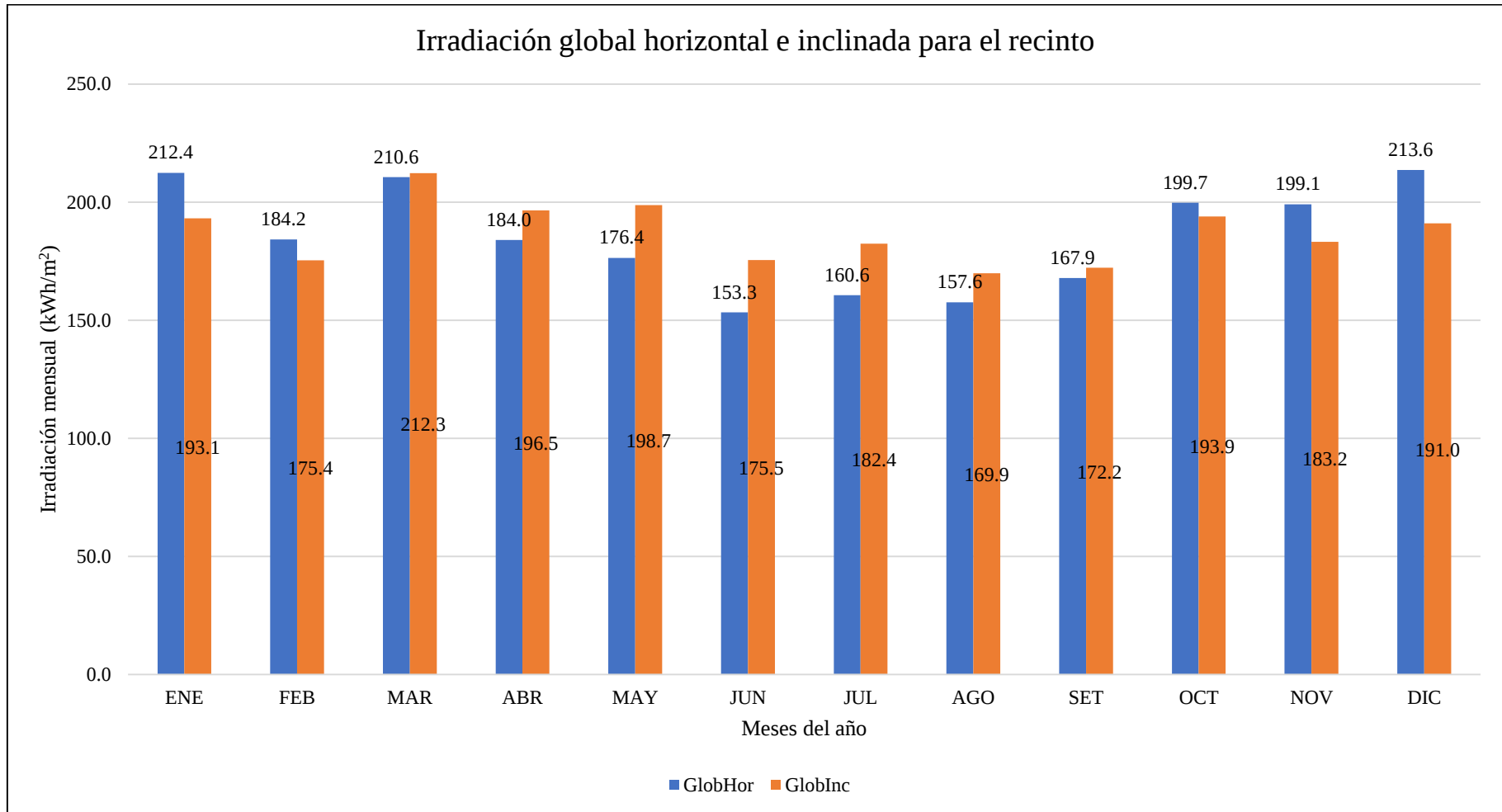
Tabla 3

Irradiación mensual para el recinto

Meses	GlobHor (kWh/m²/mes)	GlobInc (kWh/m²/mes)
enero	212.4	193.1
febrero	184.2	175.4
marzo	210.6	212.3
abril	184.0	196.5
mayo	176.4	198.7
junio	153.3	175.5
julio	160.6	182.4
agosto	157.6	169.9
setiembre	167.9	172.2
octubre	199.7	193.9
noviembre	199.1	183.2
diciembre	213.6	191.0
TOTAL	2219.4	2244.1

Figura 10

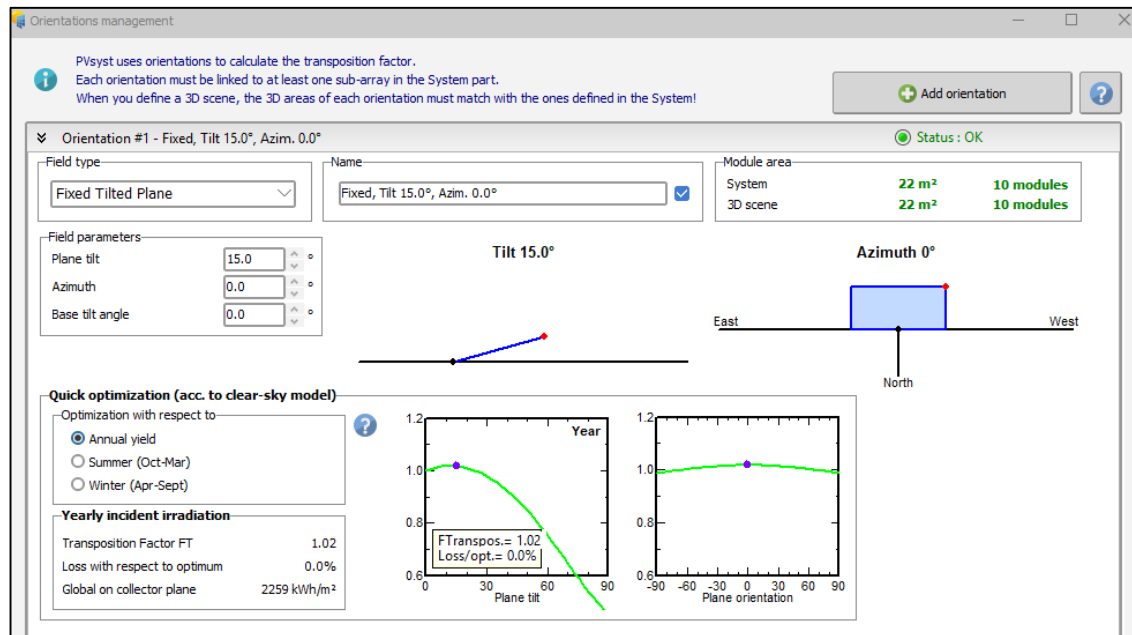
Irradiación global horizontal e inclinada para el recinto



Posteriormente, se determinó el ángulo de inclinación óptimo para la ubicación del sistema fotovoltaico. En este caso, tanto la latitud del sitio como las recomendaciones técnicas permitieron seleccionar un ángulo de 15° , tal como se muestra en la Figura 11. Asimismo, se definió la orientación de los módulos, dirigiéndolos hacia el norte, conforme a las condiciones óptimas para el hemisferio sur.

Figura 11

Orientación de los módulos fotovoltaicos



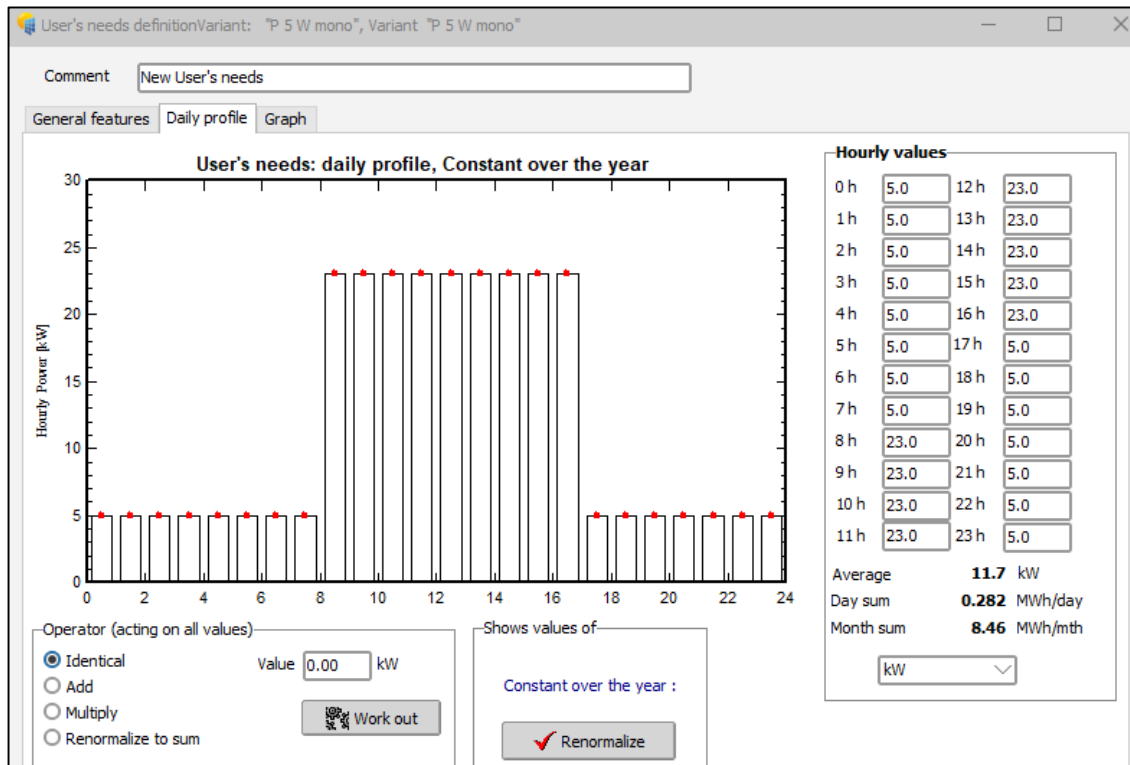
Nota: Tomado de PVsyst software [Fotografía], por PVsyst, 2025, PVsyst. (<https://www.pvsyst.com/>).

En lo que respecta al consumo energético, la Figura 12 presenta el consumo diario, el cual se mantuvo constante a lo largo del año. Se determinó que la potencia promedio del edificio fue de 11.7 kW, con un consumo anual de 103 MWh/año. Asimismo, se identificó que no se habilitó la opción de inyección de energía a la red y que el consumo propio del sistema se estimó en 282 kWh/día.

Por otro lado, la Figura 13 muestra el perfil de consumo horario del edificio, el cual mantuvo un patrón estable durante todo el año. Se identificaron dos niveles de demanda: un período de baja demanda, comprendido entre las 00:00 y las 08:00, así como entre las 18:00 y las 23:59, con un consumo de 5.0 kW, y un período de alta demanda, registrado entre las 08:00 y las 18:00, con un consumo de 23.0 kW. Esta distribución horaria reflejó un consumo energético acorde con las actividades operativas del edificio, permitiendo caracterizar la demanda eléctrica y evaluar la viabilidad de la integración de un sistema fotovoltaico.

Figura 12

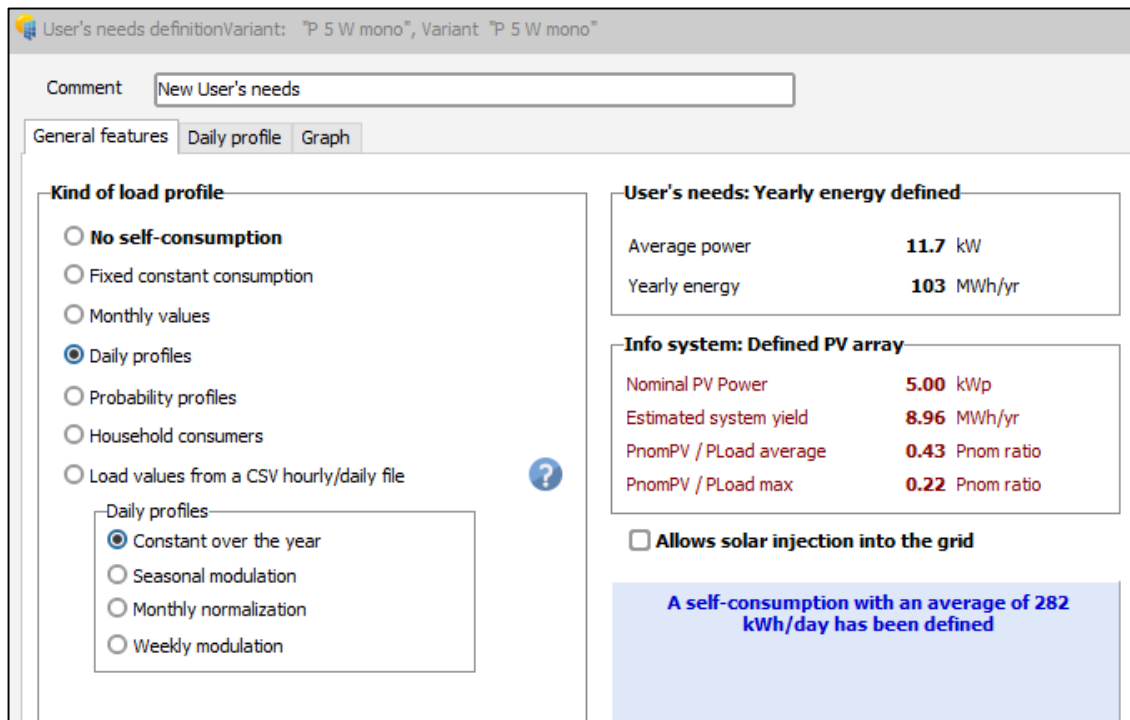
Perfil de carga diario



Nota: Tomado de PVsyst software [Fotografía], por PVsyst, 2025, PVsyst. (<https://www.pvsyst.com/>).

Figura 13

Requerimiento energético diario



Nota: Tomado de PVsyst software [Fotografía], por PVsyst, 2025, PVsyst. (<https://www.pvsyst.com/>).

4.1.3. Objetivo específico 3

En el presente estudio se llevó a cabo una simulación considerando distintas potencias de sistemas fotovoltaicos y ambas tecnologías, monofacial y bifacial, con el propósito de determinar la capacidad óptima del sistema que maximice los indicadores técnicos. A continuación, se presentan los resultados obtenidos en la parte técnica.

Tabla 4

Indicadores técnicos para el sistema con tecnología monofacial

Potencia pico del sistema (kWp)	Número de paneles	Área de uso (m ²)	Peso total (kg)	Nivel sobre el suelo (m)	Producción del sistema anual (kWh/año)	Producción específica anual (kWh/kWp/año)	Fracción solar SF	Rendimiento final del sistema PR
5.00	10	22.00	235.00	0.05	7828	1566	7.60%	69.80%
10.00	20	44.00	470.00	0.05	16021	1602	15.60%	71.40%
15.00	30	66.00	705.00	0.05	24255	1617	23.60%	72.00%
20.00	40	88.00	940.00	0.05	32220	1611	31.30%	71.80%
24.00	48	105.60	1128.00	0.05	37992	1583	36.90%	70.60%
30.00	60	132.00	1410.00	0.05	48120	1604	46.80%	71.50%
34.00	68	149.60	1598.00	0.05	53992	1588	52.50%	70.80%
40.00	80	176.00	1880.00	0.05	59920	1498	58.20%	66.80%
45.00	90	198.00	2115.00	0.05	63765	1417	62.00%	63.10%
51.00	102	224.40	2397.00	0.05	66912	1312	65.00%	58.50%
54.00	108	237.60	2538.00	0.05	67500	1250	65.60%	55.70%
60.00	120	264.00	2820.00	0.05	70140	1169	68.20%	52.10%

Tabla 5*Indicadores técnicos para el sistema con tecnología bifacial*

Potencia pico del sistema (kWp)	Número de paneles	Área de uso (m²)	Peso total (kg)	Nivel sobre el suelo (m)	Producción del sistema anual (kWh/año)	Producción específica anual (kWh/kWp/año)	Fracción solar SF	Rendimiento final del sistema PR
5.00	10	24.00	301.00	1.50	8862	1772	8.60%	79.00%
10.00	20	48.00	602.00	1.50	17928	1793	17.40%	79.90%
15.00	30	72.00	903.00	1.50	26910	1794	26.10%	79.90%
20.00	40	96.00	1204.00	1.50	35160	1758	34.20%	78.30%
24.00	48	115.20	1444.80	1.50	42408	1767	41.20%	78.80%
30.00	60	144.00	1806.00	1.50	52920	1764	51.40%	78.60%
34.00	68	163.20	2046.80	1.50	58378	1717	56.70%	76.50%
40.00	80	192.00	2408.00	1.50	62960	1574	61.20%	70.20%
45.00	90	216.00	2709.00	1.50	66330	1474	64.40%	65.70%
51.00	102	244.80	3070.20	1.50	69207	1357	67.30%	60.50%
54.00	108	259.20	3250.80	1.50	70254	1301	68.20%	58.00%
60.00	120	288.00	3612.00	1.50	71100	1185	69.10%	52.80%

Figura 14

Producción del sistema anual monofacial vs bifacial

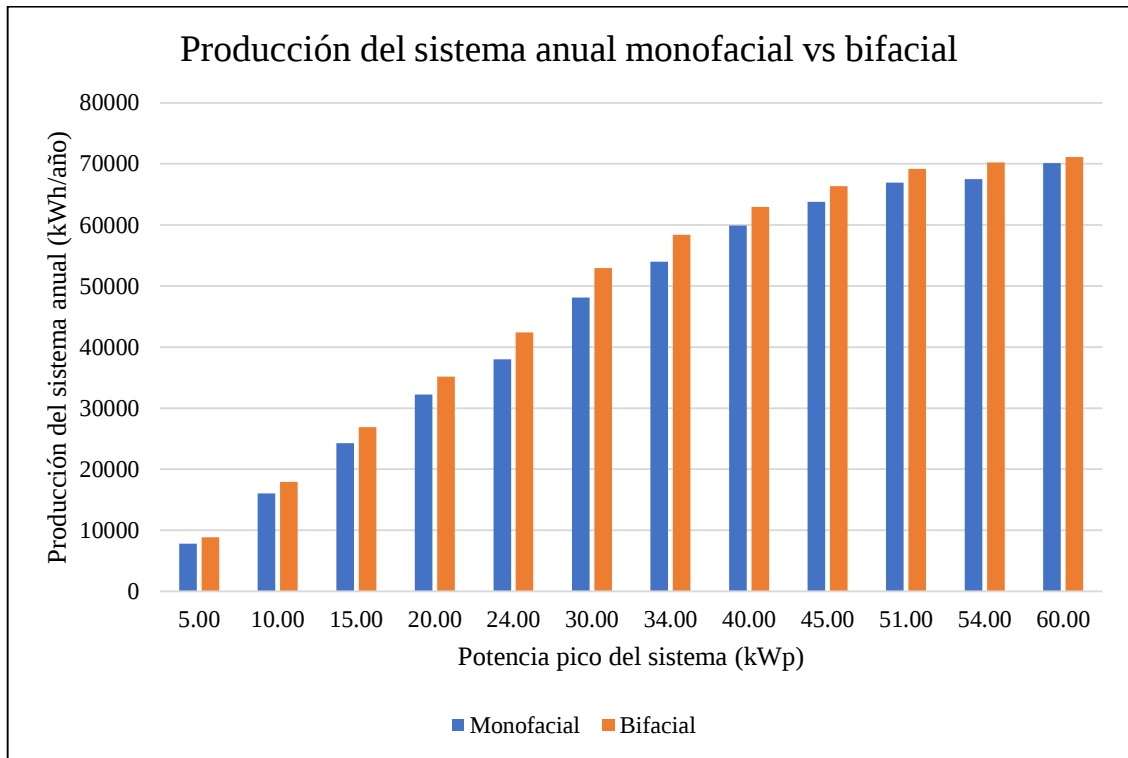


Figura 15

Producción específica anual monofacial vs bifacial

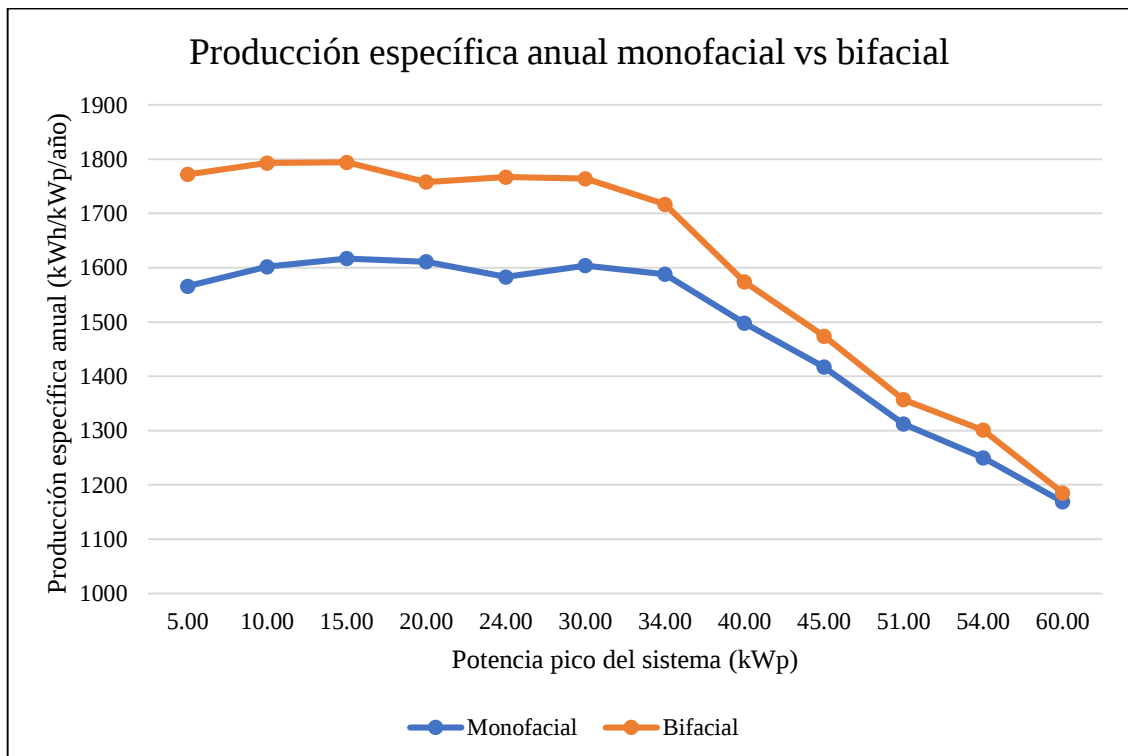


Figura 16

Fracción solar monofacial vs bifacial

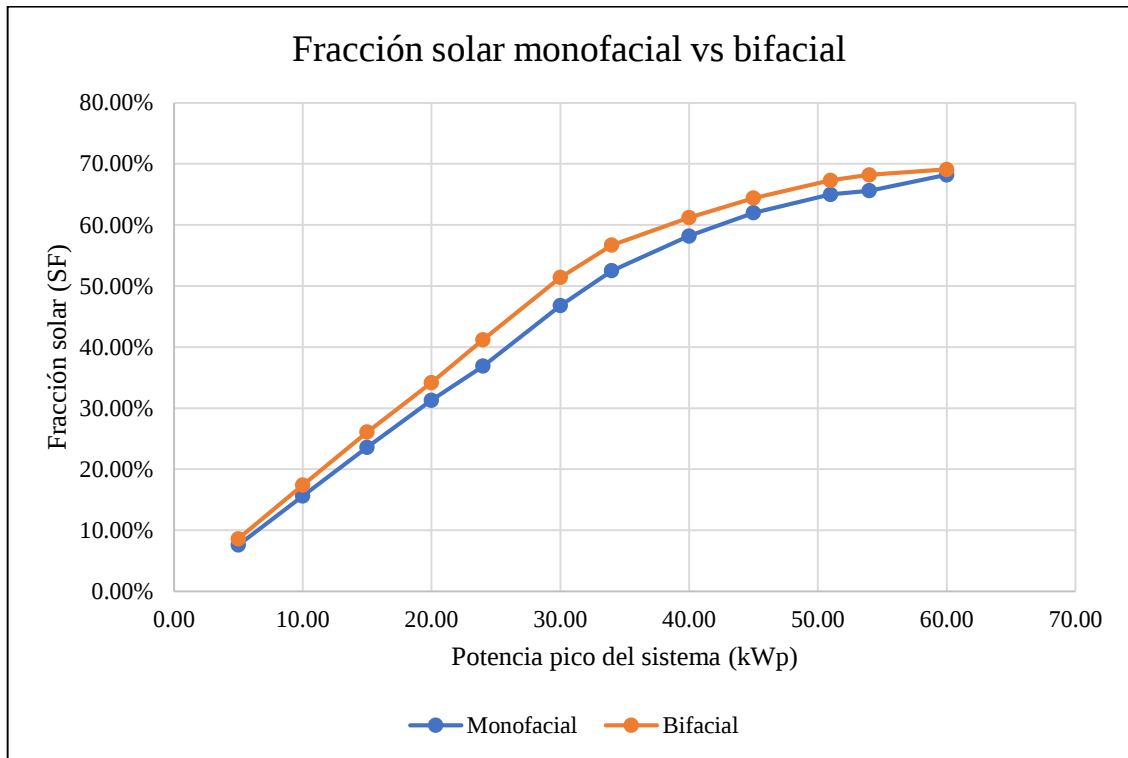
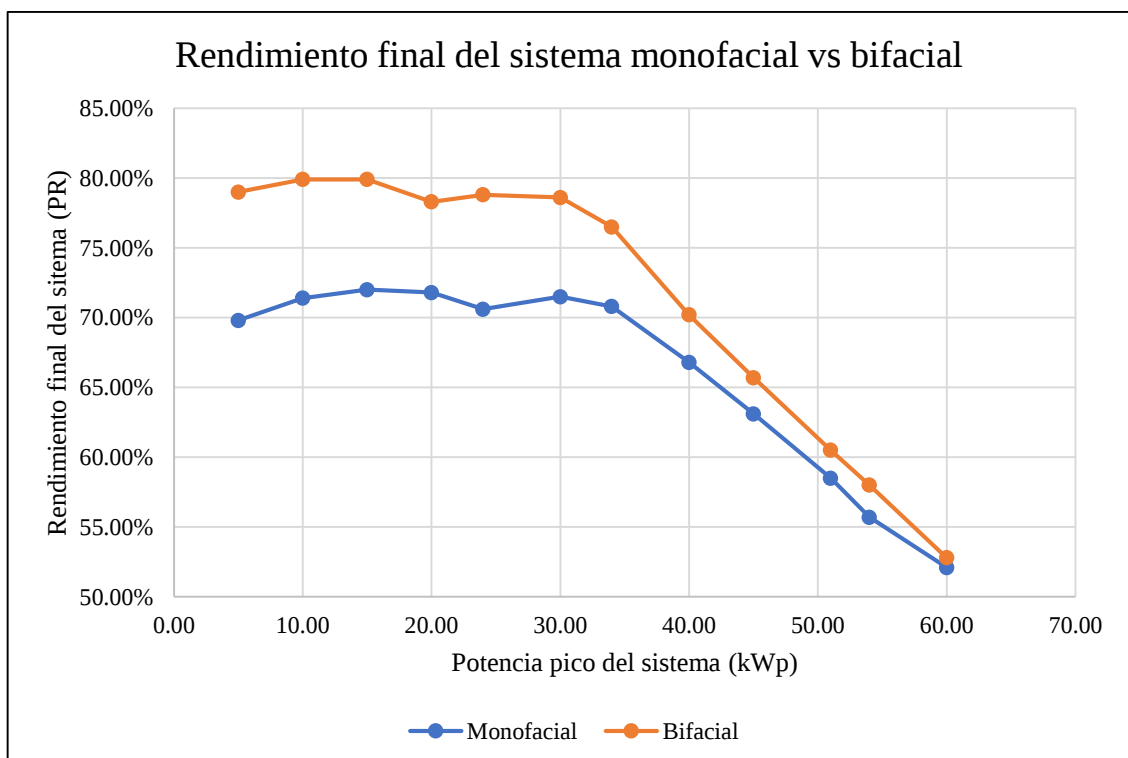


Figura 17

Rendimiento final del sistema monofacial vs bifacial



4.1.4. Objetivo específico 4

En cuanto a los indicadores económicos, se estimó una vida útil del sistema de 20 años, considerando una tasa de inflación del 4% y una tasa de descuento del 12%. Por otro lado, en este análisis no se contempló la inyección a la red de los excedentes de energía generados, debido a la ausencia de un marco normativo que regule dicho procedimiento.

Tabla 6

Indicadores económicos para el sistema con tecnología monofacial

Potencia pico del sistema (kWp)	Inversión (S/)	OPEX (S//año)	VAN (S/)	TIR	PRI (años)	LCOE (S//kWh)
5.00	25910.00	1146.46	21299.27	21.86%	7.7	0.5882
10.00	51820.00	2292.91	44883.22	22.37%	7.4	0.5759
15.00	77730.00	3439.37	68434.44	22.54%	7.3	0.5719
20.00	103640.00	4585.82	90758.14	22.48%	7.4	0.5733
24.00	124368.00	5502.99	104148.09	22.06%	7.6	0.5835
30.00	155460.00	6878.74	135693.85	22.43%	7.4	0.5743
34.00	176188.00	7795.90	152836.28	22.32%	7.5	0.5764
40.00	207280.00	9171.65	158880.44	21.14%	8.1	0.6060
45.00	233190.00	10318.10	154360.21	19.96%	8.8	0.6389
51.00	264282.00	11693.85	138430.03	18.39%	10.0	0.6881
54.00	279828.00	12381.73	123108.82	17.43%	10.8	0.7216
60.00	310920.00	13757.47	103148.78	16.15%	12.2	0.7701

Tabla 7

Indicadores económicos para el sistema con tecnología bifacial

Potencia pico del sistema (kWp)	Inversión (S/)	OPEX (S//año)	VAN (S/)	TIR	PRI (años)	LCOE (S//kWh)
5.00	27100.00	1198.57	27049.22	23.78%	6.8	0.5429
10.00	54200.00	2397.14	55634.93	24.09%	6.7	0.5362
15.00	81300.00	3595.70	82675.75	24.04%	6.7	0.5379
20.00	108400.00	4794.27	104912.80	23.51%	6.9	0.5495
24.00	130080.00	5753.12	127637.78	23.65%	6.9	0.5463
30.00	162600.00	7191.41	161678.42	23.74%	6.8	0.5439
34.00	184280.00	8150.26	175508.95	23.20%	7.1	0.5551
40.00	216800.00	9588.54	169488.28	21.30%	8.0	0.6017
45.00	243900.00	10787.11	160310.55	19.90%	8.9	0.6407
51.00	276420.00	12225.39	140651.92	18.21%	10.1	0.6941
54.00	292680.00	12944.53	127139.99	17.36%	10.9	0.7241
60.00	325200.00	14382.81	92336.45	15.58%	12.9	0.7937

Figura 18

Valor actual neto monofacial vs bifacial

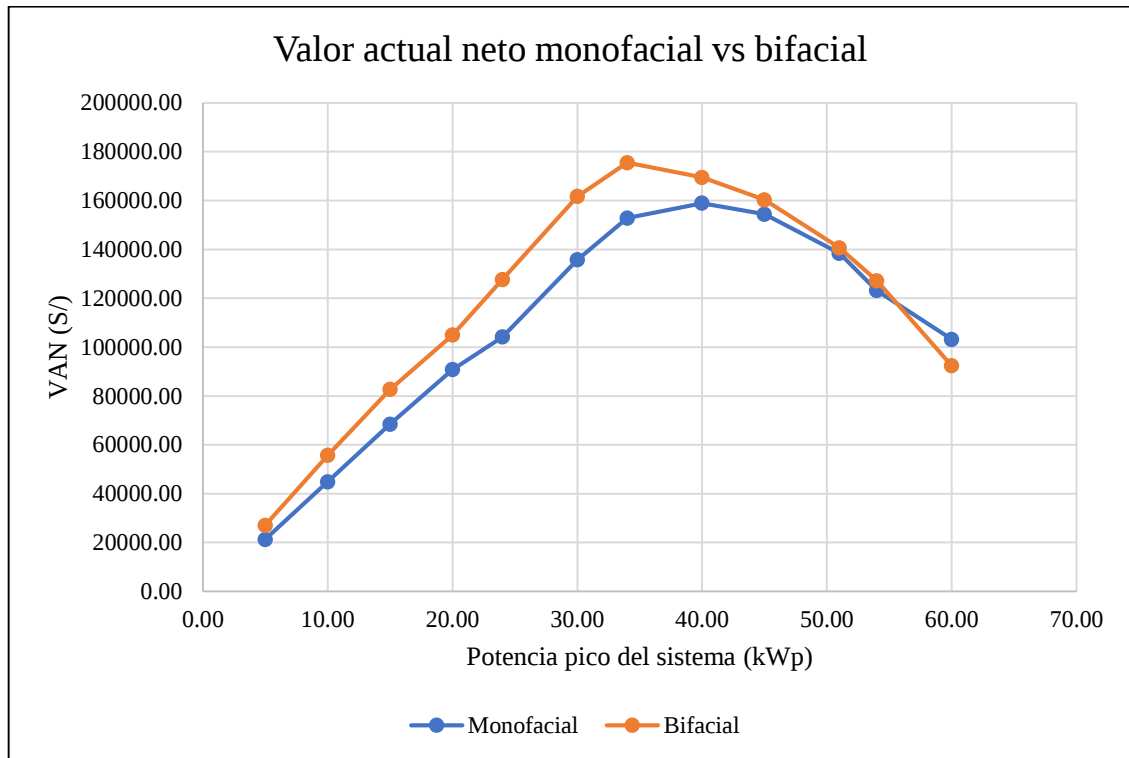


Figura 19

Tasa interna de retorno monofacial vs bifacial

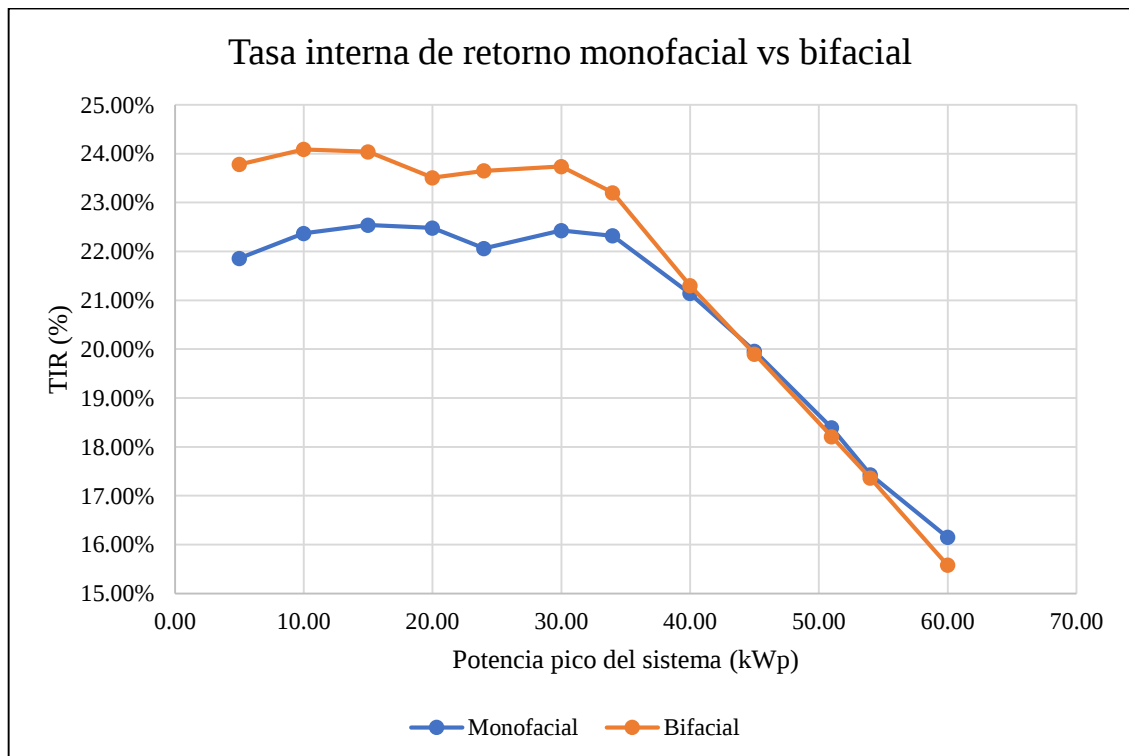


Figura 20

Periodo recuperación de inversión monofacial vs bifacial

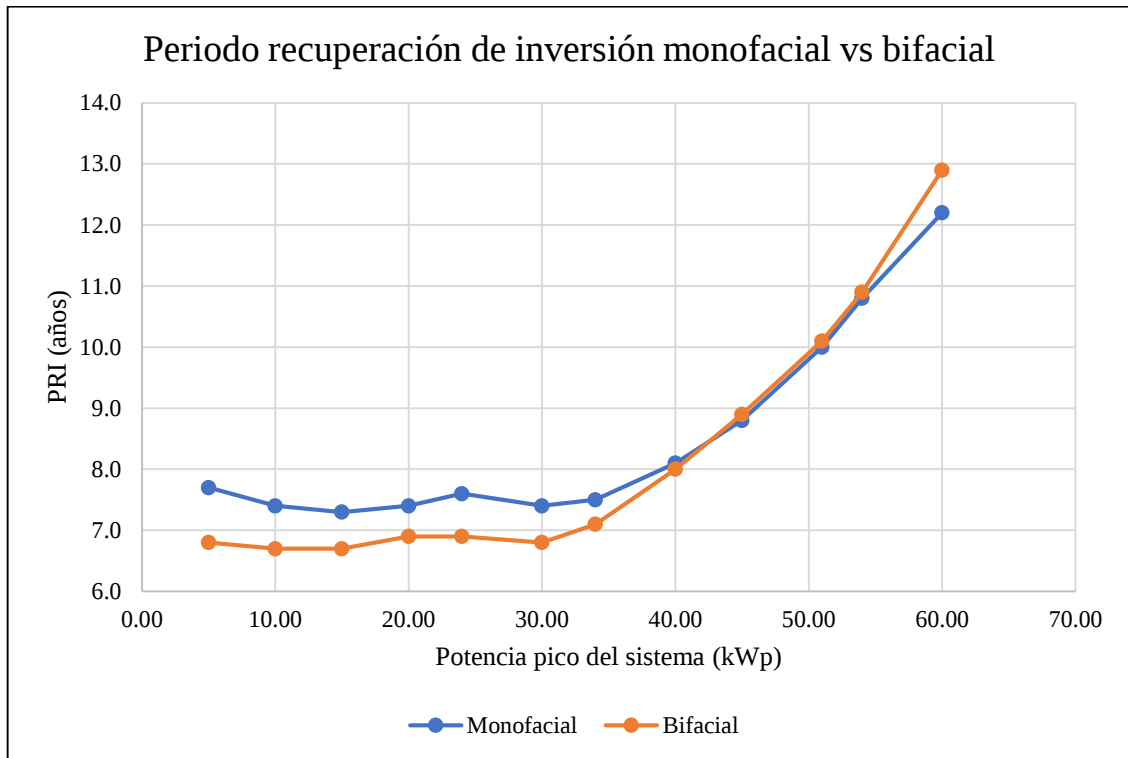
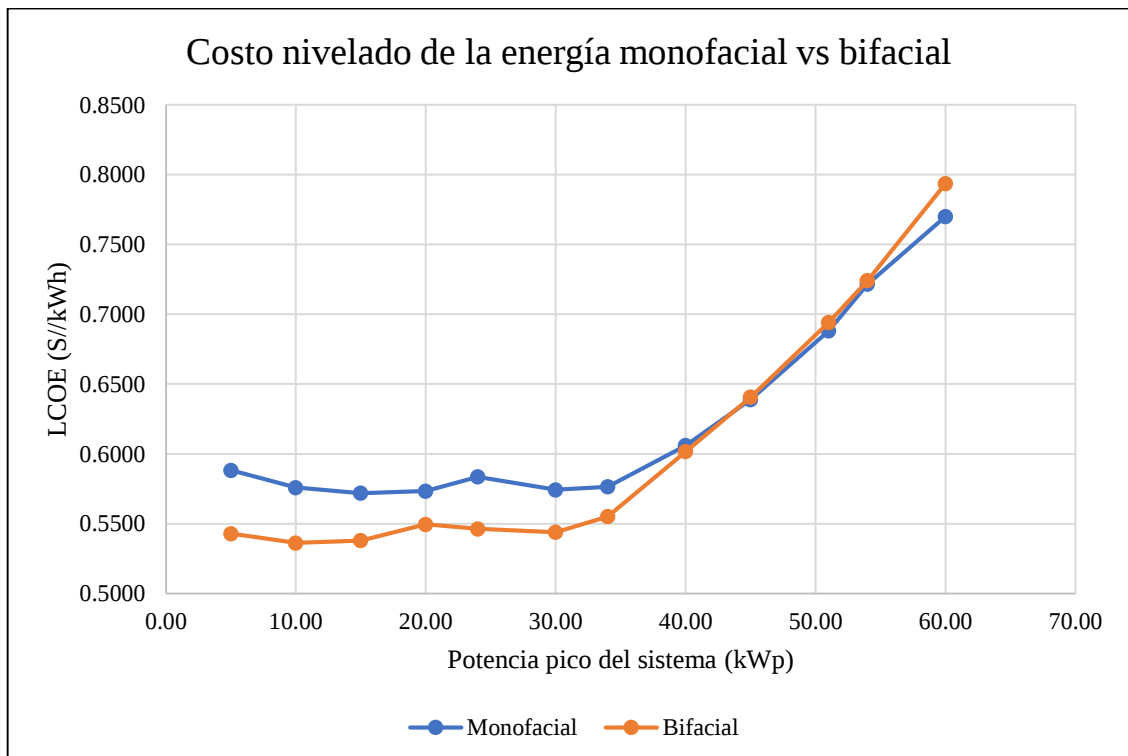


Figura 21

Costo nivelado de la energía monofacial vs bifacial



4.1.5. Objetivo específico 5

Las emisiones asociadas al sistema fotovoltaico estuvieron vinculadas a la huella de carbono derivada de su proceso de fabricación y transporte, siendo estas equivalentes para ambas tecnologías analizadas. En cuanto a las emisiones evitadas, estas fueron directamente proporcionales a la energía generada durante la vida útil del sistema. A continuación, se presentan los indicadores correspondientes.

Tabla 8

Emisiones asociadas de CO₂ para el sistema con tecnología monofacial

Potencia pico del sistema (kWp)	Emisiones de CO₂ generadas (TonCO₂)	Emisiones de CO₂ reemplazadas (TonCO₂)
5.00	8.90	28.29
10.00	17.60	58.49
15.00	26.40	88.86
20.00	35.10	117.99
24.00	42.10	138.53
30.00	52.60	176.57
34.00	59.60	199.57
40.00	70.10	230.09
45.00	78.80	262.07
51.00	89.30	296.45
54.00	94.50	294.36
60.00	105.00	348.06

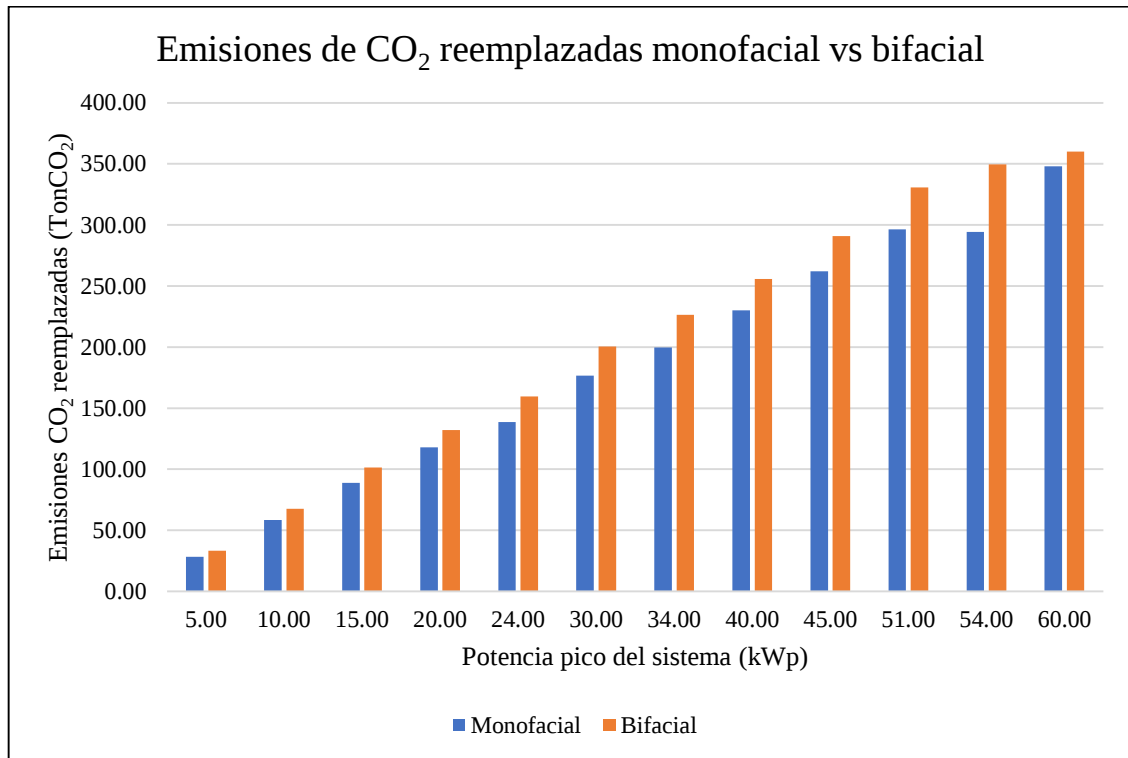
Tabla 9

Emisiones asociadas de CO₂ para el sistema con tecnología bifacial

Potencia pico del sistema (kWp)	Emisiones de CO₂ generadas (TonCO₂)	Emisiones de CO₂ reemplazadas (TonCO₂)
5.00	8.90	33.21
10.00	17.60	67.56
15.00	26.40	101.48
20.00	35.10	131.97
24.00	42.10	159.72
30.00	52.60	200.43
34.00	59.60	226.37
40.00	70.10	255.69
45.00	78.80	290.90
51.00	89.30	330.69
54.00	94.50	349.47
60.00	105.00	360.20

Figura 22

Emisiones de CO₂ reemplazadas monofacial vs bifacial



4.1.6. Objetivo general

En cuanto al impacto energético derivado de la comparación entre ambas tecnologías, se seleccionaron tres indicadores principales, los cuales permitieron determinar si el uso de una tecnología sobre otra representó una mejora significativa. En el caso de los indicadores técnicos, el parámetro más relevante fue el rendimiento final del sistema, como se detalla en la Tabla 4 y Tabla 5, según corresponda.

A partir de estos datos, se llevó a cabo un tratamiento estadístico con el propósito de verificar la distribución de los datos. En primer lugar, se evaluó si estos seguían una distribución normal y, posteriormente, se aplicaron pruebas estadísticas para aceptar o rechazar la hipótesis planteada. Los resultados de este análisis se presentan a continuación.

Tabla 10

Prueba de normalidad rendimiento final del sistema

Prueba de normalidad	Estadístico	Shapiro-Wilk	
		Grados de libertad	Significancia
Diferencia PR	0.909	12	0.205

La prueba de normalidad indicó que la diferencia del parámetro sigue una distribución normal, por lo que se utilizó una prueba paramétrica (t de student para muestras relacionadas), siendo sus resultados los siguientes:

Tabla 11

Prueba t de student rendimiento final del sistema

T de student	Diferencia de medias	t	Grados de libertad	Significancia (bilateral)
PRm - PRb	-5.34167	-6.219	11	0.000

Dado que el valor de significancia obtenido fue inferior a 0.05 (5%), se confirmó que la diferencia en el parámetro analizado fue estadísticamente significativa. En términos absolutos, dicha diferencia correspondió a aumentar el parámetro 5.34% al usar la tecnología bifacial.

El mismo procedimiento fue aplicado al costo nivelado de energía (LCOE), un parámetro económico fundamental para comparar el costo de producción de energía del sistema fotovoltaico. Los resultados obtenidos de este análisis se presentan a continuación.

Tabla 12

Prueba de normalidad LCOE del sistema

Prueba de normalidad	Estadístico	Shapiro-Wilk Grados de libertad	Significancia
Diferencia LCOE	0.930	12	0.380

La prueba de normalidad indicó que la diferencia del parámetro sigue una distribución normal, por lo que se utilizó una prueba paramétrica (t de student para muestras relacionadas), siendo sus resultados los siguientes:

Tabla 13

Prueba t de student LCOE del sistema

T de student	Diferencia de medias	t	Grados de libertad	Significancia (bilateral)
LCOEm - LCOEb	0.01684	2.650	11	0.023

Dado que el valor de significancia obtenido fue inferior a 0.05 (5%), se confirmó que la diferencia en el parámetro analizado fue estadísticamente significativa. En términos absolutos, dicha diferencia representó una reducción de 0.01684 S//kWh (2.71%) en el parámetro al emplear la tecnología bifacial.

El mismo procedimiento fue aplicado al análisis de las emisiones de CO₂ reemplazadas, un parámetro ambiental que permitió cuantificar la reducción de emisiones de CO₂ lograda mediante la implementación del sistema fotovoltaico. Los resultados obtenidos de este análisis se presentan a continuación.

Tabla 14

Prueba de normalidad emisiones de CO₂ reemplazadas del sistema

Prueba de normalidad	Estadístico	Shapiro-Wilk Grados de libertad	Significancia
Diferencia E	0.914	12	0.237

La prueba de normalidad indicó que la diferencia del parámetro sigue una distribución normal, por lo que se utilizó una prueba paramétrica (t de student para muestras relacionadas), siendo sus resultados los siguientes:

Tabla 15

Prueba t de student emisiones de CO₂ reemplazadas del sistema

T de student	Diferencia de medias	t	Grados de libertad	Significancia (bilateral)
Em - Eb	-22.36333	-5.689	11	0.000

Dado que el valor de significancia obtenido fue inferior a 0.05 (5%), se confirmó que la diferencia en el parámetro analizado fue estadísticamente significativa. En términos absolutos, dicha diferencia representó una reducción adicional de 22.36 toneladas de CO₂ (11.98%) al emplear la tecnología bifacial.

Finalmente, tras un análisis exhaustivo y la verificación de que el sistema bifacial logró un impacto energético mayor y estadísticamente significativo en comparación con el sistema monofacial, se determinó la potencia óptima del sistema fotovoltaico. Esta selección se realizó con el objetivo de maximizar el rendimiento energético y minimizar

el costo nivelado de energía (LCOE), estableciéndose que la configuración óptima correspondía a un sistema fotovoltaico bifacial de 15 kWp. A continuación, se presentan los principales indicadores de desempeño del sistema seleccionado.

Tabla 16

Sistema fotovoltaico escogido

Indicador	Valor
Potencia pico del sistema P _{pk} (kWp)	15.00
Tecnología	BIFACIAL
Número de paneles	30
Área de uso (m ²)	72.00
Peso total (kg)	903.00
Nivel sobre el suelo (m)	1.50
Producción del sistema anual (kWh/año)	26910
Producción específica anual (kWh/kWp/año)	1794
Fracción solar SF	26.10%
Rendimiento final del sistema PR	79.90%
Inversión (S/)	81300.00
OPEX (S//año)	3595.70
VAN (S/)	82675.75
TIR	24.04%
PRI (años)	6.7
LCOE (S//kWh)	0.5379
Emisiones de CO ₂ generadas (TonCO ₂)	26.40
Emisiones de CO ₂ reemplazadas (TonCO ₂)	101.48

Las fichas técnicas del sistema fotovoltaico, junto con su diagrama de conexión, fueron incluidas en los anexos correspondientes para su consulta detallada.

4.2. DISCUSIÓN

El análisis comparativo realizado ha evidenciado que la tecnología bifacial presenta un impacto energético superior en comparación con la monofacial, lo cual está alineado con investigaciones internacionales como la de Prasad & Prasad (2023), quienes demostraron que los paneles bifaciales generan un mayor coeficiente de rendimiento y reducen el Costo Nivelado de Energía (LCOE). De igual forma, Kahar et al. (2023) destacaron que los paneles bifaciales logran una mejor captación de radiación reflejada, lo que incrementa su eficiencia en la producción de energía.

Desde la perspectiva teórica, la eficiencia de un sistema fotovoltaico está influenciada por la capacidad de conversión de sus módulos, la disponibilidad de radiación solar y las condiciones de instalación. Kopecek & Libal (2018) resaltaron que los paneles bifaciales maximizan su producción energética al captar radiación reflejada desde el suelo, lo que coincide con los resultados obtenidos en esta investigación, donde se observó un incremento del rendimiento del sistema bifacial en entornos con albedo favorable.

El uso del software PVsyst permitió modelar con precisión el desempeño de ambas tecnologías, reforzando la importancia de herramientas de simulación en la toma de decisiones energéticas. La validación de estos resultados mediante simulaciones computacionales es un aspecto clave respaldado por Satpathy & Pamuru (2020), quienes destacaron la utilidad del PVsyst en la predicción de rendimiento fotovoltaico en diferentes escenarios.

Los resultados reflejan que la adopción de paneles bifaciales en el Edificio Administrativo del Campus I no solo optimiza la generación de energía, sino que también reduce el costo operativo a lo largo de su vida útil. A pesar de que la inversión inicial en paneles bifaciales es mayor, el análisis económico muestra que el menor LCOE y el rápido retorno de inversión justifican su implementación. No obstante, el impacto real de la tecnología bifacial depende de factores como la altura de instalación, la orientación de los módulos y la calidad de la superficie reflectante. En este sentido, las estrategias de instalación deben enfocarse en maximizar estos parámetros para asegurar la rentabilidad del sistema.

El análisis del impacto energético de los paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales en la Universidad Nacional del Santa demuestra que la tecnología bifacial es la opción más eficiente y rentable a largo plazo. La evidencia obtenida confirma que la adopción de esta tecnología puede contribuir significativamente a la reducción del consumo eléctrico en

instituciones educativas, promoviendo un modelo energético más sostenible y alineado con los objetivos de transición energética.

Con respecto al primer objetivo específico, los resultados indican que la ubicación del edificio presenta condiciones favorables para la instalación de paneles fotovoltaicos, debido a su orientación hacia el norte y la disponibilidad de un área considerable para la instalación de los módulos solares. Sin embargo, la presencia de árboles cercanos genera sombras que pueden afectar la eficiencia del sistema.

Estos hallazgos coinciden con la investigación de Aksoy & Çalik (2022), quienes demostraron que la eficiencia de los paneles bifaciales se ve influenciada por la cantidad de radiación reflejada en el suelo y la presencia de elementos de sombra. Asimismo, Kopecek & Libal (2018) resaltaron la importancia del albedo en la optimización del rendimiento de los paneles bifaciales, lo que refuerza la necesidad de evaluar la superficie de instalación.

Con respecto al segundo objetivo específico, las simulaciones realizadas con PVsyst confirmaron que los paneles bifaciales tienen un rendimiento final superior en comparación con los monofaciales, debido a su capacidad de captar radiación por ambas caras. Además, se observó un incremento del rendimiento en condiciones de mayor albedo y con una inclinación de 15°, lo que se alinea con estudios previos como el de Kahar et al. (2023), quienes identificaron un coeficiente de rendimiento superior en paneles bifaciales gracias a su mayor eficiencia en captación solar.

Asimismo, estudios nacionales como el de Espinoza (2023) respaldan estos hallazgos, evidenciando que la tecnología bifacial optimiza la generación de energía en escenarios de alta irradiación. La simulación con PVsyst también permitió determinar la diferencia en la producción específica anual entre ambas tecnologías, validando que los paneles bifaciales superan a los monofaciales en eficiencia energética.

Con respecto al tercer objetivo específico, el análisis económico evidenció que, aunque los paneles bifaciales requieren una inversión inicial mayor, presentan un menor Costo Nivelado de Energía (LCOE) y un periodo de recuperación de inversión (PRI) más corto en comparación con los paneles monofaciales. Estos resultados concuerdan con la investigación de Kumbaroğlu et al. (2021), quienes identificaron una Tasa Interna de Retorno (TIR) superior en paneles bifaciales, lo que los convierte en una opción más rentable a largo plazo.

Desde una perspectiva nacional, Estrada (2022) encontró que los proyectos fotovoltaicos bifaciales en el Perú pueden ser viables económicamente, siempre que se optimice su diseño e instalación. En este sentido, los hallazgos de esta investigación refuerzan la idea de que la inversión en tecnología bifacial puede ser financieramente atractiva para instituciones educativas como la Universidad Nacional del Santa.

Con respecto al cuarto objetivo específico, los resultados de la evaluación económica indicaron que los paneles bifaciales tienen un mayor retorno de inversión en escenarios donde se aprovecha su capacidad de captación de radiación reflejada. Esta observación coincide con estudios como el de Prasad & Prasad (2023), quienes concluyeron que los sistemas bifaciales pueden reducir significativamente los costos de operación a lo largo de su vida útil.

Además, los resultados del análisis de sensibilidad económica muestran que la rentabilidad de estos sistemas depende de factores como la disponibilidad de incentivos gubernamentales y el costo de los componentes fotovoltaicos. En este sentido, la implementación de estrategias de financiamiento podría mejorar la viabilidad de estos proyectos.

Con respecto al quinto objetivo específico, los cálculos de emisiones evitadas mostraron que los paneles bifaciales contribuyen en mayor medida a la reducción de CO₂ en comparación con los monofaciales, lo que los hace una opción más sostenible desde el punto de vista ambiental. Esta conclusión es consistente con la investigación de Gonzales (2023), quien demostró que la tecnología bifacial puede mitigar un mayor volumen de emisiones contaminantes en entornos urbanos.

En el contexto peruano, iniciativas como el Programa Masivo Fotovoltaico para Zonas Aisladas No Conectadas a Red, han evidenciado el impacto positivo de la energía solar en la reducción de la huella de carbono. En este sentido, la implementación de paneles bifaciales en la Universidad Nacional del Santa podría contribuir a los objetivos de sostenibilidad institucional.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- En este contexto, los paneles bifaciales demostraron un impacto energético mayor y estadísticamente significativo, con un incremento del 5.34% en comparación con los paneles monofaciales. Asimismo, se destacó que su implementación permitió reducir el costo nivelado de la energía (LCOE) y generar un mayor ahorro en términos de emisiones de CO₂ evitadas, lo que refuerza su viabilidad tanto desde el punto de vista económico como ambiental.
- El análisis de las condiciones ambientales y las características técnicas del entorno del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa, permiten la instalación de paneles bifaciales debido a su capacidad de captar radiación reflejada y optimizar la generación de energía.
- La comparación de simulaciones de los indicadores técnicos de los paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales utilizando el software especializado PVsyst 8.0.7., revelan que los paneles bifaciales presentan un rendimiento final del sistema PR superior en un 5.34 % respecto a los paneles monofaciales.
- Al comparar los indicadores económicos de ambas tecnologías, se concluye que los paneles bifaciales presentan un Costo Nivelado de Energía (LCOE) menor en un 2.71% y un retorno de inversión más atractivo en comparación con los paneles monofaciales.
- Se evaluó la sensibilidad económica de los sistemas fotovoltaicos propuestos, los resultados permiten afirmar que se minimiza el costo nivelado de la energía siendo de 0.5379 S/kWh, mientras que el periodo de recuperación de la inversión se reduce hasta 6.7 años, para el sistema fotovoltaico bifacial de 15 kWp.
- Se cuantificó la reducción de emisiones de CO₂ asociada a cada tecnología, los resultados revelan que los paneles bifaciales permiten una mayor reducción de emisiones de CO₂, hasta un 11.98% más, lo que refuerza su viabilidad como alternativa sostenible para la transición energética en instituciones educativas.

5.2. RECOMENDACIONES

- La Universidad Nacional del Santa debe adoptar una estrategia de transición hacia paneles bifaciales en sus edificaciones, priorizando áreas con mayor incidencia de radiación y menor sombra.
- Se recomienda realizar estudios económicos adicionales para evaluar la escalabilidad de la implementación de paneles bifaciales en otras infraestructuras de la universidad.
- Es necesario establecer un plan de monitoreo y mantenimiento preventivo para garantizar el óptimo desempeño de los sistemas fotovoltaicos y prolongar su vida útil.
- Recomendamos desarrollar programas de concienciación y capacitación para estudiantes y personal de la universidad sobre el impacto positivo de la energía solar y su papel en la sostenibilidad.
- Se debe buscar alianzas estratégicas con el sector público y privado para obtener financiamiento y apoyo técnico que facilite la implementación de tecnologías solares en el campus.

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES

- Abou, Y., Hossain, E. & Hossain, E. (2022). *Photovoltaic systems: fundamentals and applications* [Sistemas fotovoltaicos: fundamentos y aplicaciones]. Springer.
- Aksoy, M. & Çalik, M. (2022). Performance investigation of bifacial photovoltaic panels at different ground conditions [Investigación del rendimiento de paneles fotovoltaicos bifaciales en diferentes condiciones de suelo]. *Konya Journal of Engineering Sciences*, 10(3), 704-718. <https://doi.org/10.36306/konjes.1116729>
- Bojek, P. (2023). *Solar PV* [Energía solar fotovoltaica]. IEA. <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>
- Cruz, E. (2022). Antamina: Comunidades en Huarmey se benefician con paneles solares. *Rumbo Minero*. <https://www.rumbominero.com/peru/antamina-comunidades-huarmey-paneles-solares/>
- Espinoza, F. (2023). *Generación energética sostenible con paneles solares monofaciales y bifaciales en la Universidad Nacional Toribio Rodríguez de Mendoza de Amazonas* [Tesis doctoral, Universidad Nacional Toribio Rodríguez de Mendoza de Amazonas]. Repositorio de la Universidad Nacional Toribio Rodríguez de Mendoza de Amazonas. <https://repositorio.untrm.edu.pe/handle/20.500.14077/3064>
- Estrada, W. (2022). *Estudio de viabilidad económica y técnica para la construcción de la central solar fotovoltaica de 10 MW* [Tesis de grado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio Institucional Universidad Nacional de Ingeniería. <http://hdl.handle.net/20.500.14076/23824>
- García, M., Quispe, G., Zamudio, M., Conde, L., Angulo, J., Berastain, A. & Töfflinger, J. (2023). Outdoor IV characterization of tilted and vertical bifacial PV modules [Caracterización exterior IV de módulos fotovoltaicos bifaciales inclinados y verticales]. *Journal of Physics: Conference Series IOP Publishing*, 2538(1), 012002. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2538/1/012002>
- Gonzales, F. (2023). *Análisis experimental del rendimiento de un módulo fotovoltaico bifacial a diferentes ángulos de inclinación e irradiancia* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Juliaca]. Repositorio UNAJ. <http://repositorio.unaj.edu.pe/handle/UNAJ/301>

- Google Maps (2025). *Google Maps*. <https://www.google.com/maps?authuser=0>
- Hernández, R. y Mendoza, C. (2018). *Metodología de la investigación: las rutas: cuantitativa, cualitativa y mixta*. Mc Graw Hill educación. <http://repositorio.uasb.edu.bo:8080/handle/54000/1292>
- International Energy Agency (2023), *Latin America Energy Outlook 2023* [Perspectivas energéticas de América Latina 2023]. IEA. <https://www.iea.org/reports/latin-america-energy-outlook-2023>
- International Energy Agency (2023), *World Energy Outlook 2023* [Perspectivas de la energía en el mundo 2023]. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- International Energy Agency: Photovoltaic Power Systems Programme (2023). *Trends in PV Applications 2023* [Tendencias en aplicaciones fotovoltaicas 2023]. https://iea-pvps.org/trends_reports/trends-2023/
- Jäger-Waldau, A. (2023). Snapshot of Photovoltaics– May 2023 [Fotovoltaica - Mayo de 2023]. *EPJ Photovoltaics*, 14(23), 1-9. <https://doi.org/10.1051/epjpv/2023016>
- Kahar, N., Azhan, N., Alhamrouni, I., Zulkifli, M., Sutikno, T. & Jusoh, A. (2023). Comparative analysis of grid-connected bifacial and standard mono-facial photovoltaic solar systems [Análisis comparativo de sistemas solares fotovoltaicos bifaciales conectados a la red y monofaciales estándar]. *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, 12(4), 1993-2004. <https://doi.org/10.11591/eei.v12i4.5072>
- Khan, M., Patel, M., Asadpour, R., Imran, H., Butt, N., & Alam, M. (2021). A review of next generation bifacial solar farms: predictive modeling of energy yield, economics, and reliability [Revisión de la próxima generación de huertos solares bifaciales: modelización predictiva del rendimiento energético, la economía y la fiabilidad]. *Journal of Physics D: Applied Physics*, 54(32), 323001. <https://doi.org/10.1088/1361-6463/abfce5>
- Kopecek, R., & Libal, J. (2018). Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics [Hacia la implantación a gran escala de la fotovoltaica bifacial]. *Nat Energy*, 3, 443–446. <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0178-0>

- Kopecek, R., & Libal, J. (2021). Bifacial photovoltaics 2021: Status, opportunities and challenges [Fotovoltaica bifacial 2021: Situación, oportunidades y retos]. *Energies*, 14(8), 2076. <https://doi.org/10.3390/en14082076>
- Kumar, R., Rajoria, C. S., Sharma, A., & Suhag, S. (2021). Design and simulation of standalone solar PV system using PVsyst Software: A case study [Diseño y simulación de un sistema solar fotovoltaico autónomo mediante el software PVsyst: Un estudio de caso]. *Materials Today: Proceedings*, 46, 5322–5328. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.08.785>
- Kumbaroğlu, G., Çamlıbel, M., & Avcı, C. (2021). Techno-economic comparison of bifacial vs monofacial solar panels [Comparación técnico-económica entre paneles solares bifaciales y monofaciales]. *Engineering Structures and Technologies*, 13(1), 7–18. <https://doi.org/10.3846/est.2021.17181>
- La República (5 de abril de 2022). Programa fotovoltaico logró electrificar a zonas rurales de La Libertad, Cajamarca y Áncash. *La República*. <https://larepublica.pe/nota-de-prensa/2022/04/05/programa-fotovoltaico-logro-electrificar-a-zonas-rurales-de-la-libertad-cajamarca-y-ancash>
- Lozada, J. (2014). Investigación Aplicada: Definición, Propiedad Intelectual e Industria. *CienciAmérica*, 3(1), 47–50. <https://cienciamerica.edu.ec/index.php/uti/article/view/30>
- Milla, A. (26 de junio de 2023). Enel X pone en marcha primera planta solar en instalaciones de Siderperu. *Gestión*. <https://gestion.pe/economia/empresas/enel-x-pone-en-marcha-primera-planta-solar-en-instalaciones-de-siderperu-noticia/>
- Mohammad, A. & Mahjabeen, F. (2023). Revolutionizing solar energy: The impact of artificial intelligence on photovoltaic systems. *International Journal of Multidisciplinary Sciences and Arts*, 2(1), 117-127. <https://jurnal.itscience.org/index.php/ijmdsa/article/view/2599>
- Ñaupas, H., Valdivia, M., Palacios, J., y Romero, H. (2018). *Metodología de la investigación cuantitativa-cualitativa y redacción de la tesis*. Ediciones de la U.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2023). *Compendio de proyectos de generación y transmisión eléctrica en construcción*. OSINERGMIN. <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/proyectos/publicaciones>

- Perpiñán, O. (2023). Energía Solar Fotovoltaica. <http://oscarperpinan.github.io/esf/>
- Prasad, M. & Prasad, R. (2023). Bifacial vs monofacial grid-connected solar photovoltaic for small islands: A case study of Fiji [Energía solar fotovoltaica conectada a la red bifacial frente a monofacial para islas pequeñas: El caso de Fiji]. *Renewable Energy*, 203, 686-702. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.12.068>
- PVsyst (2023). PVsyst software. <https://www.pvsyst.com/>
- Raina, G., & Sinha, S. (2022). A holistic review approach of design considerations, modelling, challenges and future applications for bifacial photovoltaics [Un enfoque de revisión holística de las consideraciones de diseño, modelización, retos y aplicaciones futuras de la fotovoltaica bifacial]. *Energy Conversion and Management*, 271(2022), 116290. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116290>
- Sánchez-Pantoja, N., Vidal, R. & Pastor, M. C. (2018). Aesthetic impact of solar energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 98, 227-238. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.021>
- Satpathy, R. & Pamuru, V. (2020). *Solar PV power: design, manufacturing and applications from sand to systems* [Energía solar fotovoltaica: diseño, fabricación y aplicaciones, de la arena a los sistemas]. Academic Press.
- Universidad Nacional de Santa (2021). *Áreas y líneas de investigación UNS 2021*. RESOLUCIÓN N° 110-2021-CU-R-UNS. <https://www.uns.edu.pe/transparencia/recursos/2f8d9f0745b671d9f0ccced1366f9f43.pdf>
- Universidad Nacional del Santa (2024). *Reglamento general de grados y títulos*. RESOLUCIÓN N° 337-2024-CU-R-UNS. <https://www.uns.edu.pe/transparencia/recursos/035f8a4d6e54b215123ab3b6020bfa48.%20580-2022-CU.pdf>
- Zhong, J., Zhang, W., Xie, L., Zhao, O., Wu, X., Zeng, X., & Guo, J. (2023). Development and challenges of bifacial photovoltaic technology and application in buildings: A review [Desarrollo y retos de la tecnología fotovoltaica bifacial y su aplicación en edificios: Una revisión]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 187(2023), 113706. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113706>

VII. ANEXOS

Anexo 1: Matriz de Consistencia

Análisis comparativo entre la eficiencia energética con paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales en la Universidad Nacional del Santa

Problema	Objetivos	Hipótesis	Variable	Dimensiones	Indicadores
¿En qué porcentaje una tecnología de paneles fotovoltaicos maximiza el impacto energético para satisfacer las demandas energéticas del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa?	Objetivo General: Analizar el impacto energético de las tecnologías de paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales para satisfacer las demandas energéticas del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa. Objetivos Específicos: – Analizar las condiciones ambientales y las características técnicas del entorno del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa. – Comparar simulaciones de los indicadores técnicos de los paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales utilizando el software especializado PVsyst 7.4.8. – Comparar los indicadores económicos de ambas tecnologías. – Evaluar la sensibilidad económica de los sistemas fotovoltaicos propuestos. – Cuantificar la reducción de emisiones de CO₂ asociada a cada tecnología.	Los paneles fotovoltaicos bifaciales presentan un impacto energético superior en un 15%, en comparación con la tecnología de los paneles fotovoltaicos monofaciales, para satisfacer las demandas energéticas del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa.	V.I.: Panel fotovoltaico	Panel fotovoltaico monofacial	Número de paneles
					Área del arreglo fotovoltaico
					Peso total
					Nivel sobre el suelo
			Panel fotovoltaico	Panel fotovoltaico bifacial	Número de paneles
					Área del arreglo fotovoltaico
					Peso total
					Nivel sobre el suelo
			V.D.: Impacto energético	Componente técnico	Rendimiento final del sistema PR
					Fracción solar SF
					Producción del sistema
					Producción específica
				Componente económico	Valor actual neto
					Tasa interna de retorno
					Periodo de recuperación de inversión
					Costo nivelado de energía
				Componente ambiental	Emisiones de CO ₂ generadas
					Emisiones de CO ₂ reemplazadas

Marco teórico	Metodología	Población y muestra	Técnicas e instrumentos para la recolección de datos	Técnicas de procesamiento y análisis de los resultados
Antecedentes: Internacionales: – M. Prasad & R. Prasad (2023) – Kahar et al. (2023) – Aksoy & Çalik (2022) – Kumbaroğlu et al. (2021) Nacionales: – Espinoza (2023) – García et al. (2023) – Gonzales (2023) – Estrada (2022) Marco Conceptual: – Energía solar fotovoltaica – Tecnología de la celda solar – Paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales – Funcionamiento de los paneles bifaciales – Albedo – Software PVsyst	Tipo: Aplicada (Lozada, 2014). Preexperimental (Hernández y Mendoza, 2018). Diseño: El diseño de la investigación, según Ñaupas et al. (2018) es el descriptivo comparativo. $M_1 \longrightarrow O_1$ $M_2 \longrightarrow O_2 \text{ donde } O_1 \cong / \neq O_2$ Donde: M₁: Muestra de los paneles fotovoltaicos monofaciales M₂: Muestra de los paneles fotovoltaicos bifaciales O₁: Observación del impacto energético de la muestra 1 O₂: Observación del impacto energético de la muestra 2	Población: Paneles fotovoltaicos de diferentes tecnologías de aprovechamiento de la energía solar. Muestra: Paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales. Muestreo: No probabilístico por conveniencia.	Técnicas: – Análisis documental – Observación – Procesamiento Instrumentos: – Guía de revisión documental – Ficha de observación – Recibos de electricidad – Software PVsyst 8.0.7.	Técnicas: – Procesamiento – Simulación Instrumentos: – Hojas de cálculo de Microsoft Excel – Documento de Microsoft Word – Archivos de AutoCAD – Software PVsyst 8.0.7.

Anexo 2: Matriz de operacionalización de las variables

Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Escala de medida
V.I.: Panel fotovoltaico	Un panel fotovoltaico se configura como un conjunto organizado mediante disposiciones en serie y paralelo de celdas solares protegidas físicamente de la intemperie y aisladas eléctricamente del exterior, aportando rigidez mecánica al conjunto (Perpiñán, 2023).	Se divide en dos dimensiones: panel fotovoltaico monofacial y panel fotovoltaico bifacial	Panel fotovoltaico monofacial	Número de paneles	Escala de razón
				Área del arreglo fotovoltaico	Escala de razón
				Peso total	Escala de razón
				Nivel sobre el suelo	Escala de razón
			Panel fotovoltaico bifacial	Número de paneles	Escala de razón
				Área del arreglo fotovoltaico	Escala de razón
				Peso total	Escala de razón
				Nivel sobre el suelo	Escala de razón
V.D.: Impacto energético	Implica evaluar la eficiencia de las tecnologías energéticas, los costos y beneficios económicos asociados, así como los efectos en el medio ambiente, incluyendo emisiones de gases contaminantes y el uso de recursos naturales (Mohammad & Mahjabeen, 2023; Sánchez-Pantoja et al., 2018).	Se divide en dos dimensiones: componente técnico, componente económico y componente ambiental.	Componente técnico	Rendimiento final del sistema PR	Escala de razón
				Fracción solar SF	Escala de razón
				Producción del sistema anual	Escala de razón
				Producción específica anual	Escala de razón
			Componente económico	Valor actual neto	Escala de razón
				Tasa interna de retorno	Escala de razón
				Periodo de recuperación de inversión	Escala de razón
				Costo nivelado de energía	Escala de razón
			Componente ambiental	Emisiones de CO ₂ generadas	Escala de razón
				Emisiones de CO ₂ reemplazadas	Escala de razón

Anexo 3: Ficha de observación



UNIVERSIDAD NACIONAL
DEL SANTA



ESCUELA PROFESIONAL
DE INGENIERÍA EN
ENERGÍA

Ficha de observación	
Propósito: Recoger información sobre las características físicas y ambientales del entorno del Edificio Administrativo del Campus I de la Universidad Nacional del Santa para la instalación de paneles fotovoltaicos.	
Nombre de la tesis:	Análisis comparativo entre la eficiencia energética con paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales en la Universidad Nacional del Santa
Autor:	Bachiller Toribio Arroyo Diego
Asesor:	Dr. Arangurí Cayetano Denis Javier

Parámetro	Descripción/Observación	Notas
Fecha de observación		
Ubicación exacta (Latitud/Longitud)		
Tipo de superficie	- Césped - Concreto - Arena - Tierra - Otros (especificar)	
Estado de la superficie	- Limpia - Sucia - Desgastada - Cubierta con vegetación	
Área disponible para instalación (m²)		
Obstáculos potenciales	- Árboles - Edificios - Sombras constantes - Otros (especificar)	
Orientación principal	- Norte - Sur - Este - Oeste	
Inclinación del terreno	- Plana - Inclinada (grados de inclinación)	
Presencia de estructuras reflectantes	- Edificios - Vidrio - Metal - Otros (especificar)	
Observaciones adicionales		

Facultad de Ingeniería

Escuela Profesional de Ingeniería en Energía

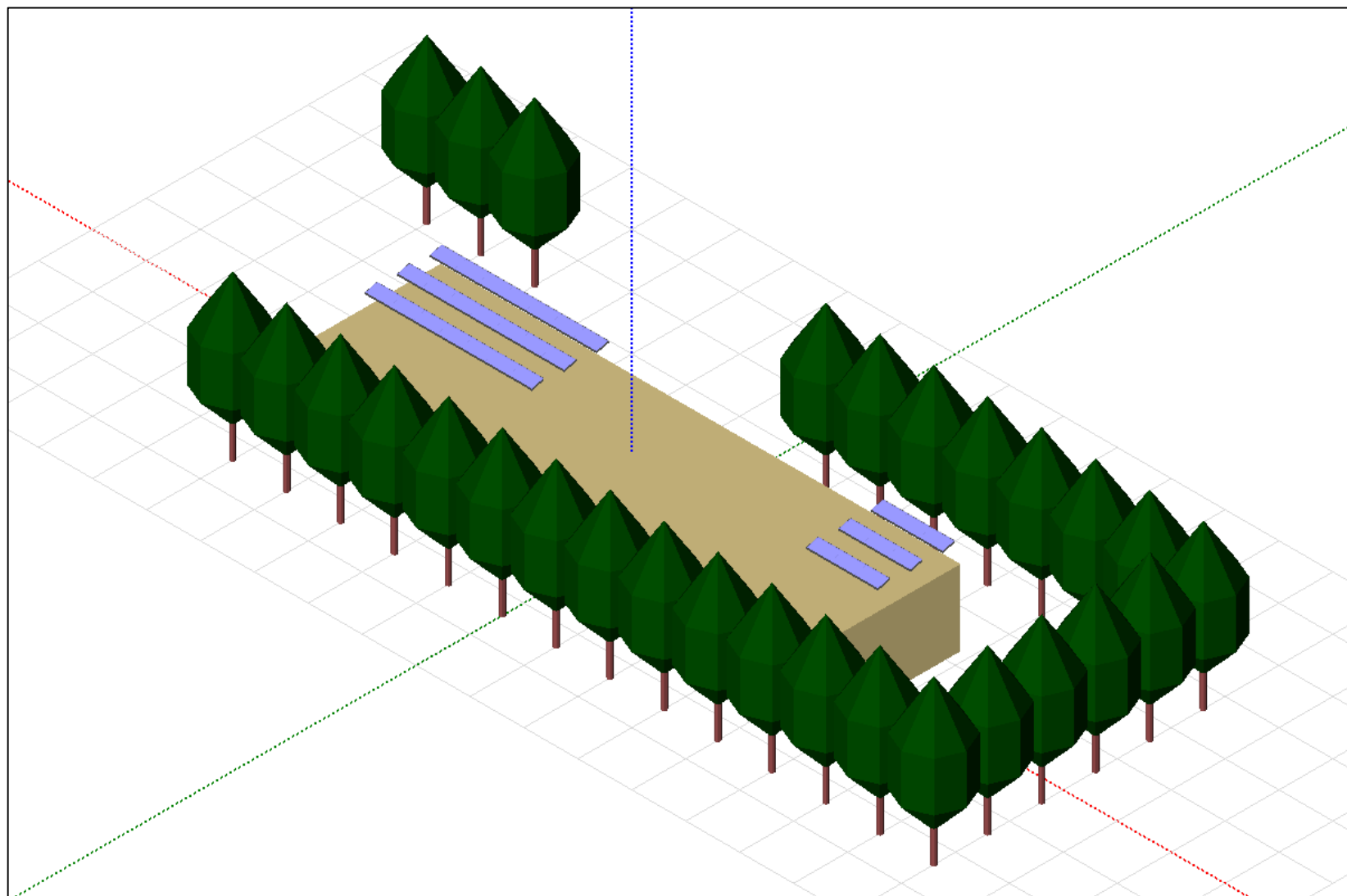
Tesis para obtener el Título Profesional de Ingeniero en Energía

- 1) Nombres y Apellidos:
Bachiller Toribio Arroyo, Diego
- 2) Título del informe final de Tesis: **Análisis comparativo entre la eficiencia energética con paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales en la Universidad Nacional del Santa.**
- 3) Evaluación del Contenido: El informe final de Tesis para título reúne las condiciones metodológicas de la investigación científica y está en conformidad con el artículo 64° del Reglamento General de Grados y Títulos vigente de la Universidad Nacional del Santa (Resolución N° 337-2024-CU-R-UNS), concluyéndose que el tesista ha elaborado el informe final de Tesis dentro de las líneas de investigación que promueve la Escuela Académico Profesional de Ingeniería en Energía (E.P.I.E.).
- 4) Observaciones: Ninguna
- 5) Certificación de Aprobación: En calidad de asesor certifico la aprobación del informe final de Tesis para Título.

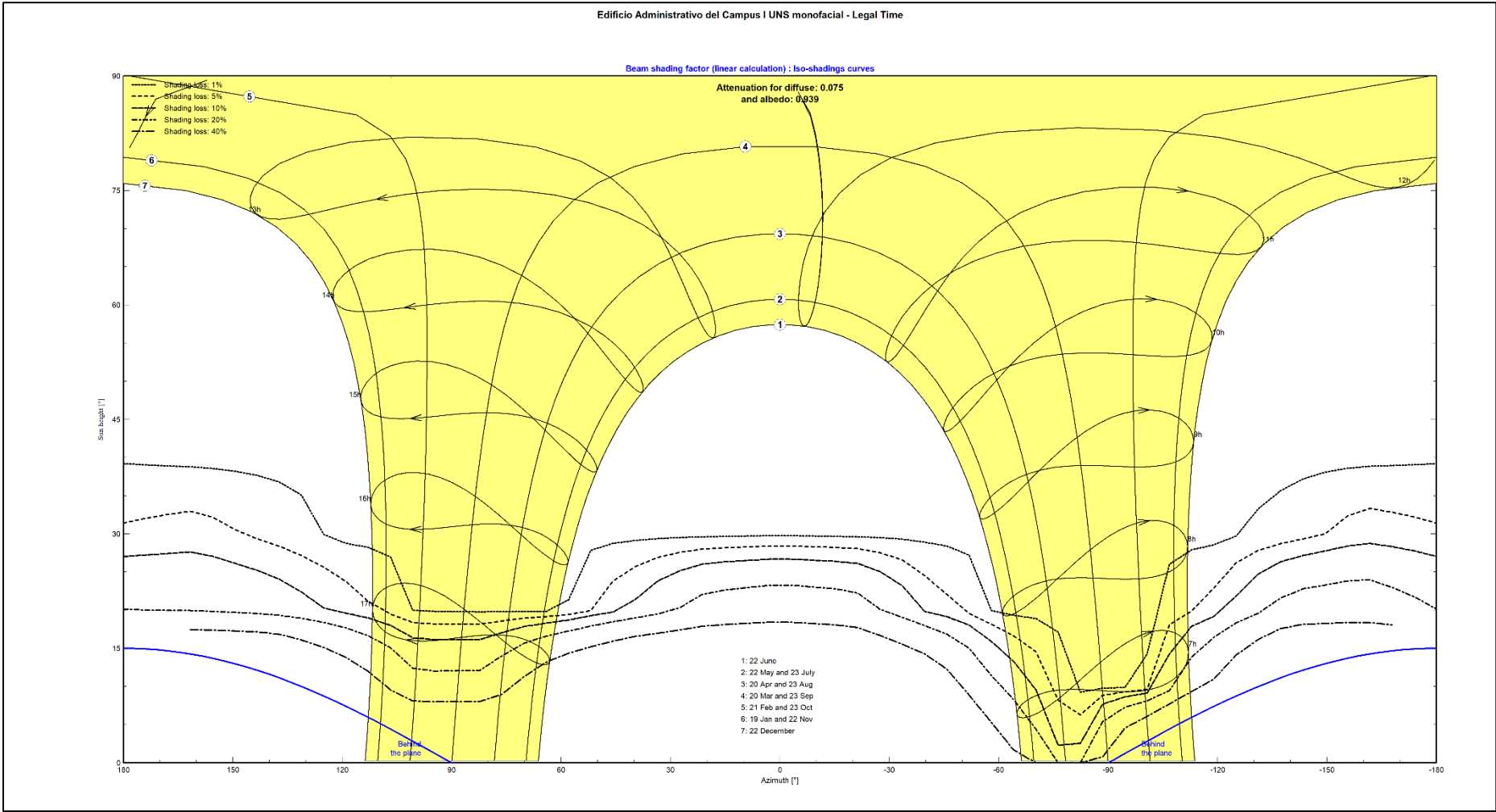
Fecha: 25/08/2025

Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano
Asesor
DNI: 42009679

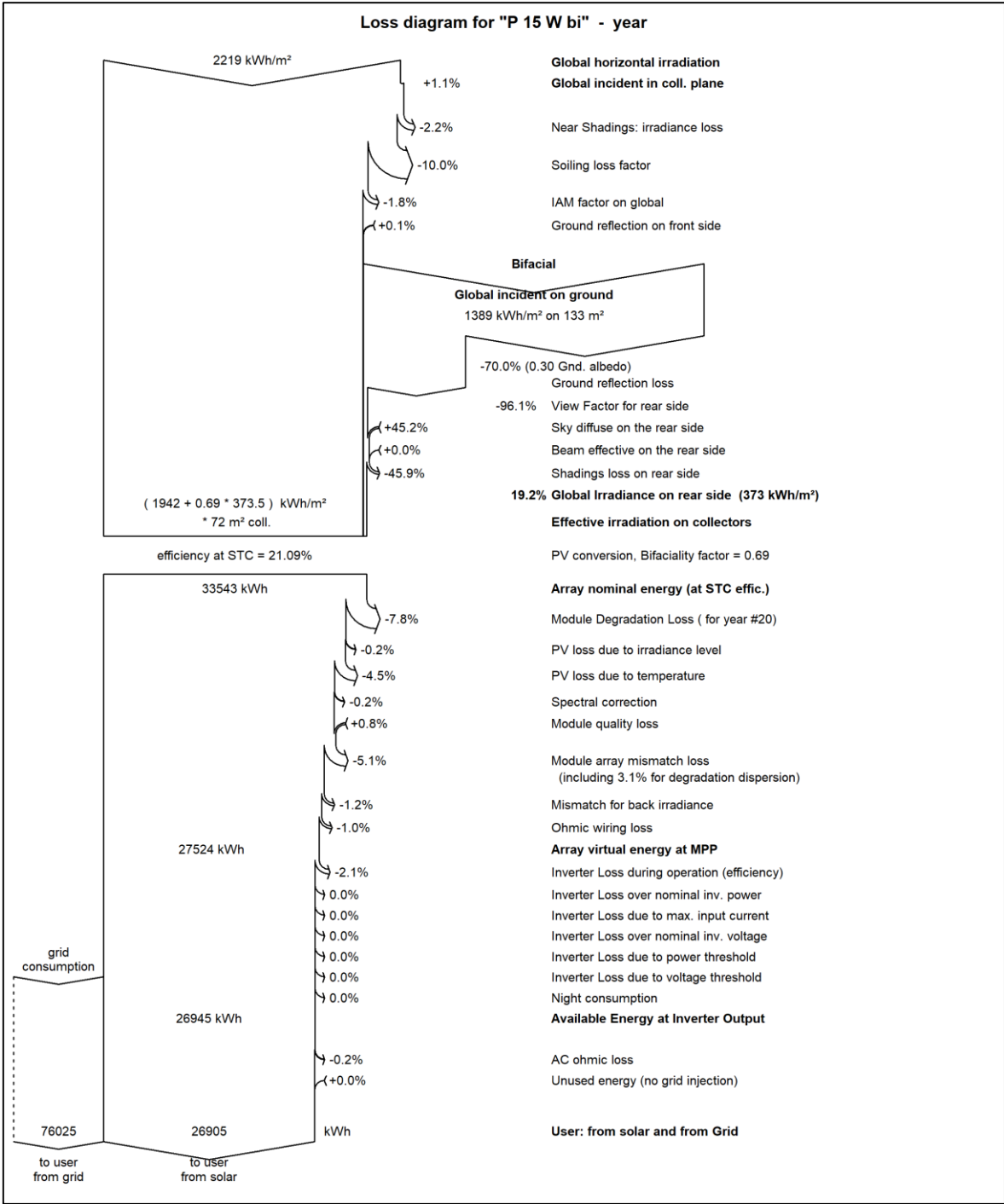
Anexo 5: Render de sombreados cercanos



Anexo 6: Diagrama de sombreado



Anexo 7: Diagrama de sankey del sistema



Anexo 8: Balance energético y resultados principales

P 15 W bi Balances and main results										
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	EUnused	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	212.4	71.03	22.42	193.1	166.3	2375	8742	2319	-0.356	6423
February	184.2	72.33	23.32	175.4	151.6	2132	7896	2083	-0.327	5813
March	210.6	69.78	23.07	212.3	184.6	2565	8742	2506	-0.376	6236
April	184.0	64.07	21.18	196.5	170.8	2386	8460	2331	-0.365	6129
May	176.4	51.91	20.54	198.7	174.0	2431	8742	2376	-0.394	6366
June	153.3	54.92	19.50	175.5	152.8	2161	8460	2113	-0.392	6347
July	160.6	56.99	19.17	182.4	157.9	2232	8742	2183	-0.405	6559
August	157.6	71.42	18.71	169.9	146.7	2086	8742	2041	-0.399	6701
September	167.9	69.35	18.36	172.2	148.9	2114	8460	2066	-0.365	6394
October	199.7	79.31	18.86	193.9	167.4	2390	8742	2338	-0.372	6404
November	199.1	77.75	19.39	183.2	157.3	2276	8460	2226	-0.360	6234
December	213.6	73.05	20.83	191.0	164.1	2377	8742	2324	-0.372	6418
Year	2219.5	811.92	20.43	2244.1	1942.2	27524	102930	26905	-4.483	76025

Anexo 9: Necesidades del usuario y uso energético

P 15 W bi					
Energy use and User's needs					
	E_Avail	E_User	E_Grid	SolFrac	PR
	kWh	kWh	kWh	ratio	ratio
January	2319	8742	0.000	0.265	0.801
February	2083	7896	0.000	0.264	0.792
March	2506	8742	0.000	0.287	0.787
April	2331	8460	0.000	0.276	0.791
May	2376	8742	0.000	0.272	0.797
June	2113	8460	0.000	0.250	0.803
July	2183	8742	0.000	0.250	0.798
August	2041	8742	0.000	0.233	0.801
September	2066	8460	0.000	0.244	0.800
October	2338	8742	0.000	0.267	0.804
November	2226	8460	0.000	0.263	0.810
December	2324	8742	0.000	0.266	0.811
Year	26905	102930	0.000	0.261	0.799

Anexo 10: Reporte PVsyst sistema óptimo



PVsyst V8.0.7

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

Sheds on a building

System power: 15.00 kWp

Edificio Administrativo del Campus I UNS - Peru

Author

Universidad Nacional del Santa (Peru)



Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

Universidad Nacional del Santa (Peru)

Project summary

Geographical Site

Edificio Administrativo del Campus I UNS
Peru

Situation

Latitude -9.12 °S
Longitude -78.52 °W
Altitude 44 m
Time zone UTC-5

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Edificio Administrativo del Campus I UNS
Meteonorm 8.2 (2016-2021), Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 20

Sheds on a building

Orientation #1

Fixed plane
Tilt/Azimuth 15 / 0 °

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Daily profile
Constant over the year
Average 282 kWh/Day
No grid reinjection

System information

PV Array

Nb. of modules 30 units
Pnom total 15.00 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Pnom total 13.00 kWac
Pnom ratio 1.154

Results summary

Produced Energy 26905 kWh/year
Used Energy 102930 kWh/year

Specific production 1794 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 79.93 %
Solar Fraction SF 26.14 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Detailed User's needs	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Aging Tool	10
Single-line diagram	11
Cost of the system	12
Financial analysis	13
CO ₂ Emission Balance	16



Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

Universidad Nacional del Santa (Peru)

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane
Tilt/Azimuth 15 / 0 °

Sheds on a building

Sheds configuration

Nb. of sheds 6 units
Identical arrays
Shading limit angle
Limit profile angle 8.6 °

Sizes

Sheds spacing 3.00 m
Collector width 1.10 m
Average GCR 36.7 %
Top inactive band 0.02 m
Bottom inactive band 0.02 m

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

Bifacial system definition

Orientation #1
Bifacial system

Model Unlimited Sheds 2D Model

Bifacial model geometry
Sheds spacing 3.00 m
Sheds width 1.12 m
Limit profile angle 8.6 °
GCR 37.4 %
Height above ground 1.50 m
Nb. of sheds 3 units

Bifacial model definitions

Ground albedo 0.30
Bifaciality factor 69 %
Rear shading factor 5.0 %
Rear mismatch loss 10.0 %
Shed transparent fraction 0.0 %

User's needs

Daily profile
Constant over the year
Average 282 kWh/Day
No grid reinjection

Hourly load	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	23.00	23.00	23.00	23.00	kW
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	kW

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-DEG18MC-20-(II)-500-Bifacial
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 500 Wp
Number of PV modules 30 units
Nominal (STC) 15.00 kWp
Modules 2 string x 15 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 13.91 kWp
U mpp 570 V
I mpp 24 A

Inverter

Manufacturer Generic
Model S5-GR3P13K
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 13.0 kWac
Number of inverters 2 * MPPT 50% 1 unit
Total power 13.0 kWac
Operating voltage 160-1000 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.15
No power sharing between MPPTs



Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

Universidad Nacional del Santa (Peru)

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	15 kWp	Total power	13 kWac
Total	30 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	72.3 m²	Pnom ratio	1.15

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	10.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	387 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Module average degradation	
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Year no	20
				Loss factor	0.4 %/year
				Imp / Vmp contributions	80% / 20%
				Mismatch due to degradation	
				Imp RMS dispersion	0.4 %/year
				Vmp RMS dispersion	0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

Spectral correction

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0.85914	-0.02088	-0.0058853	0.12029	0.026814	-0.001781

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	0.29 % at STC
Inverter: S5-GR3P13K	
Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 3 x 6 mm²
Wires length	10 m



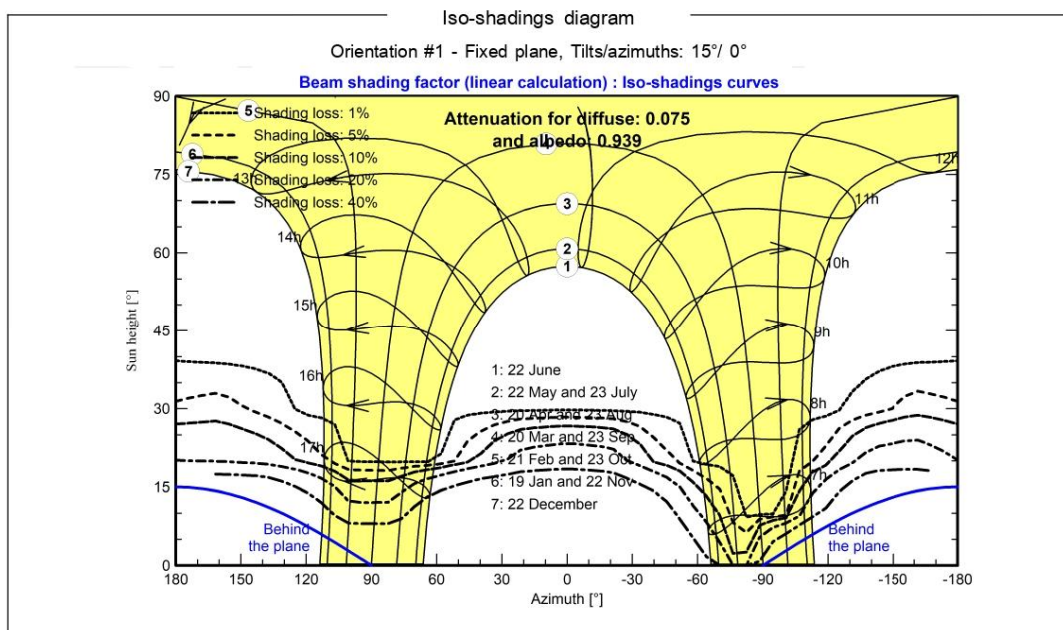
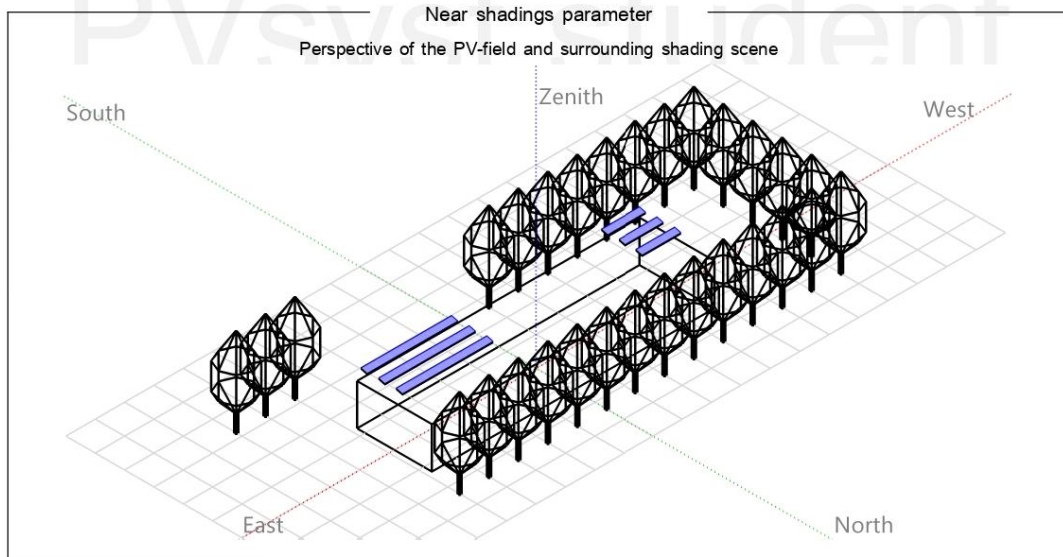
Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

Universidad Nacional del Santa (Peru)





Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

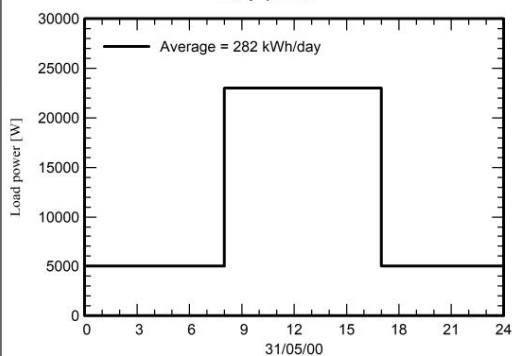
Universidad Nacional del Santa (Peru)

Detailed User's needs

Daily profile, Constant over the year, average = 282 kWh/day

Hourly load	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	23.00	23.00	23.00	23.00	kW
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	kW

Daily profile





Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

Universidad Nacional del Santa (Peru)

Main results

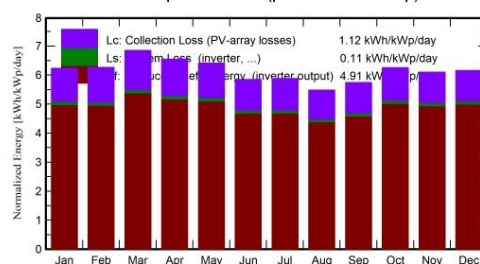
System Production

Produced Energy	26905 kWh/year	Specific production	1794 kWh/kWp/year
Used Energy	102930 kWh/year	Perf. Ratio PR	79.93 %
		Solar Fraction SF	26.14 %

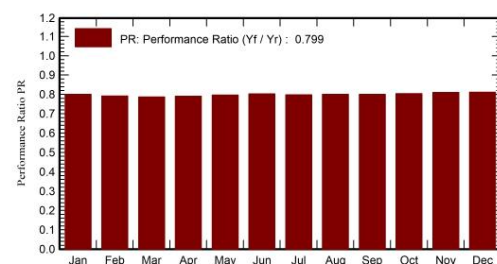
Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	81,300.00 Sol	Annuities	0.00 Sol/yr	Energy cost	0.54 Sol/kWh
Specific	5.42 Sol/Wp	Run. costs	3,595.70 Sol/yr		
		Payback period	6.7 years		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	EUnused MWh	EGrid MWh
January	212.4	71.03	22.42	193.1	166.3	2.37	8.74	2.32	0.000	6.42
February	184.2	72.33	23.32	175.4	151.6	2.13	7.90	2.08	0.000	5.81
March	210.6	69.78	23.07	212.3	184.6	2.56	8.74	2.51	0.000	6.24
April	184.0	64.07	21.18	196.5	170.8	2.39	8.46	2.33	0.000	6.13
May	176.4	51.91	20.54	198.7	174.0	2.43	8.74	2.38	0.000	6.37
June	153.3	54.92	19.50	175.5	152.8	2.16	8.46	2.11	0.000	6.35
July	160.6	56.99	19.17	182.4	157.9	2.23	8.74	2.18	0.000	6.56
August	157.6	71.42	18.71	169.9	146.7	2.09	8.74	2.04	0.000	6.70
September	167.9	69.35	18.36	172.2	148.9	2.11	8.46	2.07	0.000	6.39
October	199.7	79.31	18.86	193.9	167.4	2.39	8.74	2.34	0.000	6.40
November	199.1	77.75	19.39	183.2	157.3	2.28	8.46	2.23	0.000	6.23
December	213.6	73.05	20.83	191.0	164.1	2.38	8.74	2.32	0.000	6.42
Year	2219.5	811.92	20.43	2244.1	1942.2	27.52	102.93	26.91	-0.004	76.02

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	EUnused	Unused energy (no grid injection)
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EGrid	Energy from the grid



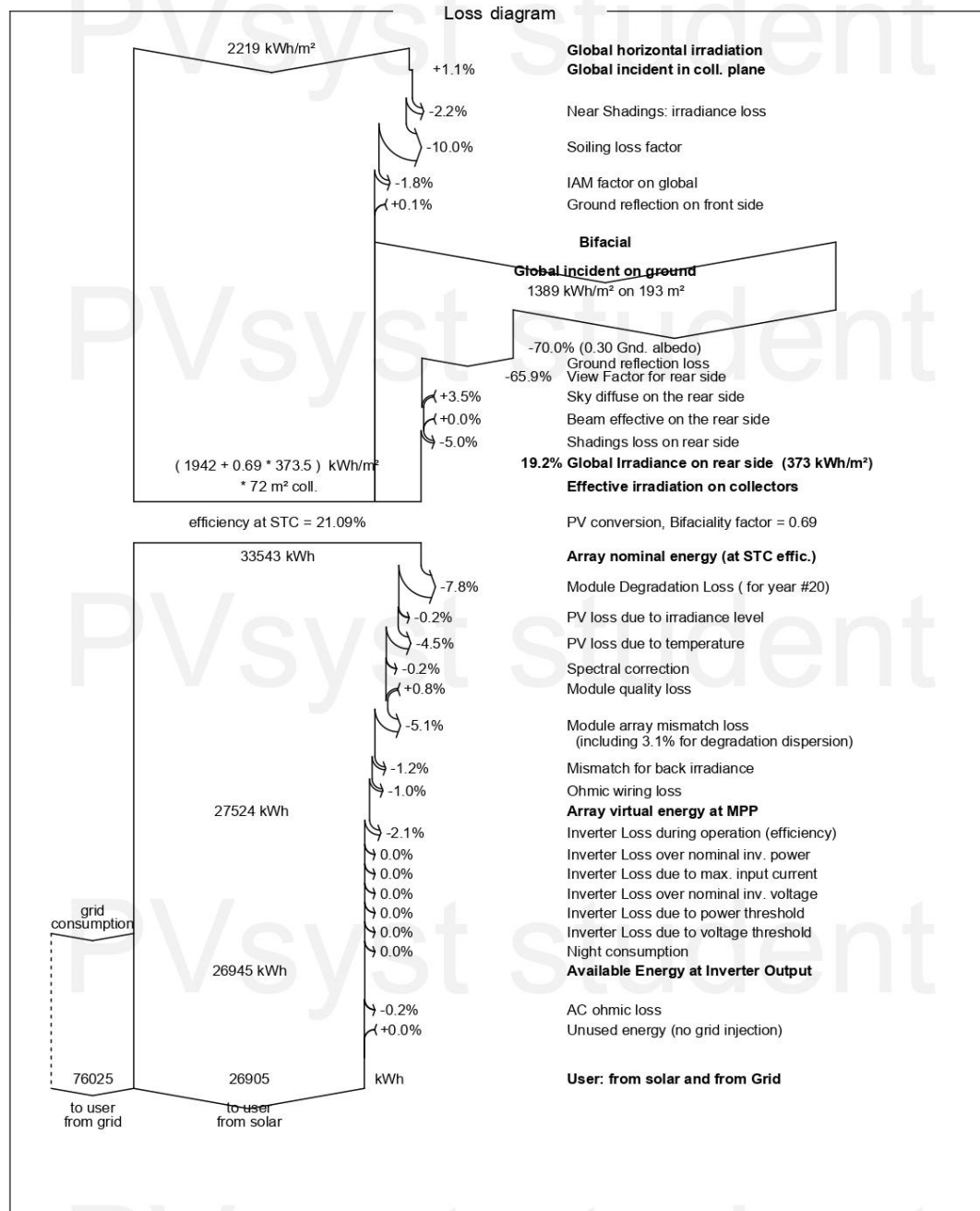
Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

Universidad Nacional del Santa (Peru)





Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

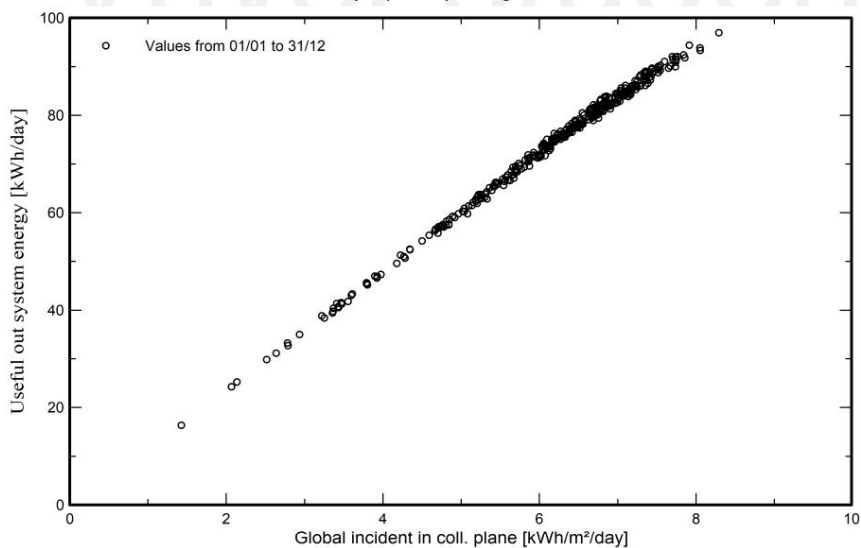
PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

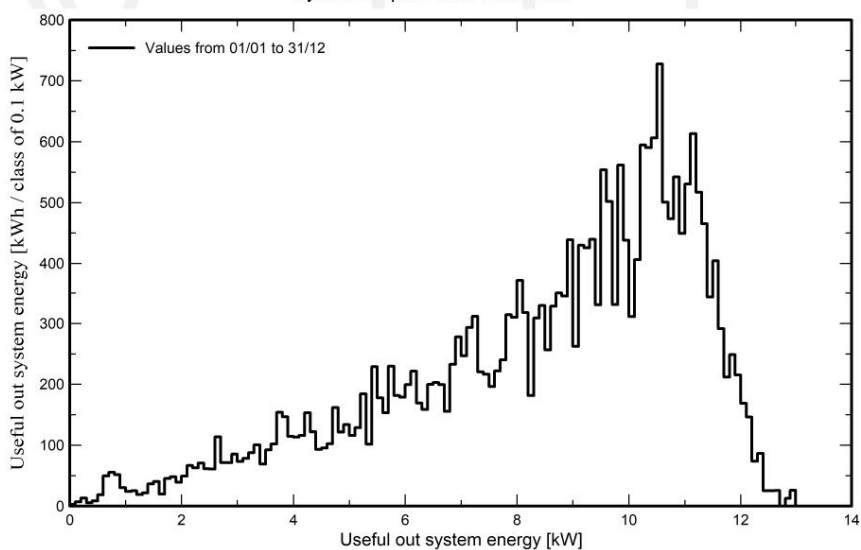
Universidad Nacional del Santa (Peru)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

Universidad Nacional del Santa (Peru)

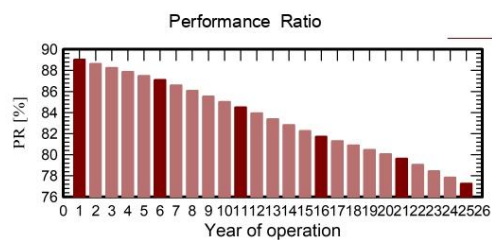
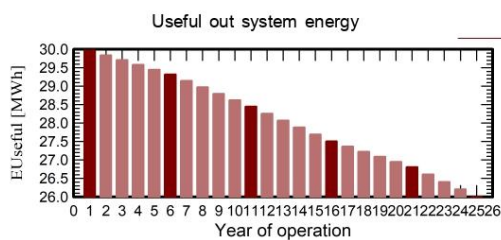
Aging Tool

Aging Parameters

Time span of simulation 20 years
Module average degradation 0.4 %/year
Loss factor

Mismatch due to degradation
Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

Weather data used in the simulation
Edificio Administrativo del Campus I UNS MN82 SYN
Years reference year

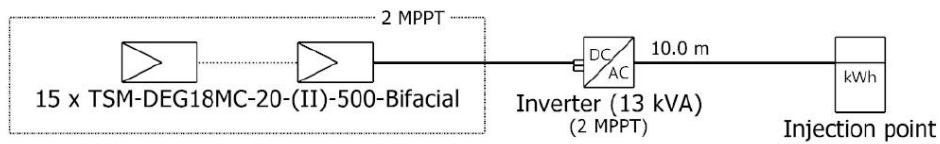


Year	EUseful	PR	PR loss
	MWh	%	%
1	29.97	89.03	-0.22
2	29.84	88.65	-0.65
3	29.71	88.26	-1.08
4	29.58	87.88	-1.51
5	29.45	87.49	-1.94
6	29.32	87.11	-2.37
7	29.15	86.59	-2.95
8	28.97	86.07	-3.53
9	28.80	85.55	-4.12
10	28.62	85.03	-4.70
11	28.45	84.51	-5.28
12	28.26	83.95	-5.91
13	28.07	83.39	-6.53
14	27.88	82.84	-7.16
15	27.70	82.28	-7.78
16	27.51	81.72	-8.41
17	27.37	81.31	-8.87
18	27.23	80.89	-9.34
19	27.09	80.48	-9.80
20	26.95	80.06	-10.26
21	26.81	79.65	-10.73
22	26.61	79.05	-11.40
23	26.41	78.46	-12.07
24	26.21	77.86	-12.74
25	26.01	77.26	-13.41



PVsyst V8.0.7
VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

Single-line diagram



PV module	TSM-DEG18MC-20-(II)-500-Bifacial
Inverter	S5-GR3P13K
String	15 x TSM-DEG18MC-20-(II)-500-Bifacial

Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial
Universidad Nacional del Santa

VCE : P 15 W bi

03/03/25



Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

Universidad Nacional del Santa (Peru)

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost Sol	Total Sol
PV modules			
TSM-DEG18MC-20-(II)-500-Bifacial	30	675.00	20,250.00
Supports for modules	30	200.00	6,000.00
Inverters			
S5-GR3P13K	1	17,910.00	17,910.00
Studies and analysis			
Engineering	1	15,435.00	15,435.00
Installation			
Global installation cost per module	30	91.50	2,745.00
Grid connection	1	18,960.00	18,960.00
		Total	81,300.00
		Depreciable asset	44,160.00

Operating costs

Item	Total Sol/year
Maintenance	
Provision for inverter replacement	315.00
Repairs	2,100.00
Total (OPEX)	2,415.00
Including inflation (4.00%)	3,595.70

System summary

Total installation cost	81,300.00 Sol
Operating costs (incl. inflation 4.00%/year)	3,595.70 Sol/year
Produced Energy	26.9 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.5379 Sol/kWh



Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

Universidad Nacional del Santa (Peru)

Financial analysis

Simulation period
Project lifetime 20 years Start year 2026

Income variation over time
Inflation 4.00 %/year
Production variation (aging) Aging tool results
Discount rate 12.00 %/year

Income dependent expenses
Income tax rate 0.00 %/year
Other income tax 0.00 %/year
Dividends 0.00 %/year

Depreciable assets

Asset	Depreciation method	Depreciation period (years)	Salvage value (Sol)	Depreciable (Sol)
PV modules				
TSM-DEG18MC-20-(II)-500-Bifacial	Straight-line	20	0.00	20,250.00
Supports for modules	Straight-line	20	0.00	6,000.00
Inverters				
S5-GR3P13K	Straight-line	20	0.00	17,910.00
		Total	0.00	44,160.00

Financing

Own funds 81,300.00 Sol

Electricity sale

Feed-in tariff 0.70000 Sol/kWh
Duration of tariff warranty 20 years
Annual connection tax 0.00 Sol/kWh
Annual tariff variation 0.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty 0.00 %

Self-consumption

Consumption tariff 0.70000 Sol/kWh
Tariff evolution +5.0 %/year

Return on investment

Payback period 6.7 years
Net present value (NPV) 82,675.75 Sol
Internal rate of return (IRR) 24.04 %
Return on investment (ROI) 101.7 %



Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

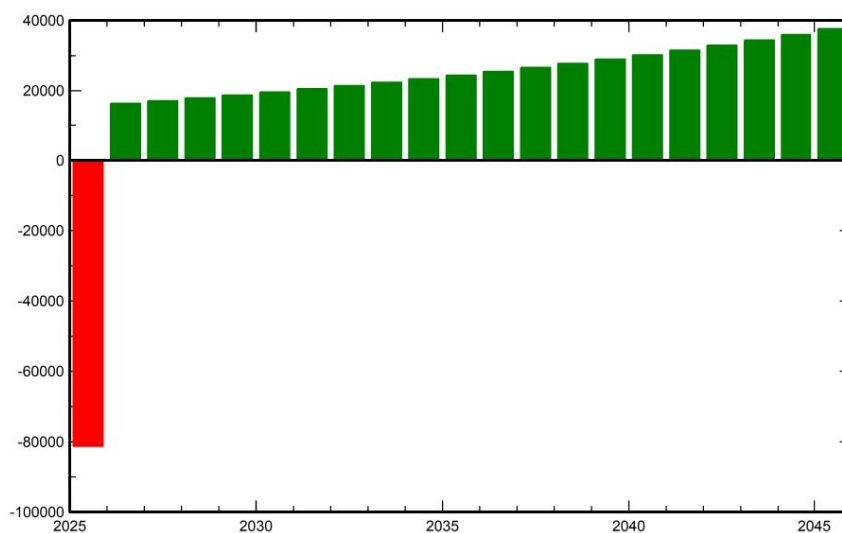
Universidad Nacional del Santa (Peru)

Financial analysis

Detailed economic results (Sol)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
0	0	81,300	0	0	0	0	0	0	-81,300	0.0%
1	0	0	2,415	2,208	0	0	-2,415	18,793	-66,677	18.0%
2	0	0	2,512	2,208	0	0	-2,512	19,648	-53,016	34.8%
3	0	0	2,612	2,208	0	0	-2,612	20,541	-40,255	50.5%
4	0	0	2,717	2,208	0	0	-2,717	21,474	-28,334	65.1%
5	0	0	2,825	2,208	0	0	-2,825	22,449	-17,199	78.8%
6	0	0	2,938	2,208	0	0	-2,938	23,468	-6,798	91.6%
7	0	0	3,056	2,208	0	0	-3,056	24,494	2,900	103.6%
8	0	0	3,178	2,208	0	0	-3,178	25,565	11,941	114.7%
9	0	0	3,305	2,208	0	0	-3,305	26,681	20,371	125.1%
10	0	0	3,437	2,208	0	0	-3,437	27,844	28,229	134.7%
11	0	0	3,575	2,208	0	0	-3,575	29,058	35,555	143.7%
12	0	0	3,718	2,208	0	0	-3,718	30,309	42,380	152.1%
13	0	0	3,866	2,208	0	0	-3,866	31,613	48,739	159.9%
14	0	0	4,021	2,208	0	0	-4,021	32,972	54,663	167.2%
15	0	0	4,182	2,208	0	0	-4,182	34,387	60,182	174.0%
16	0	0	4,349	2,208	0	0	-4,349	35,862	65,322	180.3%
17	0	0	4,523	2,208	0	0	-4,523	37,464	70,120	186.2%
18	0	0	4,704	2,208	0	0	-4,704	39,137	74,597	191.8%
19	0	0	4,892	2,208	0	0	-4,892	40,883	78,776	196.9%
20	0	0	5,088	2,208	0	0	-5,088	42,707	82,676	201.7%
Total	0	81,300	71,914	44,160	0	0	-71,914	585,348	82,676	201.7%

Yearly net profit (Sol)





Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

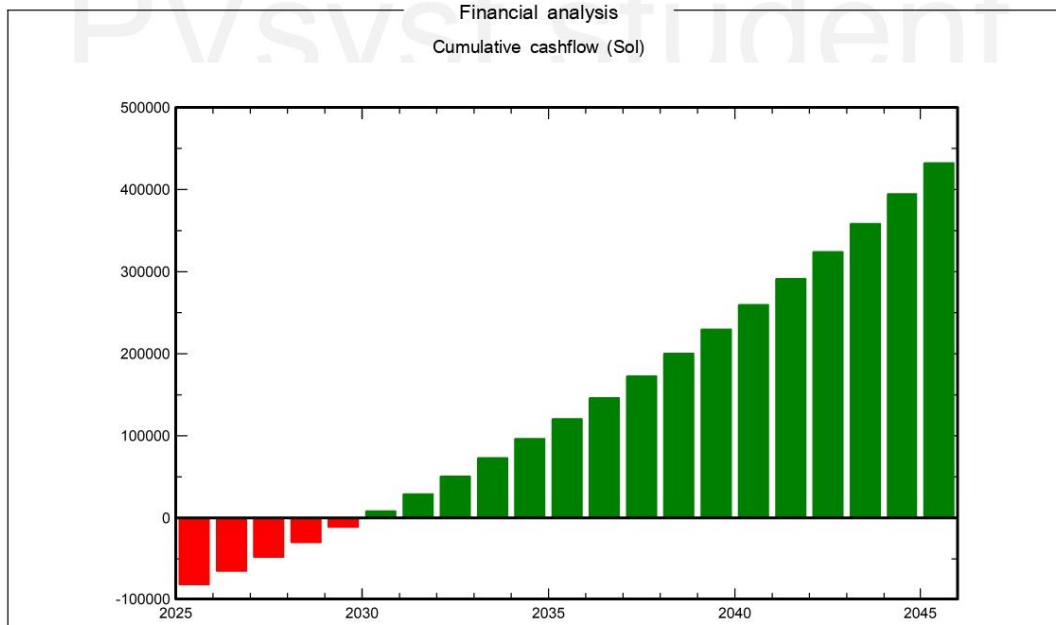
Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

Universidad Nacional del Santa (Peru)

Financial analysis
Cumulative cashflow (Sol)





Project: Edificio Administrativo del Campus I UNS monofacial

Variant: P 15 W bi

PVsyst V8.0.7

VCE, Simulation date:
01/03/25 23:25
with V8.0.7

Universidad Nacional del Santa (Peru)

CO₂ Emission Balance

Total: 101.5 tCO₂

Generated emissions

Total: 26.39 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 140.4 tCO₂

System production: 26.91 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 261 gCO₂/kWh

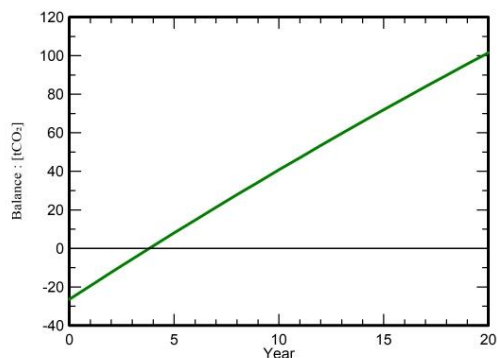
Source: IEA List

Country: Peru

Lifetime: 20 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	15.0 kWp	25691
Supports	1.74 kgCO ₂ /kg	300 kg	522
Inverters	172 kgCO ₂ /units	1.00 units	172

Anexo 11: Ficha técnica módulo fotovoltaico

Mono

Multi

Solutions

THE

Vertex

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

500W+

MAXIMUM POWER OUTPUT

21.0%

MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS

TSM-DEG18MC.20(II)

POWER RANGE

475-505W



**High customer value**

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation; extended 30-year warranty
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment

**High power up to 505W**

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.0% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection

**High reliability**

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load
- Certificated to fire class A

**High energy yield**

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.35%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

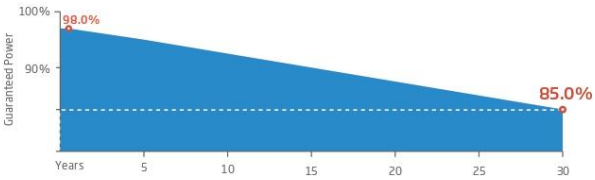
Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL1703
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

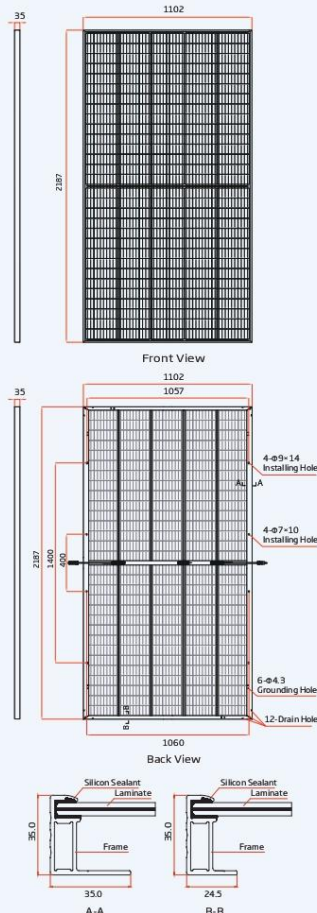
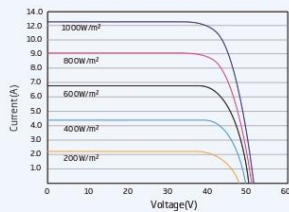
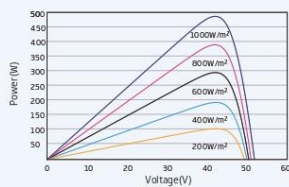


Trina solar

Trina Solar's VERTEX Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Years	Guaranteed Power (%)
0	98.0%
30	85.0%

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

I-V CURVES OF PV MODULE(490 W)

P-V CURVES OF PV MODULE(490W)

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	475	480	485	490	495	500	505
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5						
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	11.34	11.38	11.42	11.45	11.49	11.53	11.56
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.93	11.97	12.01	12.05	12.09	12.13	12.17
Module Efficiency η_m (%)	19.7	19.9	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
 *Measuring tolerance: $\pm 3\%$.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power- P_{MAX} (Wp)	508	514	519	524	530	535	540
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	12.13	12.18	12.22	12.24	12.29	12.34	12.37
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	12.77	12.81	12.85	12.89	12.94	12.98	13.02
Irradiance ratio (rear/front)	10%						

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	360	363	367	371	374	378	382
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.5	39.8	40.0	40.2	40.5	40.8	41.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.09	9.13	9.18	9.21	9.25	9.28	9.33
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	47.7	47.9	48.1	48.3	48.5	48.7	48.8
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.61	9.64	9.67	9.70	9.73	9.77	9.80

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	150 cells
Module Dimensions	2187×1102×35 mm (86.10×43.39×1.38 inches)
Weight	30.1 kg (66.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 280/280 mm (11.02/11.02 inches) Landscape: 2000/2000 mm (78.74/78.74 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C ($\pm 3^\circ\text{C}$)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.35%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	25A

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces
Modules per 40' container: 600 pieces

Anexo 12: Ficha técnica inversor fotovoltaico



S5-GR3P(3-20)K

Inversores trifásicos de conexión a red Solis

Eficiente

- 98.7% de eficiencia máxima
- Corriente de string hasta 16A
- Amplio rango de voltaje y bajo voltaje de arranque

Inteligente

- Soporta el control de exportación de potencia
- Soporta RS485, WiFi, GPRS
- Escanea para registrar en SolisCloud, soporta la actualización y control remoto

Seguro

- IP66
- Protección AFCI, reduce activamente el riesgo de incendio
- Tecnología de estabilización automática de voltaje bajo condiciones de red débil

Económico

- Diseño compacto, instalación y mantenimiento simple
- > Ratio DC/AC del 150%
- Soporta módulos de alta potencia para costos de instalación más bajos

Modelo:

S5-GR3P3K / S5-GR3P4K

S5-GR3P5K / S5-GR3P6K

S5-GR3P8K / S5-GR3P9K

S5-GR3P10K / S5-GR3P12K

S5-GR3P13K / S5-GR3P15K

S5-GR3P20K



Vista 360°



