

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**EVALUACIÓN DEL IMPACTO QUE TIENE EL ALBEDO
SOBRE LA GANANCIA BIFACIAL DE UN MÓDULO
FOTOVOLTAICO**

PRESENTADO POR:

LEON TURCIOS, EDGAR ANTONIO

OCHOA PORTILLO, DAVID ANTONIO

QUITEÑO HERNÁNDEZ, SAÚL EDUARDO

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MAYO DE 2026

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. JUAN ROSA QUINTANILLA

SECRETARIO GENERAL:

LIC. PEDRO ROSALIO ESCOBAR CASTAÑEDA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

MSC. LUIS SALVADOR BARRERA MANCÍA

SECRETARIO:

ARQ. RAÚL ALEXANDER FABIÁN ORELLANA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. WERNER DAVID MELÉNDEZ VALLE

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN PREVIO A LA OPCIÓN AL GRADO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO QUE TIENE EL ALBEDO
SOBRE LA GANANCIA BIFACIAL DE UN MÓDULO
FOTOVOLTAICO**

Presentado por:

LEON TURCIOS, EDGAR ANTONIO
OCHOA PORTILLO, DAVID ANTONIO
QUITEÑO HERNÁNDEZ, SAÚL EDUARDO

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

SAN SALVADOR, MAYO DE 2026

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, viernes 24 de abril de 2026, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 8:30 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Werner David Meléndez Valle
Director


Firma

2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario


Firma

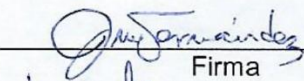


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

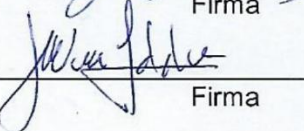
- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS
(Docente Asesor)


Firma

- ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ


Firma

- MSC. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

EVALUACIÓN DEL IMPACTO QUE TIENE EL ALBEDO SOBRE LA GANANCIA BIFACIAL DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

A cargo de los Bachilleres:

- LEÓN TURCIOS EDGAR ANTONIO
- OCHOA PORTILLO DAVID ANTONIO
- QUITENÓ HERNÁNDEZ SAÚL EDUARDO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.4.
(Ocho punto cuatro.)

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS.

Primeramente, agradezco a Dios Todopoderoso, ya que sin Él nada de esto hubiera sido posible. Gracias por brindarme inteligencia, fuerza y, sobre todo, salud en todo momento, permitiéndome alcanzar este importante logro en mi vida.

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mis padres, Zulma Milagro Turcios de León y Ermes Antonio León Alfaro, quienes fueron una pieza clave en toda mi formación académica, desde el principio hasta el final. Gracias por apoyarme en todo momento, tanto emocional como económicamente. Siempre estaré profundamente agradecido por su apoyo incondicional y por cada sacrificio que hicieron durante este proceso.

Agradezco también a mi hermano, Gustavo León, quien me brindó consejos y apoyo a lo largo de mi carrera. De igual manera, agradezco a mis hermanas, Zuleyma León y Verónica León, por alentarme a seguir adelante, motivarme en los momentos difíciles y hacerme entender que, si uno desea alcanzar algo, no debe detenerse hasta conseguirlo, son personas que admiro mucho. Gracias, familia.

También quiero mencionar a mis compañeros de tesis, Saúl Quiteño y David Ochoa, a quienes agradezco por el esfuerzo, compromiso y apoyo brindado durante este proceso. De manera especial, reconozco la constancia, disposición y valiosos aportes de Saúl, quien estuvo presente en momentos importantes del proyecto, contribuyendo con ideas y apoyo para superar las dificultades que se presentaron. A ambos, gracias por formar parte de este logro y por trabajar juntos para alcanzar los objetivos requeridos.

Agradezco también a mis amigos, quienes me acompañaron a lo largo de toda la carrera universitaria, estando presentes en las buenas y en las malas. Gracias por compartir conmigo proyectos, tareas, jornadas de estudio y momentos que hicieron de esta etapa una experiencia menos difícil.

Agradezco a nuestro asesor, Ing. Jorge Zetino, por brindarnos su apoyo, tiempo y conocimiento durante todo el desarrollo de este proyecto. Su orientación y recomendaciones fueron fundamentales para fortalecer nuestro trabajo, mejorar cada etapa de la investigación y avanzar con mayor claridad. Valoramos profundamente su disposición en este proceso académico.

Agradezco profundamente a Reinita por su apoyo incondicional durante todo el proceso del proyecto de graduación. Gracias por estar siempre dispuesta a brindar un consejo, escuchar y apoyar no solo a mi persona, sino también a los estudiantes de la Escuela de Ingeniería Eléctrica. Su disposición, paciencia y amabilidad han sido de gran valor en esta etapa.

Edgar León.

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS.

El camino hacia la culminación de este trabajo de graduación no fue recorrido en solitario. Detrás de cada página existe el apoyo de personas que, de una u otra manera, hicieron posible llegar hasta aquí, y a quienes deseo expresar mi más sincero agradecimiento.

A mi padre, Pastor Ochoa Argueta, quien, aunque ya no está físicamente con nosotros, su recuerdo estuvo presente en cada etapa de esta investigación. Su ejemplo de esfuerzo, trabajo y entrega fue, y seguirá siendo, una de mis mayores motivaciones. Papá, este logro también es tuyo.

A mi familia, por ser el fundamento sobre el que se sostiene todo lo que soy. A mi madre, María Nelly Portillo, por su amor sin condiciones, por cada sacrificio hecho en silencio y por nunca dejar de creer en mí incluso cuando el camino se presentaba difícil. A mis hermanas y a mis tíos José Wilfredo Portillo, Lucía Portillo y Dora Portillo, por su cariño, su presencia y el apoyo que me brindaron a lo largo de este proceso. A mi novia, Silvia Ayala, por su amor, su paciencia y su apoyo incondicional durante todo este camino, por estar presente en los momentos de cansancio y celebrar conmigo cada pequeño avance.

Al Ing. Jorge Alberto Zetino Chicas, asesor de este trabajo de graduación, por su guía académica, su disposición y el tiempo dedicado a orientarnos con paciencia y profesionalismo a lo largo de toda la investigación. Sus observaciones y aportes fueron fundamentales para el desarrollo y la calidad de este estudio.

A mis compañeros de tesis, Edgar León y Saúl Quiteño, por el esfuerzo conjunto, la perseverancia en los momentos más exigentes y la amistad construida a lo largo de este proceso. Lo que logramos juntos es el resultado de un verdadero trabajo en equipo.

Finalmente, a mis compañeros de trabajo Lester Acosta y Rocío Tepaz y a mi jefe el Ing. Josué Stanley Lazo, por la comprensión y los permisos concedidos durante el desarrollo de esta investigación. Su apoyo y flexibilidad fueron determinantes para poder cumplir con las exigencias académicas sin descuidar mis responsabilidades laborales. A todos, muchas gracias.

David Ochoa.

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS.

Agradezco profundamente a Dios Todopoderoso por haberme acompañado y sostenido durante todo este proceso. Gracias por concederme sabiduría, salud y fortaleza en cada etapa del camino, permitiéndome superar las dificultades y alcanzar este logro tan importante en mi vida.

De manera muy especial, quiero dedicar este logro a mi abuela, quien con su amor, sabiduría y ejemplo de vida me ha enseñado el valor del esfuerzo y la perseverancia. Su presencia ha sido y seguirá siendo una de las bendiciones más grandes de mi vida.

También quiero mencionar a mis compañeros de tesis, Edgar León y David Ochoa, a quienes agradezco por el esfuerzo, compromiso y apoyo brindado durante este proceso. Quiero hacer un reconocimiento especial a mi compañero de tesis, Edgar León, cuya dedicación, constancia y esfuerzo fueron pilares fundamentales para el desarrollo de este proyecto. Su compromiso y valiosos aportes en cada etapa del proceso marcaron una diferencia significativa en los resultados alcanzados. Gracias por trabajar con tanta entrega y por no rendirte ante las dificultades que se presentaron a lo largo del camino.

Agradezco a nuestro asesor, Ing. Jorge Zetino, por brindarnos su apoyo, tiempo y conocimiento durante todo el desarrollo de este proyecto. Su orientación y recomendaciones fueron fundamentales para fortalecer nuestro trabajo, mejorar cada etapa de la investigación y avanzar con mayor claridad. Valoramos profundamente su disposición y compromiso en este proceso académico.

Agradezco de manera especial a Reinita por su constante apoyo y acompañamiento durante el desarrollo de nuestro proyecto de graduación. Su disposición para orientarnos, escucharnos y brindarnos palabras de ánimo fue muy importante a lo largo de este proceso. Reconozco y valoro mucho su compromiso con los estudiantes de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, así como la amabilidad y paciencia con la que siempre nos atendió.

Asimismo, agradezco a la escuela de ingeniería eléctrica por proporcionarnos los recursos, espacios y elementos necesarios para llevar a cabo esta investigación de manera adecuada. Sin ese respaldo institucional, este trabajo no habría sido posible.

Un agradecimiento muy especial al Arq. Iraeta, quien siempre estuvo dispuesto a brindarnos su ayuda y apertura en el lugar de medición. Su colaboración fue invaluable para el desarrollo de esta investigación.

Finalmente, quiero agradecer a todas y cada una de las personas que he tenido el privilegio de conocer a lo largo de mi vida. Cada una de ellas, de una u otra manera, ha dejado una huella en mí y ha contribuido a forjarme como la persona que soy hoy. Sus palabras, consejos, ejemplos y compañía han sido parte esencial de mi crecimiento personal y profesional. A todos ustedes, gracias de corazón.

Saúl Quiteño.

Contenido

Contenido	9
Índice de ilustraciones	15
Índice de tablas	18
Índice de Ecuaciones	19
Introducción.	20
Descripción del tema.	21
Objetivos.	22
Alcances.	23
Limitaciones.	23
Antecedentes.	24
Planteamiento del problema.	26
Justificación.	27
Capítulo 1 - Panorama del sistema energético y contexto de la generación fotovoltaica en El Salvador	28
1.1 Sistema eléctrico nacional de El Salvador	28
1.2 Matriz energética y participación de la energía solar.....	29
1.3 Energías no renovables.....	30
1.3.1 Generación térmica a base de derivados del petróleo	30
1.3.2 Generación térmica a base de gas natural	31
1.3.3 Rol de las energías no renovables en la matriz energética nacional.....	31
1.4 Energías renovables.....	32
1.4.1 Energía hidroeléctrica.....	32
1.4.2 Energía geotérmica.....	33
1.4.3 Energía solar fotovoltaica.....	33
1.4.4 Energía eólica	34
1.4.5 Energía proveniente de biomasa.....	34
1.5 Importancia de la optimización de la generación fotovoltaica.....	35
Capítulo 2 - Fundamentos de la conversión fotovoltaica y parámetros de operación	36
2.1 Principio de conversión fotovoltaica.....	36
2.2 Componentes de la radiación solar e irradiancia.....	38

2.3 Modelo eléctrico del módulo fotovoltaico	39
2.4 Características eléctricas: curvas I–V y P–V	40
2.5 Influencia de la irradiancia y la temperatura en el rendimiento fotovoltaico.....	42
Capítulo 3 - Módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales: funcionamiento, estructura y variables de desempeño.....	43
3.1 Funcionamiento general de los módulos fotovoltaicos.....	43
3.1.1 Unión p–n y generación de corriente eléctrica.....	44
3.1.2 Captación de la radiación solar	45
3.1.3 Recolección y aprovechamiento de la energía generada.....	46
3.2 Diferencias funcionales entre módulos monofaciales y bifaciales.....	47
3.3 Estructura física de los módulos fotovoltaicos.....	48
3.3.1 Estructura de módulos monofaciales.....	48
3.3.2 Estructura de módulos bifaciales.....	49
3.4 Tecnologías de células empleadas en módulos bifaciales	51
3.4.1 Configuración constructiva	52
3.4.2 Implicaciones en la ganancia bifacial.....	52
3.5 Variables externas que afectan el desempeño de módulos bifaciales.....	52
3.5.1 Ángulo de incidencia, orientación e inclinación	52
3.5.2 Factor geométrico de conversión de irradiancia.....	53
3.5.3 Efecto del sombreado parcial	54
3.5.4 Influencia de la suciedad y la ventilación	54
3.6 Comportamiento térmico del módulo fotovoltaico	54
3.6.1 Modelo térmico basado en NOCT.....	54
3.6.2 Corrección de potencia por temperatura	55
3.6.3 Uso del módulo monofacial como referencia experimental.....	56
Capítulo 4 - Consideraciones y comparación técnica de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales	57
4.1 Desempeño y limitaciones de los módulos monofaciales.....	57
4.1.1 Degradación y mantenimiento en climas tropicales.....	57
4.2 Desempeño y ventajas técnicas de los módulos bifaciales	57
4.2.1 Influencia del entorno superficial y diseño de montaje.....	58
4.2.2 Efecto de saturación en módulos fotovoltaicos bifaciales.....	59

4.3 Comparación técnica entre módulos monofaciales y bifaciales.....	61
4.4 Consideraciones de diseño para aplicaciones fotovoltaicas en El Salvador	62
Capítulo 5 - Evaluación de la Ganancia Bifacial y su Relación con el Albedo en Módulos Fotovoltaicos	63
5.1 Definición operativa del albedo	63
5.1.1 Medición del albedo	65
5.2 Superficies reflectantes y valores típicos de albedo.....	66
5.3 Influencia del albedo en la radiación reflejada.....	68
5.4 Factores de bifacialidad en módulos fotovoltaicos	69
5.4.1 Ganancia bifacial del sistema	71
5.4.2 Ganancia bifacial óptica	72
5.4.3 Ganancia bifacial del módulo.....	72
5.4.4 Influencia de condiciones geométricas y ambientales	73
5.4.5 Métodos de evaluación experimental del factor de bifacialidad	74
5.5 Relevancia del albedo en el contexto de El Salvador.....	75
Capítulo 6 - Metodología experimental	76
6.1 Enfoque metodológico de la investigación	76
6.2 Descripción del sistema fotovoltaico en estudio	77
6.3 Configuración experimental e instalación.....	79
6.3.1 Ubicación del ensayo.....	79
6.3.2 Estructuras y geometría de montaje	80
6.3.3 Superficies reflectantes y modificación del entorno	81
6.4 Configuración eléctrica y cargas	83
6.4.1 Procedimiento de medición y conexión	84
6.4.2 Diagrama de Conexión para Corto Circuito (Isc)	85
6.4.3 Diagrama de Conexión para Voc	86
6.4.4 Cargas de los módulos bifaciales	87
6.4.5 Carga del módulo monofacial	88
6.4.6 Consideraciones sobre la potencia efectiva de la carga.....	89
6.4.7 Condición de operación del módulo (sin seguimiento MPPT)	89
6.5 Instrumentación y adquisición de datos	90
6.5.1 Configuración de canales de medición.....	91

6.5.2 Medición de corriente.....	91
6.5.3 Medición de irradiancia.....	92
6.5.4 Medición de temperatura.....	93
6.5.5 Características eléctricas bajo irradiación posterior del 10 %.....	93
6.5.6 Calibración y verificación de sensores.....	94
6.6 Variables y ecuaciones empleadas.....	96
6.7 Procedimiento experimental.....	97
6.8 Consideraciones y limitaciones del montaje.....	98
Capítulo 7 - Análisis de resultados experimentales	100
7.1 Análisis de la irradiancia medida	101
7.1.1 Irradiancia frontal.....	101
7.1.2 Irradiancia horizontal promedio	101
7.1.3 Irradiancia inclinada (13°) promedio	102
7.1.4 Irradiancia reflejada.....	104
7.1.4.1 Configuración de medición de la irradiancia posterior	105
7.1.4.2 Irradiancia reflejada a 1.00 m de altura.....	105
7.1.4.3 Irradiancia reflejada a 0.50 m de altura.....	106
7.1.4.4 Comparación global por superficie	108
7.1.4.5 Consideración metodológica sobre la medición puntual.....	109
7.1.4.6 Promedios de irradiancias en el <i>período</i> de medición.....	110
7.1.4.7 Indicador experimental de albedo	110
7.2 Influencia de la temperatura del módulo sobre el desempeño eléctrico esperado	112
7.2.1 Análisis de la relación entre temperatura y voltaje del módulo	115
7.3 Evaluación de los factores de bifacialidad	117
7.3.1 Resumen consolidado de factores de bifacialidad.....	118
7.3.2 Comparación de ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} por superficie y altura	118
7.3.3 Indicador experimental de albedo (ρ^*) por superficie y altura	119
7.3.4 Relación entre el albedo y el factor ϕ_{Isc}	121
7.3.5 Relación entre el albedo y el factor ϕ_{Pmax}	122
7.3.6 Comparación global entre ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax}	123
7.3.7 Efecto de la altura de instalación sobre ϕ_{Isc}	124
7.3.8 Factor ϕ_{Pmax} en función de la irradiancia inclinada.....	125

7.3.9 Distribución estadística de ϕ_{Isc} por superficie	125
7.3.10 Síntesis visual de factores de bifacialidad mediante mapa de calor.....	126
7.4 Análisis de potencia máxima y ganancia bifacial.....	127
7.4.1 Resumen estadístico global de potencia máxima	127
7.4.2 Evolución horaria de la potencia máxima	128
7.4.3 Ganancia bifacial por intervalo horario.....	131
7.4.4 Albedo experimental y su relación con la ganancia bifacial	133
7.4.5 Ganancia bifacial promedio y análisis de potencia por unidad (PU)	135
7.5 Análisis de energía generada	137
7.5.1 Energía total generada por configuración.....	137
7.5.2 Distribución horaria de la energía generada.....	138
7.5.3 Comparación de energía total y ganancia energética	140
7.5.4 Energía acumulada durante el período de medición.....	141
7.6 Síntesis de resultados	141
7.6.1 Factores de bifacialidad (ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax}).....	142
7.6.2 Potencia máxima y ganancia bifacial	143
7.6.3 Energía generada y ganancia energética.....	143
7.7 Comparación con especificaciones del fabricante	144
7.8 Validación mediante simulación en PVsyst	146
7.8.1 Consideraciones metodológicas para la comparación.....	146
7.8.2 Configuración del sistema en PVsyst.....	147
7.8.3 Irradiancia frontal incidente	148
7.8.4 Resultados de la simulación — Irradiancia posterior.....	148
7.8.5 Resultados de la simulación — Curvas I-V y potencia.....	150
7.8.6 Comparación entre resultados de PVsyst y datos experimentales	152
7.9 Modelo de Red Neuronal Artificial para el Factor de Bifacialidad de Potencia (ϕ_{Pmax}).....	154
7.9.1 Estadísticas descriptivas y desempeño del modelo	154
7.9.2 Comparativa por color de superficie	155
7.9.3 Análisis de sensibilidad — Variables más influyentes	156
7.10 Modelo de Red Neuronal Artificial para la Ganancia Bifacial (GB)	156
7.10.1 Estadísticas de Ganancia Bifacial por configuración	156

7.10.2 Análisis de sensibilidad ANN — Ganancia Bifacial	157
Capítulo 8 - Conclusiones y recomendaciones	158
8.1 Conclusiones	158
8.2 Recomendaciones.....	162
ANEXOS	164
Anexo A. Ejercicio 1	164
Anexo B. Ejercicio 2	167
Bibliografía	173

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 Mapa del sistema eléctrico en El Salvador.	28
Ilustración 2 Distribución de generación eléctrica por recurso en El Salvador.	29
Ilustración 3 Distribución de la capacidad instalada de generación eléctrica en El Salvador.	30
Ilustración 4 Modelo de circuito equivalente.....	36
Ilustración 5 Tipos principales de radiación solar.....	39
Ilustración 6 Curva I-V P-V.....	40
Ilustración 7 Curva I-V.....	41
Ilustración 8 Curva P-V.....	41
Ilustración 9 Curvas I-V con distintos valores de irradiancia.....	42
Ilustración 10 Influencia de temperatura sobre el voltaje.....	43
Ilustración 11 Captación de la energía solar en un panel monofacial.....	44
Ilustración 12 Unión p-n interna.....	45
Ilustración 13 Magnitud de la corriente generada.....	46
Ilustración 14 Conversión DC-AC.....	47
Ilustración 15 Proceso de generación de energía fotovoltaica.....	47
Ilustración 16 Estructura de un módulo fotovoltaico monofacial.....	49
Ilustración 17 Estructura de un módulo fotovoltaico bifacial.....	50
Ilustración 18 Representación geométrica del ángulo de incidencia θ	53
Ilustración 19 Comparativa entre un módulo fotovoltaico monofacial y bifacial.....	58
Ilustración 20 Comparación estructural entre un módulo monofacial y uno bifacial.....	61
Ilustración 21 Absorción de la irradiación solar en los módulos.....	61
Ilustración 22 Albedo: Reflexión y Absorción de la radiación solar.....	66
Ilustración 23 Albedo Superficial y porcentaje de luz solar.....	67
Ilustración 24 Irradiancia reflejada.....	68
Ilustración 25 Altura e Inclinación para paneles bifaciales.....	73
Ilustración 26 Ficha técnica de módulo monofacial, modelo AS-6P30.....	77
Ilustración 27 Ficha técnica módulos bifaciales, modelo JAM72D40-LB.....	78
Ilustración 28 Paneles instalados en la biblioteca de la FIA para la investigación.....	79
Ilustración 29 Área de trabajo.....	80
Ilustración 30 Estructuras metálicas tipo marco utilizadas.....	80
Ilustración 31 Configuración experimental sobre superficie de cemento sin pintar, condición de referencia inicial.....	82
Ilustración 32 Configuración experimental sobre superficie pintada de blanco.....	82
Ilustración 33 Configuración experimental sobre superficie pintada de café.....	82
Ilustración 34 Configuración experimental sobre superficie pintada de verde.....	83
Ilustración 35 Diagrama de conexión.....	83
Ilustración 36 Configuración global del sistema experimental.....	84
Ilustración 37 Configuración utilizada para medir corriente en cortocircuito.....	85
Ilustración 38 Configuración experimental de cubrimiento temporal.....	86
Ilustración 39 Configuración utilizada para medir voltaje de circuito abierto.....	86
Ilustración 40 Carga de paneles bifaciales.....	88
Ilustración 41 Carga de panel monofacial.....	88
Ilustración 42 Tarjeta de escaneo multipunto modelo 7700.....	90

Ilustración 43 Datalogger Keithley	90
Ilustración 44 Detalle del piranómetro LP02 instalado	92
Ilustración 45 Termopar tipo K	93
Ilustración 46 Termopar tipo K instalado.....	93
Ilustración 47 Calibración de piranómetros	95
Ilustración 48 Piranómetro patrón.....	95
Ilustración 49 Gráfica promedio de irradiancia horizontal (W/m^2) en función de la hora.....	102
Ilustración 50 Gráfica de dispersión de irradiancia horizontal (W/m^2) en función de la hora....	102
Ilustración 51 Gráfica promedio de irradiancia inclinada 13° (W/m^2) en función de la hora	103
Ilustración 52 Gráfica de dispersión de irradiancia inclinada 13° (W/m^2) en función de la hora	103
Ilustración 53 Gráfica de comparación entre irradiancia horizontal promedio e irradiancia inclinada promedio	104
Ilustración 54 Gráfica promedio de irradiancia reflejada a 1.00 m para las distintas superficies	106
Ilustración 55 Gráfica de dispersión de irradiancia reflejada a 1.00 m para las distintas superficies	106
Ilustración 56 Gráfica promedio de irradiancia reflejada a 0.50 m para las distintas superficies	107
Ilustración 57 Gráfica de dispersión de irradiancia reflejada a 0.50 m para las distintas superficies	108
Ilustración 58 Gráfica promedio de irradiancia 0.50 m vs 1 m en diferentes superficies concreto y café.....	108
Ilustración 59 Gráfica promedio de irradiancia 0.50 m vs 1 m en diferentes superficies verde y blanco.....	109
Ilustración 60 Indicador experimental de albedo (ρ^*) para diferentes superficies y alturas.....	111
Ilustración 61 Relación entre la temperatura y el voltaje de operación para la superficie blanca	116
Ilustración 62 Relación entre la temperatura y el voltaje de operación para la superficie verde.	116
Ilustración 63 Relación entre la temperatura y el voltaje de operación para la superficie café...	116
Ilustración 64 Comparación del voltaje en función de la temperatura del módulo para las tres superficies evaluadas	117
Ilustración 65 Comparación de factores de bifacialidad ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} promedio por superficie y altura de instalación	119
Ilustración 66 Indicador experimental de albedo ρ^* promedio por superficie y altura de instalación	120
Ilustración 67 Dispersión de ϕ_{Isc} en función del albedo experimental ρ^* para todas las superficies y alturas de instalación.....	121
Ilustración 68 Dispersión de ϕ_{Pmax} en función del albedo experimental ρ^* para todas las superficies y alturas de instalación	122
Ilustración 69 Comparación de ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} para todas las configuraciones experimentales evaluadas.....	123
Ilustración 70 Efecto de la altura de instalación sobre ϕ_{Isc} . Incremento porcentual al pasar de 0.50 m a 1.00 m.....	124
Ilustración 71 Factor ϕ_{Pmax} en función de la irradiancia inclinada para todas las superficies y alturas de instalación.....	125
Ilustración 72 Distribución estadística de ϕ_{Isc} por tipo de superficie. Izquierda: módulo a 1.00 m. Derecha: módulo a 0.50 m.....	126

Ilustración 73 Mapa de calor de los factores de bifacialidad ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} por superficie y altura de instalación	127
Ilustración 74 Potencia Máxima vs Hora — Módulo Bifacial Alto (1.00 m).....	129
Ilustración 75 Potencia Máxima vs Hora — Módulo Bifacial Bajo (0.50 m)	130
Ilustración 76 Comparación Pmax: Módulo Alto (1.00 m) vs Módulo Bajo (0.50 m).....	130
Ilustración 77 Ganancia Bifacial vs Hora — Panel Alto (1.00 m). Zona azul sombreada: rango GB > 20 %.....	131
Ilustración 78 Ganancia Bifacial vs Hora — Módulo Bajo (0.50 m)	132
Ilustración 79 Comparación de Ganancia Bifacial: Panel Alto (1.00 m) vs Panel Bajo (0.50 m) por superficie.....	133
Ilustración 80 Albedo experimental ρ^* vs Ganancia Bifacial — Panel Alto (1.00 m)	134
Ilustración 81 Albedo experimental ρ^* vs Ganancia Bifacial — Panel Bajo (0.50 m).....	134
Ilustración 82 Mapa de Calor de Ganancia Bifacial promedio por hora — Panel Alto (1.00 m).....	135
Ilustración 83 Ganancia Bifacial promedio por superficie y altura	135
Ilustración 84 Potencia por Unidad (PU) promedio y rango	136
Ilustración 85 Potencia por Unidad (PU) vs Hora — 10:00—14:37	136
Ilustración 86 Energía generada por hora — Panel Bifacial Alto (1.00 m)	139
Ilustración 87 Energía generada por hora — Panel Bifacial Bajo (0.50 m)	139
Ilustración 88 Energía total generada por configuración	140
Ilustración 89 Ganancia Energética absoluta y porcentual respecto a la referencia frontal (Pf)	140
Ilustración 90 Energía acumulada en el período 10:00–14:37 para Panel Alto	141
Ilustración 91 Orientación del módulo (izq.) y parámetros eléctricos del sistema en PVsyst (der.)	147
Ilustración 92 Definición del sistema bifacial con altura de montaje y albedo (izq.) y configuración del proyecto con base climática de San Salvador (der.).....	147
Ilustración 93 Irradiancia global incidente en el plano del módulo	148
Ilustración 94 Irradiancia global en la cara posterior a 1.00 m. Superficie blanca (izq., 1.918 kWh/m ² /día) y superficie verde (der., 0.927 kWh/m ² /día).....	149
Ilustración 95 Irradiancia global en la cara posterior a 0.50 m. Superficie blanca (izq., 1.302 kWh/m ² /día) y superficie verde (der., 0.611 kWh/m ² /día).....	149
Ilustración 96 Efecto de la altura — superficie blanca. A 1.00 m (izq., 1.918 kWh/m ² /día) y a 0.50 m (der., 1.302 kWh/m ² /día).....	149
Ilustración 97 Efecto de la altura — superficie verde. A 1.00 m (izq., 0.9269 kWh/m ² /día) y a 0.50 m (der., 0.638 kWh/m ² /día).....	150
Ilustración 98 Curvas diarias de voltaje (rojo) y corriente (verde) en MPPT. Fila superior: Blanco 1.00 m (izq.) y Verde 1.00 m (der.). Fila inferior: Blanco 0.50 m (izq.) y Verde 0.50 m (der.)..	151
Ilustración 99 Potencia de salida — superficie blanca. A 1.00 m (izq.) y a 0.50 m (der.).....	151
Ilustración 100 Potencia de salida — superficie verde. A 1.00 m (izq.) y a 0.50 m (der.)	152

Índice de tablas

Tabla 1 Comparativa entre paneles monofaciales y bifaciales.....	62
Tabla 2 Albedo típico en diferentes superficies	67
Tabla 3 Configuración de canales de medición.....	91
Tabla 4 Valores promedios de irradiancia en el lapso de experimentación.....	110
Tabla 5 Comparación entre los parámetros eléctricos nominales del módulo y los valores con ajuste de temperatura.....	114
Tabla 6 Promedios horarios de temperatura T2M.....	115
Tabla 7 Resumen de factores de bifacialidad ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} por superficie y altura de instalación	118
Tabla 8 Resumen global Pmax, PU y Ganancia bifacial por configuración experimental	128
Tabla 9 Ganancia Bifacial (%) promedio por intervalo horario — Módulo Alto (1.00 m)	131
Tabla 10 Ganancia Bifacial (%) promedio por intervalo horario — Módulo Bajo (0.50 m).....	132
Tabla 11 Energía total generada (Wh y kWh), Energía adicional y Ganancia Energética (GE) por configuración	137
Tabla 12 Energía generada por intervalo horario	138
Tabla 13 Comparativa datos medidos vs datos del fabricante	144
Tabla 14 Parámetros promedio simulados en PVsyst (10:00–15:00 h). T_módulo = 52.76 °C en todos los escenarios.....	148
Tabla 15 Albedo efectivo en PVsyst vs. indicador ρ^* experimental (10:00–15:00 hrs).....	152
Tabla 16 Ganancia bifacial simulada en PVsyst vs. indicadores experimentales ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax}	153
Tabla 17 Estadísticos descriptivos de ϕ_{Pmax} y métricas ANN por configuración.....	155
Tabla 18 Comparativa de ϕ_{Pmax} promedio, degradación al reducir la altura y variable dominante por color de superficie	155
Tabla 19 variables de mayor influencia sobre ϕ_{Pmax} por configuración.....	156
Tabla 20 Estadísticas de GB y albedo por configuración. Δ vs Café	157
Tabla 21 Sensibilidad combinada (%) — influencia de cada variable sobre la GB predicha.....	157
Tabla 22 A-1 Datos medidos en campo — Montaje 1.00 m	164
Tabla 23 A-1 Datos medidos en campo — Montaje 0.50 m	164
Tabla 24 A-1 Parámetros calculados a partir de los datos del estudio — Montaje 1.00 m y 0.50 m	165
Tabla 25 A-1 Irradiancias medidas con piranómetros y ganancia bifacial teórica ($\phi_{Pmax,STC} = 0.82$)	166
Tabla 26 A-2 Datos del panel	168
Tabla 27 A-2 Datos del inversor.....	170
Tabla 28 A-2 Resumen de resultado.....	172

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1 Modelo de un diodo	37
Ecuación 2 irradiancia global horizontal	38
Ecuación 3 Potencia máxima	41
Ecuación 4 Factor Geométrico K.....	53
Ecuación 5 Modelo térmico basado en NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	55
Ecuación 6 Corrección térmica de potencia.....	56
Ecuación 7 Corriente de saturación	59
Ecuación 8. Albedo	65
Ecuación 9 Factor de bifacialidad basado en la potencia máxima.....	70
Ecuación 10 Factor de bifacialidad basado en la tensión de circuito abierto	70
Ecuación 11 Factor de bifacialidad basado en la corriente de corto circuito.....	70
Ecuación 12 Ganancia bifacial del sistema.....	72
Ecuación 13 Ganancia bifacial óptica.....	72
Ecuación 14. Ganancia bifacial del módulo.....	72
Ecuación 15 Potencia eléctrica instantánea.....	89
Ecuación 16 Ley de Ohm aplicada a la resistencia shunt de medición.....	91
Ecuación 17 Ganancia bifacial.....	96
Ecuación 18 Incremento teórico de corriente.....	96
Ecuación 19 Indicador experimental de albedo	111
Ecuación 20 Corrección de la potencia máxima del módulo en función de la temperatura.	113
Ecuación 21 Voltaje de circuito abierto corregido por temperatura.....	113
Ecuación 22 Corriente de cortocircuito corregida por temperatura.....	113

Introducción.

En las últimas décadas, el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica ha cobrado gran relevancia como una alternativa sostenible frente a las fuentes convencionales de generación eléctrica. Los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de módulos fotovoltaicos bifaciales, los cuales, a diferencia de los monofaciales tradicionales, poseen la capacidad de captar radiación solar tanto en su cara frontal como en la posterior, incrementando así su rendimiento energético total. No obstante, el desempeño real de estos módulos depende de múltiples factores ambientales y geométricos, entre los cuales destaca el albedo.

En países con condiciones tropicales como El Salvador, la variabilidad del albedo debido a las características del suelo, el color y la textura de las superficies, así como la altura de montaje de los módulos, puede influir significativamente en la ganancia bifacial. Sin embargo, la mayoría de los estudios disponibles se han desarrollado en regiones con climas y condiciones de instalación distintas, lo que limita su aplicabilidad directa al contexto salvadoreño. En este sentido, resulta necesario evaluar experimentalmente la influencia del albedo y de la geometría de montaje en la generación de energía de los módulos bifaciales, con el fin de adaptar su implementación a las condiciones locales y maximizar su eficiencia.

El presente trabajo de graduación tiene como objetivo principal evaluar y comparar el impacto del albedo sobre la ganancia bifacial de un módulo fotovoltaico bifacial bajo diferentes configuraciones de altura y superficie reflectora, contrastándolo con un módulo monofacial de montaje tradicional. Para ello, se llevará a cabo un análisis experimental en el que se registrarán variables eléctricas y ambientales mediante un sistema de adquisición de datos de alta precisión, permitiendo cuantificar la potencia generada y la ganancia bifacial en distintas condiciones de ensayo.

Los resultados obtenidos permitirán establecer recomendaciones técnicas para el diseño y montaje óptimo de sistemas fotovoltaicos bifaciales, considerando la reflectividad del entorno y las condiciones climáticas locales. Asimismo, se busca generar un aporte técnico y científico que contribuya a la adaptación de tecnologías solares emergentes y al

fortalecimiento del uso de energías renovables en El Salvador, promoviendo un desarrollo energético más eficiente, sostenible y adaptado a la realidad nacional.

Descripción del tema.

El presente trabajo de graduación se centra en la evaluación experimental del impacto del albedo sobre la ganancia bifacial de módulos fotovoltaicos bifaciales, bajo diferentes configuraciones de altura de instalación y tipo de superficie reflectante, en condiciones climáticas tropicales propias de El Salvador.

El estudio contempla el uso de tres módulos fotovoltaicos operando de forma simultánea e independiente: dos módulos bifaciales del modelo JAM72D40-LB (JA Solar, 600 W) instalados a alturas de 0.50 m y 1.00 m sobre el nivel del suelo, y un módulo monofacial del modelo AS-6P30 (Amerisolar, 280 W) instalado en configuración convencional a ras de piso. Este último actúa como referencia de línea base para la comparación del desempeño energético.

Con el fin de evaluar la influencia del entorno superficial, la superficie de cemento existente en el área de instalación se modifica mediante la aplicación de pintura látex en tres colores: blanco, verde y café, cada uno con diferente nivel de reflectancia. Adicionalmente, se incluye la superficie de cemento sin pintar como condición de referencia. De esta manera, el experimento contempla un total de ocho configuraciones de análisis, resultado de la combinación de cuatro tipos de superficie con dos alturas de instalación.

Todos los módulos se orientan hacia el sur con una inclinación fija de 13° , correspondiente a la latitud del sitio de estudio. Las variables eléctricas se registran de forma simultánea mediante un sistema de adquisición de datos Keithley 2700, equipado con una tarjeta de escaneo multipunto de once canales activos.

A partir de los datos obtenidos se calculan los factores de bifacialidad basados en corriente de cortocircuito (Φ_{Isc}) y en potencia máxima (ΦP_{max}), así como el indicador experimental de albedo (ρ^*), con el objetivo de cuantificar la contribución de la radiación reflejada sobre

el desempeño eléctrico del módulo bifacial y determinar qué combinación de superficie y altura maximiza la ganancia bifacial bajo las condiciones locales evaluadas.

Los resultados obtenidos constituyen una base de referencia para el diseño e implementación de sistemas fotovoltaicos bifaciales adaptados a las condiciones ambientales y superficiales del territorio salvadoreño.

Objetivos.

General.

- ✓ Evaluar el impacto del albedo sobre la ganancia bifacial de un módulo fotovoltaico bajo diferentes configuraciones de instalación.

Específicos.

- ✓ Implementar una configuración de montaje tradicional para establecer una línea base de rendimiento de un módulo monofacial.
- ✓ Registrar la potencia y energía generadas por módulos bifaciales bajo diferentes configuraciones de montaje utilizando instrumentos adecuados para obtener datos comparables y precisos.
- ✓ Calcular la ganancia bifacial de cada configuración experimental, con respecto al montaje tradicional, a partir de los valores de potencia y energía obtenidos.
- ✓ Analizar la influencia de diferentes tipos de albedo en la generación de energía del módulo bifacial.
- ✓ Comparar la tabla de ganancia bifacial dada por el fabricante del módulo en estudio con las obtenidas en las mediciones de campo.
- ✓ Simular el comportamiento de los módulos bifaciales bajo diferentes condiciones de albedo utilizando un software especializado en sistemas fotovoltaicos.
- ✓ Recomendar configuraciones técnicas para la aplicación de la ganancia en módulos fotovoltaicos bifaciales bajo diferentes condiciones de albedo.

Alcances.

- Se realizará una evaluación experimental comparativa entre un módulo fotovoltaico monofacial y dos módulos bifaciales instalados en distintas condiciones de montaje.
- Se analizará la influencia de cuatro condiciones superficiales del entorno: cemento sin pintar, blanco, verde y café, con el fin de comparar su efecto sobre la irradiancia reflejada y la ganancia bifacial.
- Se evaluarán dos alturas de instalación para los módulos bifaciales, correspondientes a 0.50 m y 1.00 m, para determinar la influencia de la geometría de montaje sobre la captación posterior de radiación.
- El estudio se desarrollará bajo un enfoque técnico, experimental y comparativo, mediante mediciones de variables eléctricas.
- Se calcularán y compararán parámetros de desempeño como la potencia, la energía generada, la ganancia bifacial, los factores de bifacialidad y el indicador experimental de albedo.
- Se contrastarán los resultados experimentales obtenidos en campo con las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante del módulo bifacial.
- Los resultados permitirán establecer criterios técnicos de referencia para la instalación y evaluación de módulos fotovoltaicos bifaciales en condiciones tropicales de El Salvador.

Limitaciones.

- La investigación se desarrolla únicamente con cuatro tipos de superficie reflectante: cemento sin pintar, blanco, verde y café, por lo que los resultados no representan todas las superficies posibles de instalación.
- Las mediciones experimentales se restringen al intervalo horario de 10:00 a 14:37 horas, por lo que no se analiza el comportamiento completo del sistema durante todo el día.
- El análisis se realiza en un período específico de medición, por lo que no se evalúa la variación estacional del albedo ni del desempeño bifacial a lo largo de todo el año.

- La irradiancia reflejada se determina mediante medición puntual con piranómetros, por lo que no representa de forma exacta la distribución total de irradiancia sobre toda la cara posterior del módulo.
- El sistema experimental opera con cargas resistivas y sin seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), por lo que los módulos no trabajan necesariamente en su condición óptima de generación.
- Los piranómetros utilizados no cuentan con calibración individual certificada en laboratorio acreditado, por lo que, aunque se aplicaron factores de corrección, puede existir un nivel de incertidumbre instrumental.
- El estudio se enfoca en el análisis técnico y experimental del desempeño bifacial, por lo que no incluye una evaluación económica detallada ni un análisis financiero completo de implementación.

Antecedentes.

La tecnología fotovoltaica bifacial ha experimentado un crecimiento significativo a nivel mundial en la última década. Estudios realizados en distintas regiones han demostrado que estos módulos pueden alcanzar incrementos de producción energética de entre el 5 % y el 30 % respecto a módulos monofaciales convencionales, dependiendo del albedo del entorno, la altura de instalación y las condiciones climáticas del sitio (Muñoz-Cerón et al., 2024).

En el contexto latinoamericano, los estudios sobre módulos bifaciales en climas tropicales son aún limitados. Tartaglia (2019) realizó una evaluación de la tecnología fotovoltaica bifacial destacando la sensibilidad del rendimiento posterior a las condiciones geométricas de montaje y al tipo de superficie reflectante. Por su parte, la revista Ingeniería Energética (2020) publicó un análisis comparativo de paneles bifaciales en ángulo fijo y con seguimiento solar, evidenciando que incluso en configuraciones fijas es posible obtener ganancias bifaciales relevantes si se optimiza el entorno de instalación.

En El Salvador, el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica ha adquirido gran relevancia en los últimos años, impulsado por la necesidad de diversificar la matriz energética nacional y reducir la dependencia de combustibles fósiles. Según datos de la

Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM, 2023), la generación solar en el país ha crecido más del 300 % en los últimos seis años, alcanzando una producción de 540.1 GWh en 2022, lo que representa aproximadamente el 7.6 % de la energía total generada. En el mercado mayorista se cuenta con alrededor de 258 MW de capacidad fotovoltaica instalada, mientras que en generación distribuida esta cifra asciende a aproximadamente 400 MW adicionales.

En el ámbito académico nacional, la Universidad de El Salvador ha promovido diversas investigaciones orientadas al estudio y aplicación de tecnologías solares. Mejía Mejía y Ortiz (2015) analizaron los índices de producción fotovoltaica en el Área Metropolitana de San Salvador, destacando el potencial solar urbano de la región. López Cuéllar, Monzón Álvarez y Sandoval Estrada (2023) desarrollaron un estudio de factibilidad para la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red en la Facultad Multidisciplinaria de Occidente, demostrando la viabilidad técnica y económica de su implementación. Asimismo, Chafoya Castro, Larios Rivera y Torres García (2021) realizaron un análisis comparativo entre módulos bifaciales y monofaciales en condiciones tropicales salvadoreñas, resaltando la influencia de factores ambientales como la radiación solar y el tipo de superficie en el rendimiento energético, aunque sin profundizar en el efecto cuantitativo del albedo sobre la ganancia bifacial bajo diferentes alturas de montaje.

En el ámbito industrial, el país ha mostrado avances concretos en la implementación de tecnología bifacial. Un ejemplo destacado es la primera planta de paneles solares bifaciales instalada en San Juan Opico, La Libertad, compuesta por 3,020 módulos con una capacidad de generación aproximada de 1.9 GWh anuales. No obstante, pese a estos avances, persisten vacíos en la investigación experimental que analice de forma sistemática la influencia del albedo, la altura de instalación y la geometría de montaje sobre la ganancia energética de los módulos bifaciales bajo las condiciones tropicales propias del país.

En este contexto, el presente trabajo de graduación busca contribuir al desarrollo técnico y científico nacional mediante una evaluación experimental del desempeño de módulos fotovoltaicos bifaciales en condiciones reales de operación, con el fin de establecer criterios de diseño y recomendaciones prácticas que optimicen su implementación en El Salvador.

Planteamiento del problema.

La tecnología fotovoltaica bifacial representa una alternativa de alto potencial para incrementar la generación eléctrica en sistemas solares, al permitir la captación de radiación tanto por la cara frontal como por la cara posterior del módulo. Sin embargo, el aprovechamiento real de esta capacidad depende de manera crítica de factores que frecuentemente no se consideran en el diseño de las instalaciones, como el tipo de superficie reflectante del entorno, la altura de montaje del módulo y las condiciones geométricas del sistema.

En El Salvador, la implementación de módulos bifaciales ha comenzado a tomar relevancia tanto en proyectos de generación a gran escala como en sistemas distribuidos. No obstante, en la mayoría de las instalaciones existentes se continúan empleando configuraciones de montaje tradicionales, diseñadas originalmente para módulos monofaciales, sin considerar parámetros como el albedo del entorno ni la separación óptima del módulo respecto al suelo. Esta situación limita el aprovechamiento de la ganancia bifacial potencial y reduce el rendimiento energético real del sistema por debajo de lo que la tecnología podría ofrecer bajo condiciones de instalación adecuadas.

Ante esta situación se plantea la siguiente pregunta de investigación: ¿En qué medida influyen el tipo de superficie reflectante y la altura de instalación sobre la ganancia bifacial de un módulo fotovoltaico bajo las condiciones climáticas y superficiales propias de El Salvador?

Con base en los fundamentos teóricos de la ganancia bifacial, se asume que, a mayor albedo de la superficie de instalación y mayor altura de montaje, mayor será la irradiancia incidente sobre la cara posterior del módulo y, en consecuencia, mayor será la ganancia bifacial obtenida respecto al módulo monofacial de referencia. El presente estudio busca verificar experimentalmente este comportamiento bajo las condiciones climáticas y superficiales de El Salvador.

Justificación.

Los módulos fotovoltaicos bifaciales tienen el potencial de generar entre un 5 % y un 30 % más de energía respecto a módulos monofaciales equivalentes, dependiendo del albedo del entorno y la geometría de montaje (Muñoz-Cerón et al., 2024). En El Salvador, donde la energía solar representa actualmente cerca del 7.6 % de la generación eléctrica total y continúa en expansión, optimizar el rendimiento de estas instalaciones representa una oportunidad concreta para incrementar la producción energética sin aumentar proporcionalmente la capacidad instalada.

No obstante, los criterios de diseño disponibles en la literatura provienen mayoritariamente de estudios realizados en climas áridos o templados, cuyas condiciones de radiación, temperatura y tipo de suelo difieren significativamente de las del entorno tropical salvadoreño. Esto genera incertidumbre al momento de definir parámetros como la altura de montaje óptima o el tipo de superficie reflectante más adecuado para instalaciones locales.

Por ello, esta investigación genera datos experimentales en condiciones reales de operación tropical, que permiten establecer recomendaciones técnicas concretas para el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos bifaciales adaptadas al contexto salvadoreño.

Capítulo 1 - Panorama del sistema energético y contexto de la generación fotovoltaica en El Salvador

1.1 Sistema eléctrico nacional de El Salvador

El sistema eléctrico nacional de El Salvador está conformado por una red interconectada de centrales de generación, líneas de transmisión, subestaciones de potencia e interconexiones regionales, cuya función principal es garantizar el suministro confiable de energía eléctrica y permitir el intercambio energético con países de Centroamérica y México.

En la ilustración 1 se presenta el mapa del sistema eléctrico nacional, donde se identifican las principales líneas de transmisión a 115 kV y 230 kV, así como la localización de las centrales de generación según su tecnología.

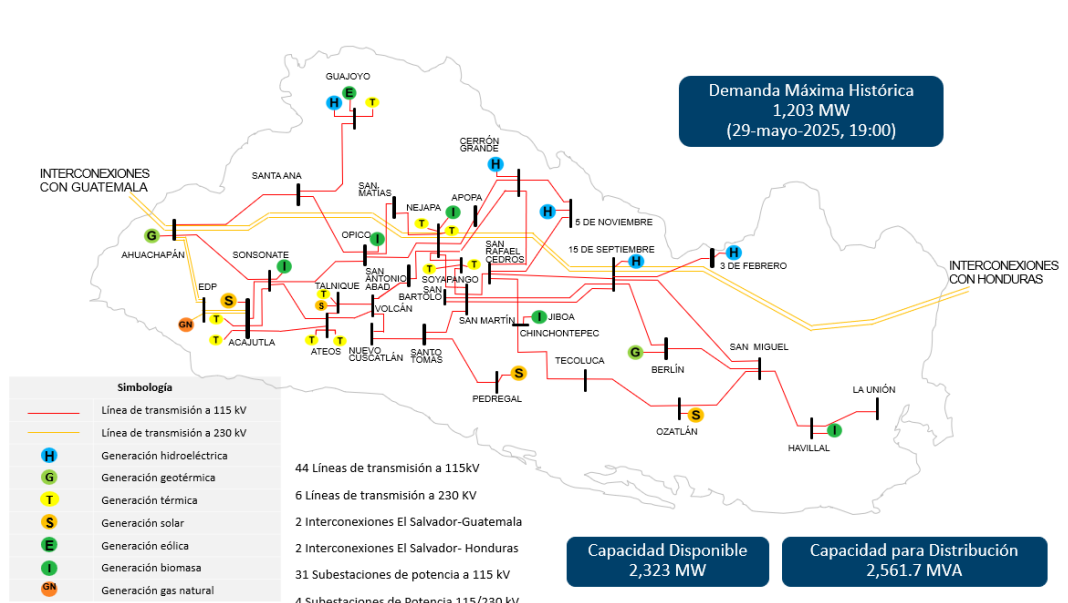


Ilustración 1 Mapa del sistema eléctrico en El Salvador.

La red de 115 kV constituye la base del sistema de transmisión al permitir la interconexión entre subestaciones regionales, mientras que las líneas de 230 kV facilitan el transporte de grandes bloques de potencia y contribuyen a la estabilidad operativa del sistema. La infraestructura eléctrica nacional integra diversas tecnologías de generación, entre las que destacan fuentes renovables como la hidroeléctrica, geotérmica y solar, complementadas por generación térmica, biomasa y eólica.

Asimismo, el sistema cuenta con interconexiones regionales que fortalecen la seguridad energética y permiten la operación coordinada del mercado eléctrico. La capacidad disponible de generación es de aproximadamente 2,323 MW, con una capacidad de distribución cercana a 2,561.7 MVA y una demanda máxima histórica de 1,203 MW, lo que evidencia un margen operativo adecuado para atender la demanda nacional.

En este contexto, la infraestructura eléctrica del país permite la incorporación progresiva de tecnologías renovables, particularmente la energía solar fotovoltaica, cuya optimización constituye un aspecto relevante para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico.

1.2 Matriz energética y participación de la energía solar

La matriz de generación eléctrica del país presenta una alta participación de fuentes renovables, principalmente hidroeléctrica, geotérmica y solar. La **ilustración 2** muestra la distribución de la generación anual de energía eléctrica para el año 2024, donde se observa que más del 80 % de la energía producida proviene de fuentes renovables.

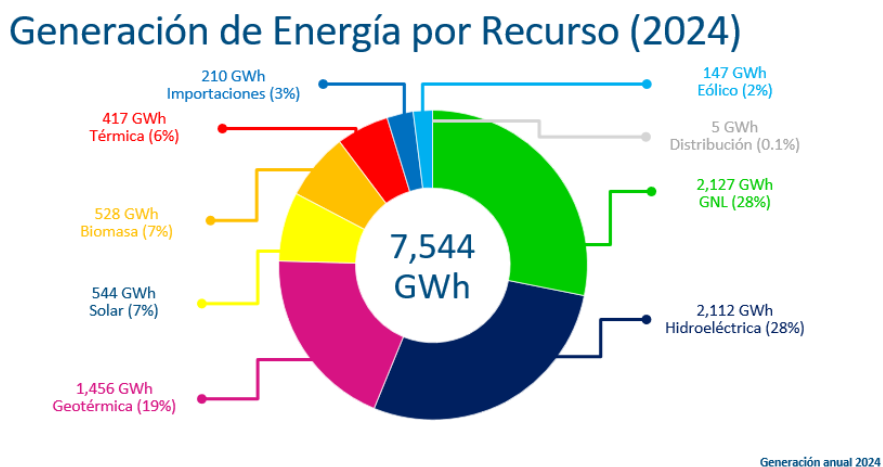


Ilustración 2 Distribución de generación eléctrica por recurso en El Salvador.

Las fuentes no renovables, basadas principalmente en combustibles fósiles, continúan desempeñando un papel complementario dentro del sistema eléctrico, proporcionando respaldo durante períodos de alta demanda o cuando la generación renovable presenta variabilidad asociada a condiciones climáticas.

La energía solar fotovoltaica ha mostrado un crecimiento sostenido en los últimos años debido a la alta disponibilidad del recurso solar, la reducción de costos tecnológicos y la necesidad de diversificar la matriz energética. El país presenta condiciones favorables para el aprovechamiento de esta tecnología, con valores promedio de irradiancia cercanos a 5.3 kWh/m² diarios, lo que evidencia su elevado potencial de expansión.

La ilustración 3 presenta la capacidad instalada de generación eléctrica del país, donde se observa una participación creciente de la tecnología solar dentro del sistema.

Capacidad Instalada 2025

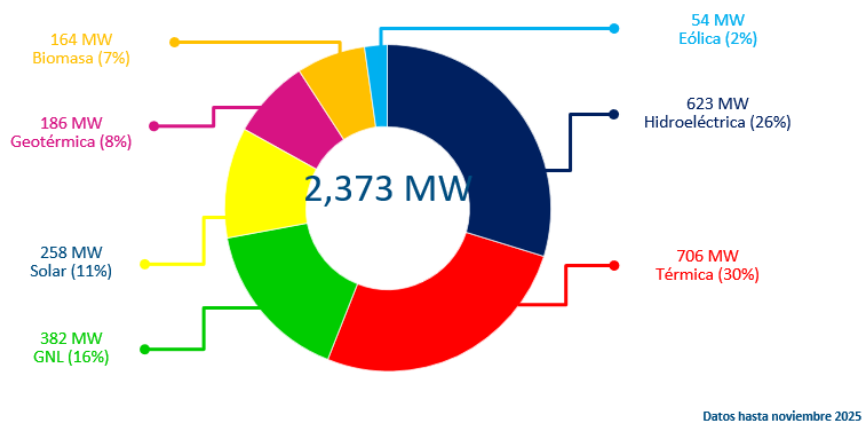


Ilustración 3 Distribución de la capacidad instalada de generación eléctrica en El Salvador.

1.3 Energías no renovables

Las energías no renovables son aquellas fuentes de energía que provienen de recursos naturales finitos, cuya tasa de regeneración es extremadamente lenta en comparación con su ritmo de consumo. En el sector eléctrico, estas fuentes se utilizan principalmente para la generación térmica, donde la energía química del combustible se transforma en energía térmica, mecánica y finalmente eléctrica. En El Salvador, las energías no renovables cumplen un rol complementario dentro de la matriz energética, actuando como respaldo para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico.

1.3.1 Generación térmica a base de derivados del petróleo

Esta modalidad utiliza combustibles fósiles líquidos, principalmente búnker y diésel, los cuales son empleados en centrales termoeléctricas mediante procesos de combustión. Estas

plantas convierten la energía térmica generada en vapor o directamente en energía mecánica para accionar turbinas o motores acoplados a generadores eléctricos.

Este tipo de generación ha sido históricamente uno de los pilares del respaldo del sistema eléctrico nacional debido a su flexibilidad operativa y rápida respuesta ante variaciones de demanda.

1.3.2 Generación térmica a base de gas natural

El Salvador incorpora también generación eléctrica mediante gas natural, destacando la central Energía del Pacífico, la cual utiliza este combustible fósil en ciclos térmicos más eficientes en comparación con los derivados del petróleo. La generación con gas natural presenta menores emisiones de dióxido de carbono por unidad de energía producida, así como una mayor eficiencia térmica, lo que la posiciona como una alternativa de transición dentro del proceso de diversificación energética del país.

A pesar de sus ventajas relativas frente a otros combustibles fósiles, el gas natural continúa siendo una fuente no renovable y su disponibilidad depende igualmente de la importación, por lo que su utilización no elimina la dependencia externa ni los impactos ambientales asociados.

1.3.3 Rol de las energías no renovables en la matriz energética nacional

En la actualidad, las fuentes no renovables en El Salvador cumplen principalmente una función de respaldo y regulación, apoyando la operación del sistema eléctrico en momentos de baja disponibilidad de fuentes renovables o en condiciones de alta demanda. No obstante, las limitaciones económicas, ambientales y de sostenibilidad de estas fuentes refuerzan la necesidad de impulsar tecnologías renovables más eficientes, como la energía solar fotovoltaica y, en particular, los módulos bifaciales, que permiten maximizar la producción energética sin incrementar el uso de combustibles fósiles.

1.4 Energías renovables

Las energías renovables se definen como aquellas fuentes naturales que se regeneran de manera continua y prácticamente inagotable a escala humana, entre ellas la energía solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y biomasa. Su uso constituye una alternativa sostenible frente a los combustibles fósiles, contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la mitigación del cambio climático.

En el caso de El Salvador, el aprovechamiento de las energías renovables ha sido una prioridad dentro de las políticas de diversificación energética. De acuerdo con la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM, 2023), más del 80 % de la generación eléctrica nacional proviene de fuentes renovables, donde la energía solar ha mostrado un crecimiento notable durante la última década. En 2024, la generación solar superó los 540 GWh, representando cerca del 7 % de la producción total del país.

Este incremento se debe al desarrollo de proyectos fotovoltaicos a gran escala y a la implementación de sistemas solares distribuidos en viviendas, instituciones y empresas. El país presenta condiciones favorables para el aprovechamiento de esta tecnología, con valores promedio de irradiancia diaria cercanos a 5.3 kWh/m² (MARN, 2023).

1.4.1 Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es una de las fuentes renovables históricamente más importantes en El Salvador. Su principio de funcionamiento se basa en el aprovechamiento de la energía potencial del agua almacenada en embalses o ríos, la cual se transforma en energía mecánica mediante turbinas hidráulicas y posteriormente en energía eléctrica a través de generadores síncronos.

Entre sus principales ventajas se encuentran su alta eficiencia de conversión, su capacidad de regulación y respaldo del sistema eléctrico, así como su bajo costo de operación una vez construida la infraestructura. Sin embargo, esta tecnología presenta limitaciones asociadas a la disponibilidad hídrica, la variabilidad climática y el impacto ambiental generado por la construcción de embalses, especialmente en períodos de sequía prolongada.

En El Salvador, la generación hidroeléctrica desempeña un papel relevante en la estabilidad del sistema, aunque su expansión está condicionada por la limitada disponibilidad de nuevos sitios aprovechables y por la vulnerabilidad ante eventos climáticos extremos.

1.4.2 Energía geotérmica

La energía geotérmica aprovecha el calor interno de la Tierra para la producción de electricidad. En esta tecnología, el vapor o agua caliente extraída de reservorios geotérmicos se utiliza para accionar turbinas que generan energía eléctrica de forma continua.

El Salvador posee una ubicación geográfica privilegiada dentro del Cinturón de Fuego del Pacífico, lo que le permite contar con un alto potencial geotérmico. Entre las ventajas de esta fuente se destacan su alta disponibilidad, su operación continua independiente de las condiciones climáticas y su baja emisión de gases contaminantes.

No obstante, la geotermia requiere inversiones iniciales elevadas, estudios geológicos complejos y presenta riesgos asociados a la exploración. A pesar de ello, continúa siendo una de las fuentes renovables más confiables y estratégicas del país.

1.4.3 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se basa en la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, utilizando materiales semiconductores, principalmente silicio. Esta tecnología destaca por su modularidad, facilidad de instalación y rápida implementación, lo que ha permitido su expansión tanto en sistemas de gran escala como en generación distribuida.

El Salvador presenta condiciones favorables para el aprovechamiento de la energía solar, con valores promedio de irradiancia diaria superiores a 5 kWh/m². Entre las principales ventajas de esta tecnología se encuentran su bajo impacto ambiental, la ausencia de emisiones durante la operación y la posibilidad de instalación en zonas urbanas y rurales.

Sin embargo, la energía solar fotovoltaica presenta limitaciones relacionadas con su carácter intermitente, la dependencia de las condiciones climáticas y la reducción de eficiencia

debido a altas temperaturas. Estas limitaciones han impulsado el desarrollo de tecnologías avanzadas, como los módulos fotovoltaicos bifaciales, cuyo objetivo es incrementar la producción energética mediante el aprovechamiento de la radiación reflejada del entorno.

1.4.4 Energía eólica

La energía eólica aprovecha la energía cinética del viento para generar electricidad mediante aerogeneradores. Su eficiencia depende de la velocidad y constancia del viento, así como de las características topográficas del sitio de instalación.

En El Salvador, el potencial eólico es moderado y se encuentra concentrado en zonas específicas del territorio. Aunque esta fuente presenta ventajas como la ausencia de emisiones y la disponibilidad del recurso, su participación en la matriz energética nacional es limitada debido a la variabilidad del viento.

1.4.5 Energía proveniente de biomasa

La biomasa consiste en el aprovechamiento energético de materia orgánica, como residuos agrícolas, forestales o industriales. En el país, esta fuente se utiliza principalmente en procesos de cogeneración asociados a la industria azucarera.

Entre sus ventajas se encuentran la valorización de residuos y la reducción del uso de combustibles fósiles. No obstante, su disponibilidad está condicionada a ciclos productivos específicos que son entre noviembre hasta principios de mayo y puede generar emisiones contaminantes si no se gestiona adecuadamente.

De las fuentes renovables analizadas, la energía solar fotovoltaica destaca por su alto potencial de crecimiento y su capacidad de adaptación a diferentes entornos de instalación. En este contexto, la optimización de su rendimiento mediante tecnologías como los módulos bifaciales representa una oportunidad estratégica para incrementar la eficiencia energética del sistema eléctrico salvadoreño sin requerir un aumento significativo en la capacidad instalada.

1.5 Importancia de la optimización de la generación fotovoltaica

El crecimiento sostenido de la energía solar fotovoltaica en El Salvador evidencia su papel cada vez más relevante dentro de la matriz energética nacional. Con una capacidad instalada que supera los 650 MW entre el mercado mayorista y la generación distribuida, y una producción que alcanzó los 540.1 GWh en 2022, la tecnología fotovoltaica se ha consolidado como una de las fuentes renovables de mayor expansión en el país (DGEHM, 2023).

Sin embargo, el incremento en capacidad instalada no es la única vía para aumentar la contribución de la energía solar al sistema eléctrico nacional. La optimización del rendimiento de los sistemas fotovoltaicos existentes y futuros representa una alternativa igualmente relevante, ya que permite extraer mayor producción energética sin requerir un aumento proporcional en infraestructura ni en superficie de instalación.

En este contexto, los módulos fotovoltaicos bifaciales ofrecen una oportunidad concreta de mejora, al aprovechar no solo la radiación solar directa sobre la cara frontal sino también la radiación reflejada por el entorno hacia la cara posterior. La magnitud de este aprovechamiento depende directamente de factores como el albedo de la superficie de instalación y la altura de montaje del módulo, variables que hasta la fecha no han sido evaluadas experimentalmente de forma sistemática bajo las condiciones climáticas y superficiales propias del territorio salvadoreño. Esta brecha constituye la motivación central del presente trabajo de graduación.

Capítulo 2 - Fundamentos de la conversión fotovoltaica y parámetros de operación

2.1 Principio de conversión fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se basa en la conversión directa de la radiación electromagnética en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Este fenómeno ocurre cuando los fotones incidentes sobre un material semiconductor transfieren su energía a los electrones del material, generando pares electrón-hueco y produciendo corriente eléctrica.

La célula fotovoltaica es un dispositivo semiconductor constituido por una unión p-n que permite la separación de cargas mediante un campo eléctrico interno. Bajo condiciones de iluminación, los portadores de carga generados por la radiación solar son separados y conducidos a través de un circuito externo, produciendo corriente eléctrica continua.

El comportamiento eléctrico de la célula puede representarse mediante un modelo de circuito equivalente compuesto por:

- una fuente de corriente dependiente de la irradiancia,
- un diodo que modela la unión p-n,
- una resistencia serie (R_s),
- una resistencia en derivación o shunt (R_{sh}).

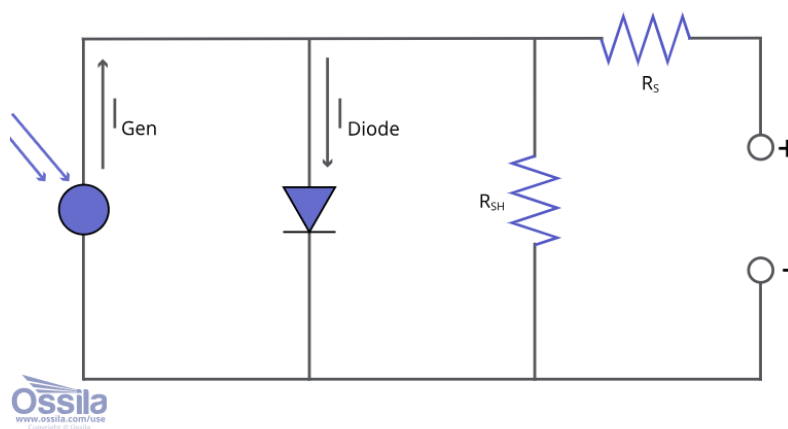


Ilustración 4 Modelo de circuito equivalente

La resistencia serie representa pérdidas por conducción en los contactos y el material semiconductor, afectando principalmente la corriente y el factor de llenado, mientras que la resistencia shunt modela pérdidas por fugas internas que reducen el voltaje útil del dispositivo.

$$I = I_{gen} - I_{diode} \left[\exp \frac{(V + I R_s)}{n V_T} - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_{sh}}$$

Ecuación 1 Modelo de un diodo

Donde:

- I corriente de salida de la célula (A)
- V voltaje de salida de la célula (V)
- I_{gen} corriente fotogenerada (A)
- I_{diode} corriente de saturación inversa del diodo (A)
- R_s resistencia serie (Ω)
- R_{sh} resistencia shunt (Ω)
- n factor de idealidad del diodo (adimensional)
- V_T voltaje térmico, definido como $V_T = \frac{kT}{q}$ (V)

El desempeño eléctrico de los módulos fotovoltaicos se evalúa bajo condiciones estándar de prueba (STC), definidas por el National Renewable Energy Laboratory como:

- irradiancia de 1000 W/m²,
- temperatura de célula de 25 °C,
- masa de aire AM 1.5.

Bajo estas condiciones se determinan parámetros eléctricos fundamentales como la corriente de cortocircuito (I_{sc}), el voltaje de circuito abierto (V_{oc}), la potencia máxima (P_{max}), el factor de llenado (FF) y la eficiencia del módulo.

En tecnologías avanzadas como los módulos fotovoltaicos bifaciales, estos parámetros dependen no solo de la irradiancia frontal sino también de la radiación reflejada incidente sobre la superficie posterior del módulo.

2.2 Componentes de la radiación solar e irradiancia

La radiación solar corresponde al flujo de energía electromagnética emitida por el Sol que alcanza la superficie terrestre. Durante su propagación en la atmósfera, la radiación experimenta procesos de absorción, dispersión y reflexión, originando diferentes componentes de irradiancia que influyen directamente en el desempeño de los sistemas fotovoltaicos.

La radiación incidente se clasifica en:

- **Radiación directa normal (DNI):** radiación que llega sin dispersión significativa y con alta intensidad energética.
- **Radiación difusa horizontal (DHI):** radiación dispersada por la atmósfera que llega desde múltiples direcciones.
- **Irradiancia global horizontal (GHI):** suma de la radiación directa proyectada y la radiación difusa.

La relación entre estos componentes se expresa como:

$$GHI = DNI * \cos\theta + DHI$$

Ecuación 2 irradiancia global horizontal

Adicionalmente, parte de la radiación incidente es reflejada por las superficies del entorno, generando la denominada radiación reflejada. La fracción reflejada se cuantifica mediante el **albedo**, definido como la relación entre radiación reflejada e irradiancia incidente.



Ilustración 5 Tipos principales de radiación solar

En sistemas fotovoltaicos convencionales la radiación reflejada tiene una contribución limitada; sin embargo, en módulos bifaciales esta componente adquiere especial relevancia, ya que puede ser captada por la cara posterior del módulo, incrementando la irradiancia efectiva y la generación energética. Por ello, el análisis del albedo constituye un parámetro fundamental en el estudio de la ganancia bifacial.

2.3 Modelo eléctrico del módulo fotovoltaico

El modelo eléctrico equivalente permite analizar cuantitativamente el comportamiento del dispositivo bajo distintas condiciones de irradiancia y temperatura. Este modelo describe la relación entre corriente y voltaje del dispositivo y permite evaluar pérdidas internas, efectos ambientales y condiciones de operación.

Cuando múltiples células fotovoltaicas se interconectan para formar un módulo:

- la conexión en serie incrementa el voltaje total,
- la conexión en paralelo incrementa la corriente disponible.

Las resistencias equivalentes del módulo resultan de la combinación de las resistencias individuales de las células, influyendo directamente en la potencia generada.

El modelo eléctrico permite además identificar el punto de máxima potencia (MPP), correspondiente a la condición de operación en la cual el producto corriente-voltaje es máximo. En módulos bifaciales, el incremento de irradiancia efectiva debido a la captación posterior se manifiesta principalmente como un aumento de la corriente fotogenerada, fenómeno que puede analizarse mediante este modelo.

2.4 Características eléctricas: curvas I–V y P–V

El comportamiento eléctrico de una célula o módulo fotovoltaico se describe mediante las curvas corriente-voltaje (I–V) y potencia-voltaje (P–V), las cuales permiten evaluar su desempeño bajo diferentes condiciones de operación.

La curva I–V define la relación entre corriente y voltaje en los terminales del dispositivo. En esta curva se identifican:

- **Corriente de cortocircuito (Isc):** corriente máxima cuando el voltaje es cero.
- **Voltaje de circuito abierto (Voc):** voltaje máximo cuando la corriente es nula.

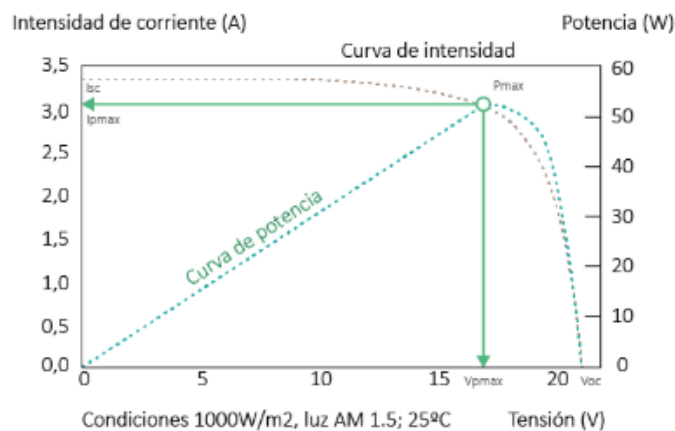


Ilustración 6 Curva I-V P-V

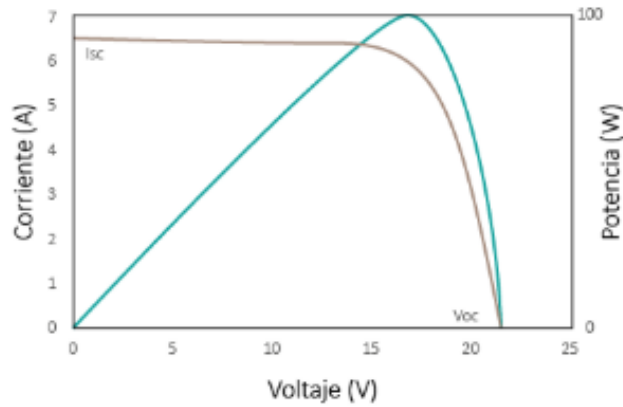


Ilustración 7 Curva I-V

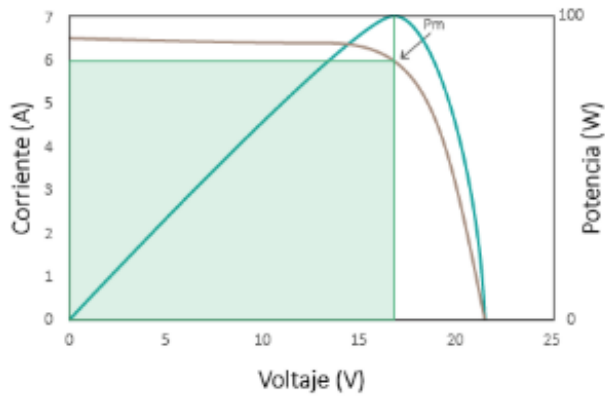


Ilustración 8 Curva P-V

A partir de la curva I-V se obtiene la curva P-V, la cual presenta un máximo correspondiente al punto de máxima potencia.

$$P_{MP} = V_{MP} * I_{MP}$$

Ecuación 3 Potencia máxima

Las curvas I-V y P-V varían en función de la irradiancia, la temperatura y las condiciones de operación. En particular, el aumento de irradiancia produce principalmente un incremento de la corriente generada, mientras que variaciones en temperatura afectan principalmente el voltaje.

Este comportamiento es especialmente relevante en módulos bifaciales, donde el incremento de irradiancia efectiva debido a la radiación reflejada se manifiesta como un aumento de la corriente y de la potencia generada, permitiendo cuantificar la ganancia energética del sistema.

2.5 Influencia de la irradiancia y la temperatura en el rendimiento fotovoltaico

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos depende principalmente de la irradiancia solar y la temperatura de operación, variables que determinan su comportamiento real en condiciones de campo.

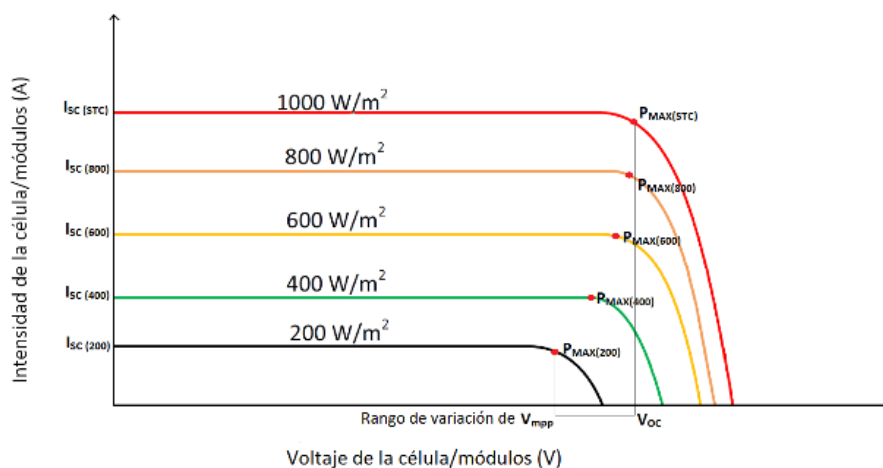


Ilustración 9 Curvas I-V con distintos valores de irradiancia

Un incremento en la irradiancia produce un aumento proporcional de la corriente generada y de la potencia máxima del módulo. Por el contrario, el aumento de temperatura provoca una disminución del voltaje de salida y, en consecuencia, una reducción de la potencia generada.

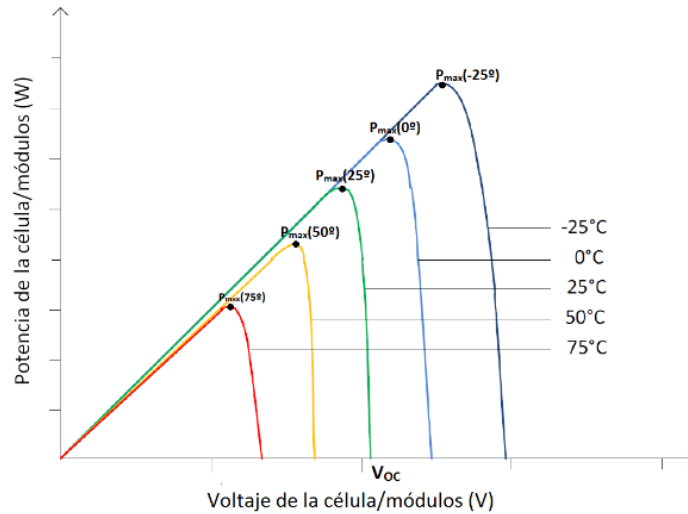


Ilustración 10 Influencia de temperatura sobre el voltaje

En condiciones reales, la temperatura del módulo suele superar la temperatura ambiente, especialmente en regiones tropicales, lo que resalta la importancia de factores como la ventilación y la configuración de montaje.

En módulos fotovoltaicos bifaciales, la captación adicional de radiación por la cara posterior incrementa la irradiancia efectiva del dispositivo, mientras que la configuración de montaje puede favorecer una mejor disipación térmica. Por ello, la interacción entre irradiancia, temperatura y radiación reflejada constituye un aspecto clave en la evaluación del rendimiento y la ganancia energética de estos sistemas.

Capítulo 3 - Módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales: funcionamiento, estructura y variables de desempeño.

3.1 Funcionamiento general de los módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos convierten la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico en células semiconductoras basadas principalmente en silicio. Estas células se interconectan eléctricamente para producir niveles de voltaje y corriente adecuados para aplicaciones energéticas.

Cuando la radiación solar incide sobre el material semiconductor, se generan pares electrón–huevo que son separados por el campo eléctrico de la unión p–n, produciendo corriente continua.

La magnitud de la corriente generada depende principalmente de la irradiancia incidente, mientras que el voltaje está influenciado por las características del material y la temperatura de operación.



Ilustración 11 Captación de la energía solar en un panel monofacial

En los módulos fotovoltaicos monofaciales la conversión energética ocurre únicamente en la superficie frontal. En contraste, los módulos bifaciales permiten la captación adicional de radiación reflejada por el entorno mediante su cara posterior, incrementando la irradiancia efectiva y la producción energética.

3.1.1 Unión p–n y generación de corriente eléctrica

La célula fotovoltaica está compuesta por una unión p–n, formada mediante el dopaje controlado del silicio. En la región de unión se establece un campo eléctrico interno que separa los electrones y huecos generados por la radiación solar, evitando su recombinación inmediata.

Gracias a este campo eléctrico, los electrones se dirigen hacia el contacto negativo y los huecos hacia el positivo, generando una diferencia de potencial eléctrico. El desplazamiento continuo de estas cargas produce corriente continua (DC).

Cada celda individual genera aproximadamente entre 0.5 y 0.6 V, por lo que múltiples celdas se conectan en serie y paralelo para alcanzar los niveles de tensión y corriente requeridos. La corriente producida depende principalmente de la irradiancia solar incidente, mientras que el voltaje se ve influenciado por la temperatura de operación.

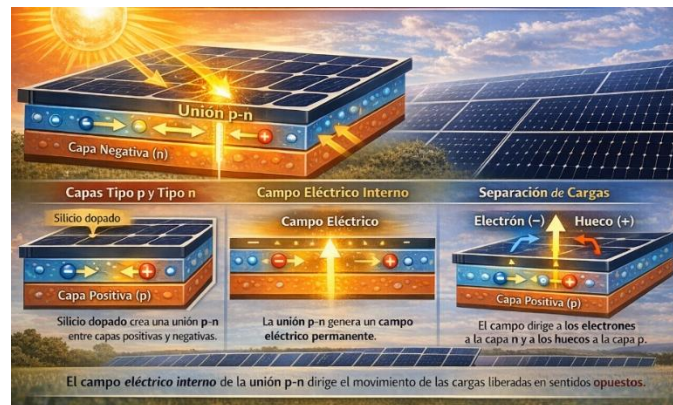


Ilustración 12 Unión p-n interna

3.1.2 Captación de la radiación solar

La captación de la radiación solar constituye la etapa inicial del proceso fotovoltaico. La radiación incidente atraviesa el vidrio templado frontal del módulo y alcanza la superficie activa de las células solares, donde su energía es aprovechada para activar el efecto fotovoltaico.

La efectividad de esta captación depende principalmente de:

- La intensidad de la irradiancia solar.
- El ángulo de incidencia de los rayos solares.
- La orientación e inclinación del módulo.
- Las condiciones atmosféricas.

Una adecuada captación de la radiación garantiza la disponibilidad de energía suficiente para la generación eléctrica y constituye la base del funcionamiento del módulo.



Ilustración 13 Magnitud de la corriente generada

3.1.3 Recolección y aprovechamiento de la energía generada

La energía producida en las celdas es recolectada mediante contactos metálicos y conducida hacia la caja de conexiones del módulo, la cual incorpora diodos de derivación para proteger el sistema ante condiciones de sombreado parcial.

La energía generada en corriente continua puede ser utilizada directamente en sistemas DC o convertida a corriente alterna (AC) mediante un inversor para su conexión a red o almacenamiento en baterías, según el tipo de sistema implementado.



Ilustración 14 Conversión DC-AC



Ilustración 15 Proceso de generación de energía fotovoltaica

3.2 Diferencias funcionales entre módulos monofaciales y bifaciales

La diferencia fundamental entre ambas tecnologías radica en la forma en que interactúan con la radiación solar.

- **Módulos monofaciales:** captan únicamente radiación incidente sobre la cara frontal.
- **Módulos bifaciales:** captan radiación frontal y radiación reflejada o difusa sobre la cara posterior.

La generación adicional en módulos bifaciales depende principalmente de:

- albedo del entorno,
- altura de instalación,
- geometría del sistema,
- condiciones de irradiancia reflejada.

Bajo condiciones favorables, los módulos bifaciales pueden alcanzar incrementos de producción energética del 5 % al 25 % respecto a módulos monofaciales equivalentes. Este incremento constituye la base del concepto de **ganancia bifacial**, parámetro central del presente estudio.

3.3 Estructura física de los módulos fotovoltaicos

La estructura del módulo influye directamente en su comportamiento eléctrico, térmico y mecánico. Los materiales utilizados y la disposición de las capas determinan la captación de radiación, la disipación térmica y la durabilidad del dispositivo.

3.3.1 Estructura de módulos monofaciales

Los módulos monofaciales poseen una configuración diseñada para la captación frontal de radiación. Su estructura típica incluye:

- **Marco metálico reducido o ausencia de marco:** Estructura perimetral que proporciona rigidez mecánica y facilita la instalación del módulo sobre sistemas de soporte. Muchos diseños minimizan el marco para evitar sombras sobre la cara trasera y maximizar la captación de radiación reflejada.
- **Vidrio templado frontal:** Protege las células solares contra impactos, humedad y agentes ambientales, permitiendo al mismo tiempo el paso de la radiación solar con mínima pérdida óptica.
- **Encapsulante frontal (EVA – Etil Vinil Acetato):** Capa polimérica que fija las células al vidrio frontal, proporciona aislamiento eléctrico y protege contra vibraciones y contaminantes.
- **Células fotovoltaicas o solares:** Generalmente fabricadas de silicio monocristalino o policristalino, son el componente activo responsable de la conversión de la luz en electricidad. En la actualidad predominan las células monocristalinas PERC, con mayores eficiencias.
- **Encapsulante posterior:** Capa de sellado que protege las células solares y contribuye al aislamiento eléctrico y mecánico del módulo.
- **Backsheet posterior (lámina opaca):** Usualmente de polímero plástico multicapa, cumple funciones de aislamiento eléctrico y protección mecánica. Esta capa es

ópticamente inactiva, lo que impide la captación de radiación por la parte trasera del módulo.

- **Caja de conexiones:** Ubicada en la parte posterior del módulo, alberga las conexiones eléctricas internas y los diodos de derivación, permitiendo la salida de la energía generada y protegiendo al módulo frente a sobrecorrientes y sombreado parcial.

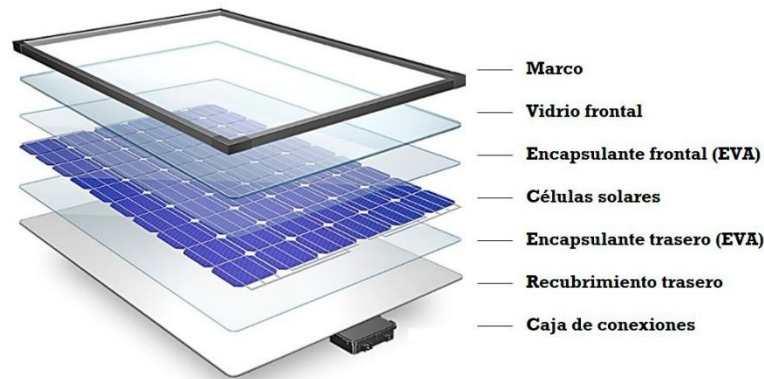


Ilustración 16 Estructura de un módulo fotovoltaico monofacial

La presencia de un backsheet opaco impide la captación de radiación por la cara posterior, limitando la generación energética a la irradiancia frontal incidente.

3.3.2 Estructura de módulos bifaciales

Los módulos bifaciales presentan una arquitectura optimizada para permitir la captación de radiación por ambas caras del panel. Su estructura incluye:

- **Vidrio templado frontal:** Lámina de vidrio de alta resistencia que protege las células frente a impactos y agentes ambientales, permitiendo el paso de la radiación solar con mínimas pérdidas ópticas.
- **Encapsulantes poliméricos (EVA):** Capa polimérica que fija las células al vidrio, proporciona aislamiento eléctrico y protege frente a humedad y vibraciones. Sellan las células solares y las protegen de la humedad, vibraciones y contaminantes.

- **Células solares bifaciales:** Fabricadas generalmente de silicio monocristalino, utilizando tecnologías avanzadas como PERC, PERT o HJT, las cuales permiten la conversión fotovoltaica tanto por la cara frontal como por la posterior.
- **Encapsulante posterior:** Capa de sellado que protege las células y permite la transmisión de la radiación reflejada hacia la cara posterior.
- **Vidrio templado o lámina transparente posterior:** A diferencia del backsheet opaco de los módulos monofaciales, este respaldo permite que la radiación alcance la cara posterior de las células.
- **Marco metálico reducido o ausencia de marco:** Estructura perimetral que proporciona rigidez mecánica y facilita la instalación del módulo sobre sistemas de soporte. Muchos diseños minimizan el marco para evitar sombras sobre la cara trasera y maximizar la captación de radiación reflejada.
- **Caja de conexiones:** Ubicada en la parte posterior del módulo, alberga las conexiones eléctricas internas y los diodos de derivación, permitiendo la salida de la energía generada y protegiendo al módulo frente a sobrecorrientes y sombreado parcial.

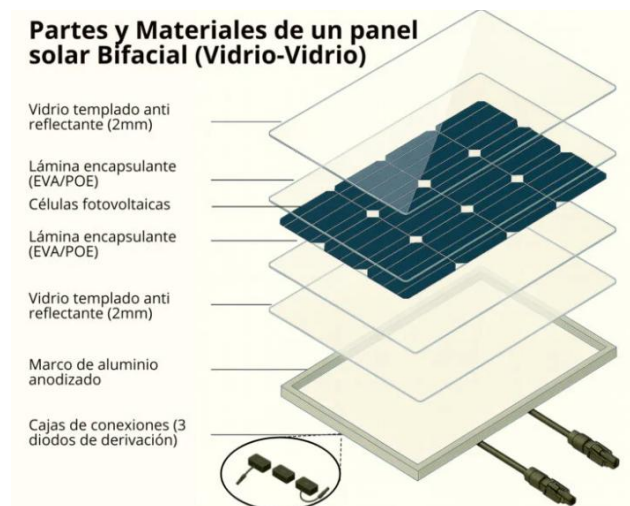


Ilustración 17 Estructura de un módulo fotovoltaico bifacial

La configuración de doble vidrio permite el paso de radiación hacia la cara posterior y proporciona mayor rigidez mecánica y vida útil prolongada. Esta arquitectura favorece la captación de radiación reflejada, elemento fundamental en la generación bifacial.

3.4 Tecnologías de células empleadas en módulos bifaciales

El desempeño de los módulos bifaciales depende del tipo de tecnología de célula utilizada, particularmente de su factor de bifacialidad, definido como la relación entre la eficiencia posterior y frontal del dispositivo.

Las principales tecnologías son:

- **PERC bifacial:** factor de bifacialidad entre 65 % y 75 %.

Las células PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) bifaciales constituyen una de las tecnologías más difundidas en el mercado actual. Estas células incorporan una capa de pasivación en la parte posterior que reduce la recombinación de portadores y mejora la eficiencia global.

En su versión bifacial, la cara posterior se diseña para permitir la captación parcial de radiación reflejada. No obstante, el factor de bifacialidad de esta tecnología suele ser moderado, típicamente entre 65 % y 75 %, debido a limitaciones inherentes a la estructura posterior.

- **TOPCon:** factor de bifacialidad entre 75 % y 85 %.

La tecnología TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) representa una evolución respecto a PERC, incorporando contactos pasivados mediante óxidos ultradelgados que reducen significativamente las pérdidas eléctricas.

Los módulos bifaciales basados en TOPCon presentan mayores factores de bifacialidad, generalmente en el rango de 75 % a 85 %, lo que permite un mejor aprovechamiento de la radiación reflejada. Esta tecnología muestra un desempeño más estable frente a condiciones térmicas exigentes, característica relevante para climas tropicales.

- **HJT:** factor de bifacialidad superior al 90 %.

Las células HJT (Heterojunction Technology) combinan silicio cristalino con capas delgadas de silicio amorfo, logrando niveles elevados de pasivación y eficiencia.

Valores elevados de bifacialidad permiten un mayor aprovechamiento de la radiación reflejada y un incremento más significativo de la corriente generada en la cara posterior.

3.4.1 Configuración constructiva

Los módulos bifaciales pueden clasificarse según su configuración estructural:

- **Vidrio–vidrio:** mayor durabilidad y captación posterior uniforme.
- **Vidrio–backsheet transparente:** menor peso, pero menor durabilidad.

La configuración constructiva influye en la transmitancia óptica posterior, la disipación térmica y la eficiencia energética.

3.4.2 Implicaciones en la ganancia bifacial

El tipo de tecnología y configuración del módulo determina su sensibilidad a la radiación reflejada. Módulos con mayor bifacialidad presentan incrementos más significativos de corriente y potencia bajo las mismas condiciones de irradiancia.

Por esta razón, la comparación experimental entre módulos debe considerar la tecnología empleada, ya que el comportamiento bifacial depende tanto del diseño del módulo como de las condiciones de instalación.

3.5 Variables externas que afectan el desempeño de módulos bifaciales

El desempeño de los módulos fotovoltaicos depende de factores geométricos, ambientales y operativos que modifican la irradiancia efectiva y el comportamiento térmico del sistema.

3.5.1 Ángulo de incidencia, orientación e inclinación

La radiación captada por un módulo fotovoltaico depende del ángulo de incidencia (θ), definido como el ángulo entre la radiación solar y la normal al plano del módulo. La captación es máxima cuando la radiación incide perpendicularmente y disminuye al aumentar dicho ángulo.

El ángulo de incidencia se determina a partir de parámetros geométricos solares como la latitud del sitio (Φ), la declinación solar (δ), el ángulo horario (ω), la altura solar (α) y el acimut (γ), además de la inclinación (S) y orientación (γ_s) del módulo. En superficies orientadas al Sur, puede simplificarse mediante el concepto de latitud equivalente ($\Phi - S$).

La orientación e inclinación influyen tanto en la energía total captada como en su distribución a lo largo del día y del año, siendo variables fundamentales en el diseño de sistemas fotovoltaicos fijos.

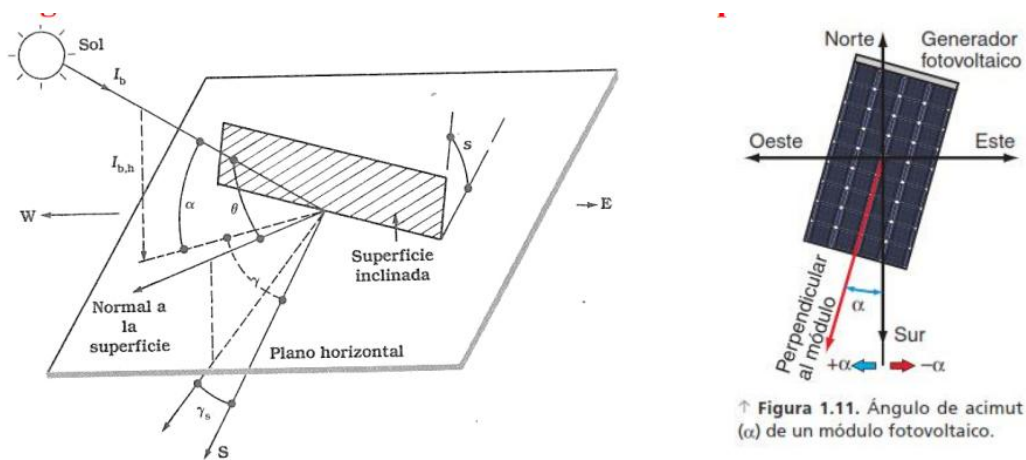


Ilustración 18 Representación geométrica del ángulo de incidencia θ

3.5.2 Factor geométrico de conversión de irradiancia

La irradiancia sobre superficies inclinadas puede relacionarse con la irradiancia horizontal mediante el factor geométrico:

$$K = \frac{G_{Inclinada}}{G_{Horizontal}}$$

Ecuación 4 Factor Geométrico K

Este parámetro permite evaluar el efecto de la configuración del sistema sobre la captación energética.

3.5.3 Efecto del sombreado parcial

El sombreado parcial de uno o más módulos puede generar pérdidas de potencia significativas, incluso cuando la superficie sombreada es reducida. Las celdas afectadas pueden comportarse como cargas eléctricas, provocando sobrecalentamiento localizado o puntos calientes, lo que acelera el envejecimiento del módulo.

Aunque los diodos de bypass reducen el riesgo de daño térmico, el sombreado sigue representando una de las principales fuentes de pérdida energética en sistemas fotovoltaicos.

3.5.4 Influencia de la suciedad y la ventilación

La acumulación de polvo, suciedad o contaminantes sobre la superficie del módulo reduce la transmitancia del vidrio frontal, disminuyendo la energía solar efectivamente absorbida por las celdas. En módulos bifaciales, la suciedad en la cara posterior afecta adicionalmente la captación de radiación reflejada.

Asimismo, la ventilación natural influye directamente en la temperatura de operación del módulo. Configuraciones de montaje que permiten una mayor circulación de aire favorecen la disipación térmica y contribuyen a mejorar el desempeño energético global del sistema.

3.6 Comportamiento térmico del módulo fotovoltaico

La temperatura de operación influye directamente en el rendimiento del módulo, reduciendo principalmente el voltaje de salida y la potencia generada.

3.6.1 Modelo térmico basado en NOCT

Nominal Operating Cell Temperature, definido como la temperatura alcanzada por la célula cuando el módulo opera con una irradiancia de 800 W/m^2 , una temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y una velocidad de viento de 1 m/s .

A partir de este parámetro la temperatura de operación puede estimarse mediante el parámetro NOCT:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} * G$$

Ecuación 5 Modelo térmico basado en NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)

donde:

- T_c es la temperatura de la célula (°C),
- T_a es la temperatura ambiente (°C),
- NOCT es la temperatura nominal de operación de la célula (°C),
- G es la irradiancia incidente sobre el módulo (W/m²).

Este modelo permite estimar la temperatura de la célula en función de la irradiancia y las condiciones ambientales.

Además del modelo NOCT, es importante tener en cuenta las **Condiciones Estándar de Prueba (STC)**, las cuales se utilizan para evaluar el rendimiento de los módulos fotovoltaicos bajo condiciones ideales y controladas. Bajo **STC**, los módulos se prueban a una irradiancia de 1000 W/m², una temperatura de célula de 25°C y un ángulo de incidencia de 0°. Estas condiciones representan una referencia de rendimiento estándar que permite comparar módulos fotovoltaicos de distintos fabricantes en igualdad de condiciones.

Si bien el modelo STC es utilizado principalmente para la evaluación en laboratorio, las condiciones de operación reales de los módulos fotovoltaicos en el campo pueden diferir significativamente, como se plantea en el modelo NOCT. La temperatura de célula bajo **STC** no refleja el comportamiento real del módulo en condiciones de operación en exteriores, donde las temperaturas pueden ser mucho mayores debido a factores ambientales, como la radiación solar incidente, la temperatura ambiente y la eficiencia de ventilación del sistema.

3.6.2 Corrección de potencia por temperatura

El aumento de la temperatura de operación de las células fotovoltaicas provoca una disminución del voltaje de salida del módulo, mientras que la corriente presenta variaciones

relativamente menores. Como resultado, la potencia máxima entregada por el módulo disminuye a medida que la temperatura se incrementa.

Este efecto se cuantifica mediante el coeficiente térmico de potencia, proporcionado por el fabricante, que expresa la variación porcentual de la potencia por cada grado Celsius de cambio en la temperatura de la célula. Para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, este coeficiente varía según la tecnología de celda, con valores típicos entre $-0.24 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ y $-0.45 \text{ \%/}^\circ\text{C}$. Los módulos monocristalinos estándar presentan valores entre $-0.35 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ y $-0.45 \text{ \%/}^\circ\text{C}$, mientras que tecnologías avanzadas como TOPCon y HJT alcanzan valores más bajos, entre $-0.24 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ y $-0.32 \text{ \%/}^\circ\text{C}$, lo que representa una ventaja significativa en climas cálidos

La potencia del módulo corregida por temperatura se expresa como:

$$P(T) = P_{STC} \cdot [1 + \gamma_{Pmp} \cdot (T_c - 25)]$$

Ecuación 6 Corrección térmica de potencia.

donde P_{STC} es la potencia nominal bajo condiciones estándar y γ_{Pmp} el coeficiente térmico de potencia.

En climas tropicales, como el de El Salvador, las elevadas temperaturas ambientales favorecen condiciones de operación alejadas de las STC, por lo que las pérdidas térmicas adquieren una relevancia particular en la evaluación del desempeño real de los módulos fotovoltaicos.

3.6.3 Uso del módulo monofacial como referencia experimental

El módulo monofacial se emplea como referencia experimental debido a su comportamiento eléctrico y térmico ampliamente caracterizado. Esta referencia permite comparar objetivamente el incremento de generación asociado a la captación posterior en módulos bifaciales y aislar el efecto de variables como el albedo, la ventilación y la altura de montaje.

Capítulo 4 - Consideraciones y comparación técnica de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales

4.1 Desempeño y limitaciones de los módulos monofaciales

Los módulos fotovoltaicos monofaciales presentan un comportamiento estable y predecible, ya que su producción energética depende exclusivamente de la radiación incidente sobre su superficie frontal. Esta característica permite una estimación directa de su rendimiento en función de la irradiancia disponible, lo que ha favorecido su amplia implementación en sistemas fotovoltaicos convencionales.

No obstante, su principal limitación radica en la imposibilidad de aprovechar la radiación reflejada por el entorno. Esta restricción reduce su potencial de generación energética, particularmente en superficies con alto albedo donde existe radiación adicional disponible que no puede ser convertida en energía eléctrica.

4.1.1 Degradación y mantenimiento en climas tropicales

En climas tropicales, la acumulación de polvo, residuos orgánicos y contaminantes atmosféricos sobre la superficie del módulo incrementa las pérdidas por sombreado parcial y reflexión superficial, reduciendo la producción energética del sistema.

En módulos monofaciales, estas pérdidas afectan directamente la generación, ya que no existe captación posterior que compense la reducción de irradiancia frontal. Por esta razón, el mantenimiento periódico constituye un factor determinante para preservar el rendimiento operativo.

4.2 Desempeño y ventajas técnicas de los módulos bifaciales

Los módulos bifaciales se caracterizan por su capacidad de captar radiación solar por ambas caras, lo que permite incrementar la irradiancia efectiva sobre el dispositivo y, en consecuencia, la energía generada.

Este tipo de tecnología puede presentar mejoras en la producción energética cuando se instala en condiciones favorables de reflectancia y geometría de montaje.

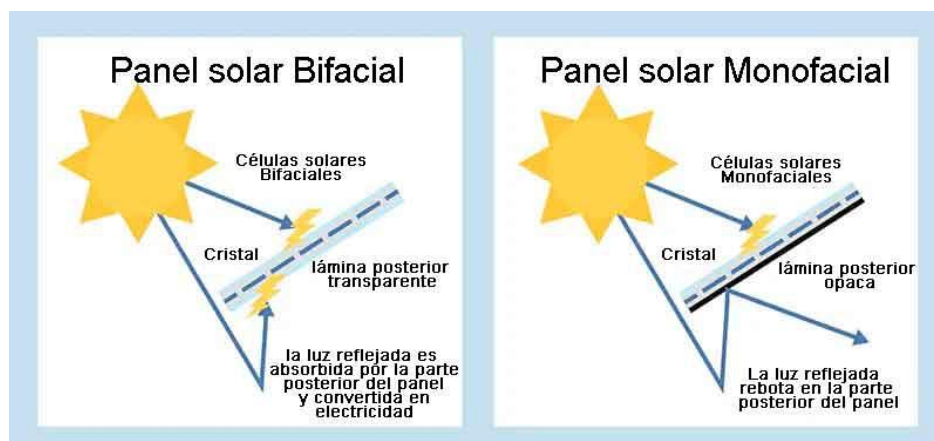


Ilustración 19 Comparativa entre un módulo fotovoltaico monofacial y bifacial

Entre sus principales ventajas técnicas se destacan:

- mayor producción energética anual,
- mejor aprovechamiento del espacio disponible,
- mejor comportamiento térmico debido a mayor ventilación,
- mayor vida útil estructural en configuraciones vidrio-vidrio.

Sin embargo, su desempeño depende directamente del diseño del sistema y de las características del entorno superficial.

4.2.1 Influencia del entorno superficial y diseño de montaje

El entorno de instalación influye directamente en la cantidad de radiación disponible para la cara posterior del módulo. Superficies claras o altamente reflectantes favorecen mayores niveles de captación posterior, mientras que superficies oscuras o cubiertas por vegetación reducen la radiación reflejada.

La altura de montaje también constituye un factor relevante, ya que un mayor despeje respecto al suelo mejora la distribución de la radiación reflejada y reduce el sombreado posterior.

En el contexto de El Salvador, donde coexisten entornos urbanos, rurales e industriales con diferentes características de reflectancia, el análisis del entorno superficial representa un aspecto relevante en la evaluación técnica del desempeño bifacial.

4.2.2 Efecto de saturación en módulos fotovoltaicos bifaciales

El efecto de saturación en un módulo fotovoltaico bifacial se refiere al fenómeno por el cual la ganancia bifacial deja de incrementarse proporcionalmente a medida que la irradiancia posterior aumenta, alcanzando un límite determinado por las características eléctricas internas de las células fotovoltaicas. Este comportamiento constituye una limitación fundamental que debe considerarse en la evaluación del rendimiento real de sistemas bifaciales.

El origen físico del efecto de saturación reside en la naturaleza de la unión p-n de las células solares. Bajo condiciones de alta irradiancia combinada frontal y posterior, la corriente fotogenerada total puede superar la capacidad de extracción del circuito externo o provocar pérdidas resistivas significativas. En consecuencia, la potencia de salida no se incrementa de forma lineal con la irradiancia posterior cuando esta es elevada, sino que tiende a estabilizarse o incluso a decrecer debido al aumento de la temperatura de operación y las pérdidas óhmicas.

Desde el punto de vista eléctrico, el comportamiento de saturación puede analizarse mediante la ecuación del diodo de un solo exponente, que modela la densidad de corriente en función del voltaje y la irradiancia. La corriente de cortocircuito total en un módulo bifacial se expresa como:

$$I_{st} = I_{st,f} + \varphi_{min} \cdot I_{st,r}$$

Ecuación 7 Corriente de saturación

donde φ_{bia} representa la eficiencia bifacial del módulo (típicamente entre 0.65 y 0.90), e $I_{st,f}$ es la corriente fotogenerada por la cara posterior. Sin embargo, cuando la irradiancia posterior

alcanza niveles muy elevados, el incremento marginal de potencia tiende a disminuir debido al efecto de saturación.

Los principales factores que condicionan la aparición del efecto de saturación en módulos bifaciales son:

- Alta irradiancia frontal combinada con alta irradiancia posterior, que eleva la temperatura de operación y aumenta las pérdidas resistivas internas.
- Resistencia serie elevada en la estructura celular, que limita la extracción de la corriente fotogenerada adicional.
- Variación del factor de idealidad del diodo con la temperatura, que modifica la forma de la curva I-V bajo alta irradiancia.
- Limitación de la eficiencia bifacial declarada por el fabricante, que establece el máximo aprovechamiento posible de la irradiancia posterior.

En términos prácticos, la literatura especializada reporta que el efecto de saturación se manifiesta de manera relevante cuando la irradiancia posterior supera el 30 % de la irradiancia frontal. En condiciones de albedo muy alto, como superficies cubiertas de arena blanca o grava clara, la ganancia bifacial adicional tiende a reducirse con respecto a lo predicho por modelos lineales simples, lo cual confirma la necesidad de emplear modelos de simulación que incorporen este efecto.

En el contexto de El Salvador, donde la irradiancia global horizontal puede superar los 1 000 W/m² en horas de máxima radiación, la combinación de alta irradiancia frontal con niveles moderados o altos de albedo puede conducir a condiciones de operación en las que el efecto de saturación resulta significativo. Por esta razón, la caracterización experimental del comportamiento bifacial bajo estas condiciones constituye un elemento relevante en el análisis desarrollado en los capítulos siguientes.

4.3 Comparación técnica entre módulos monofaciales y bifaciales

Diversos estudios reportan que los módulos bifaciales pueden presentar un desempeño energético superior al de los módulos monofaciales bajo condiciones adecuadas de instalación. Las ganancias reportadas dependen principalmente del albedo del entorno, la geometría del sistema y las condiciones ambientales.

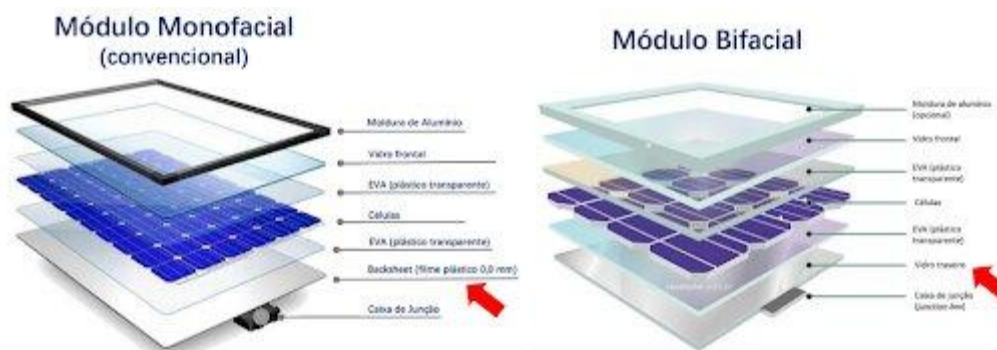


Ilustración 20 Comparación estructural entre un módulo monofacial y uno bifacial.

Desde el punto de vista constructivo, los módulos bifaciales emplean comúnmente configuraciones vidrio-vidrio, mientras que los módulos monofaciales utilizan una lámina posterior polimérica (backsheet). Esta diferencia estructural permite a los módulos bifaciales captar radiación solar directa, difusa y reflejada proveniente del entorno.

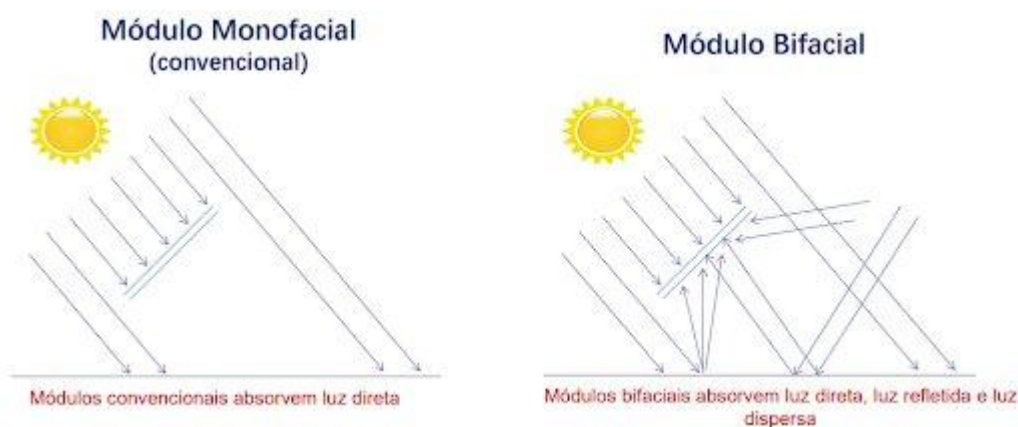


Ilustración 21 Absorción de la irradiación solar en los módulos.

No obstante, la literatura indica que las ganancias energéticas pueden reducirse significativamente cuando:

- Los módulos se instalan a baja altura respecto al suelo.
- El terreno presenta bajo albedo.
- Existe sombreado posterior.
- La ventilación del sistema es deficiente.

Característica	Monofacial	Bifacial
Captación	Frontal	Frontal + posterior
Ganancia energética	Base	+5 % a +30 %
Sensibilidad al albedo	Baja	Alta
Costo inicial	Menor	Mayor
Complejidad de montaje	Baja	Media
Vida útil	Alta	Muy alta

Tabla 1 Comparativa entre paneles monofaciales y bifaciales

4.4 Consideraciones de diseño para aplicaciones fotovoltaicas en El Salvador

El desempeño de los módulos bifaciales depende principalmente de las condiciones reales de instalación más que de su eficiencia nominal. Aunque el entorno tropical presenta elevados niveles de radiación solar, la ganancia bifacial está condicionada por la geometría de montaje y la reflectancia del entorno inmediato.

Instalaciones con baja altura de montaje o superficies de bajo albedo reducen la contribución de la radiación reflejada hacia la cara posterior, limitando el beneficio energético. En contraste, configuraciones con mayor separación respecto al suelo y superficies reflectantes favorecen una mayor captación posterior.

Asimismo, condiciones ambientales como polvo, humedad y acumulación de material orgánico pueden afectar tanto la irradiancia frontal como la reflejada. La ventilación del

módulo también influye en su comportamiento térmico, aspecto particularmente relevante en climas cálidos.

Por ello, la aplicación técnica de módulos bifaciales debe abordarse como un problema de diseño integral que considere:

- Altura de montaje.
- Albedo del entorno.
- Control de sombras posteriores.
- Estabilidad de las condiciones superficiales.
- Mantenimiento del sistema.

Estos factores constituyen la base del análisis experimental desarrollado en los capítulos posteriores.

Capítulo 5 - Evaluación de la Ganancia Bifacial y su Relación con el Albedo en Módulos Fotovoltaicos

5.1 Definición operativa del albedo

El albedo se define como la fracción de la radiación solar incidente que una superficie refleja hacia el entorno. Se expresa como un coeficiente adimensional entre 0 y 1, donde valores cercanos a 1 corresponden a superficies altamente reflectantes y valores cercanos a 0 a superficies predominantemente absorbentes.

El valor del albedo no es constante, ya que depende de factores como:

- La distribución espectral de la radiación solar.
- El ángulo de incidencia de la radiación.
- La posición del Sol.
- Las condiciones atmosféricas.

- Las propiedades físicas de la superficie.

Las variaciones espectrales de la radiación solar influyen directamente en el albedo. Exceptuando hielo, nieve y agua, la mayoría de las superficies presentan mayor reflectancia en longitudes de onda superiores a 700 nm, lo que explica valores ligeramente mayores de albedo durante las primeras horas de la mañana y al final de la tarde.

Las condiciones físicas del terreno también afectan su valor:

- Suelos secos presentan mayor albedo que suelos húmedos.
- Vegetación seca refleja más radiación que vegetación verde.
- Superficies rugosas reducen el albedo debido al auto-sombreado.

La respuesta espectral del albedo constituye un aspecto relevante para la evaluación del desempeño de módulos fotovoltaicos bifaciales, ya que la radiación reflejada por la superficie no presenta la misma distribución espectral que la radiación solar incidente. La mayoría de las superficies naturales y artificiales presentan una reflectancia espectral variable en función de la longitud de onda: en el rango visible del espectro, comprendido aproximadamente entre 400 nm y 700 nm, la reflectancia suele ser menor, mientras que, en el infrarrojo cercano, entre 700 nm y 1200 nm, tiende a ser significativamente más alta. Este comportamiento es especialmente relevante porque la respuesta espectral de las células fotovoltaicas de silicio cristalino es sensible precisamente en ese rango infrarrojo, lo que implica que la radiación reflejada puede ser aprovechada con mayor eficiencia.

Excepciones importantes a este comportamiento incluyen superficies como la nieve fresca, el hielo y algunas pinturas blancas de alta reflectancia, cuya reflectancia espectral es relativamente uniforme a lo largo de todo el espectro solar. En contraste, superficies vegetadas presentan una reflectancia muy baja en el visible y un aumento pronunciado en el infrarrojo cercano, fenómeno conocido como el borde rojo de la vegetación, lo que implica que su albedo puede subestimar su contribución real a la irradiancia posterior de un módulo bifacial.

Asimismo, el ángulo de incidencia de la radiación solar influye en la reflectancia espectral de las superficies, ya que, a ángulos rasantes, como los que ocurren en las primeras horas de la mañana y al final de la tarde, la reflectancia aumenta para la mayoría de los materiales. Esto explica por qué el albedo medido durante esas horas tiende a ser ligeramente superior al registrado en las horas centrales del día, y por qué los valores de irradiancia reflejada presentan mayor variabilidad en los extremos del período diurno.

5.1.1 Medición del albedo

El albedo se mide mediante albedómetros compuestos por dos sensores de irradiancia horizontal, similares a piranómetros:

- Uno orientado hacia el cielo (radiación incidente),
- Otro orientado hacia la superficie (radiación reflejada).

El albedo se calcula como:

$$\text{Albedo} = \frac{\text{Irradiancia}_{\text{reflejada}}}{\text{Irradiancia}_{\text{incidente}}}$$

Ecuación 8. Albedo

Estos dispositivos suelen instalarse entre 1 y 1.5 m de altura sobre superficies homogéneas. Según datos publicados por NASA, el albedo depende del material, color, textura, humedad y estado superficial, pudiendo variar significativamente para una misma superficie bajo distintas condiciones ambientales.



Ilustración 22 Albedo: Reflexión y Absorción de la radiación solar

En sistemas fotovoltaicos bifaciales, el albedo constituye un parámetro de diseño fundamental, ya que determina la cantidad de radiación reflejada disponible para la cara posterior del módulo. En consecuencia, la ganancia energética del sistema depende directamente de su valor.

Superficies altamente reflectantes como nieve fresca o concreto claro pueden presentar albedos superiores a 0.6, mientras que superficies oscuras como asfalto o suelo húmedo presentan valores inferiores a 0.15.

La literatura reporta que la contribución de la cara posterior puede representar entre 5 % y 30 % adicional de energía generada, dependiendo del albedo y de la configuración del sistema.

5.2 Superficies reflectantes y valores típicos de albedo

La magnitud de la radiación reflejada depende del tipo de superficie sobre la cual se instala el sistema fotovoltaico. Diversos estudios experimentales han establecido rangos típicos de albedo que permiten estimar el potencial de ganancia bifacial.

Superficies claras como grava blanca, concreto pintado o arena presentan valores elevados de reflectancia, favoreciendo la captación posterior. Por el contrario, superficies oscuras o con vegetación densa reducen significativamente la radiación reflejada.

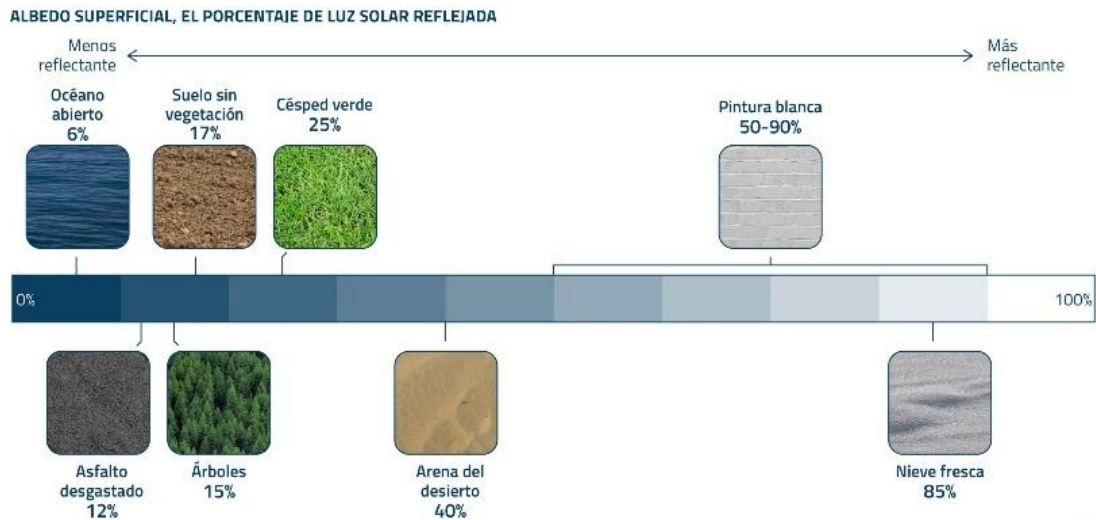


Ilustración 23 Albedo Superficial y porcentaje de luz solar

Tipo de terreno	Rango de albedo	Tipo de terreno	Rango de albedo
Hierba	0.15 – 0.25	Acero galvanizado sucio	0.08
Hierba alta	0.26	Gravilla blanca	0.27
Hierba fresca	0.16	Arena seca de desierto	0.36 – 0.4
Asfalto seco	0.09 – 0.15	Arena	0.42
Asfalto húmedo	0.18	Arena blanca	0.62
Concreto	0.25 – 0.35	Suelo	0.33
Concreto pintado de blanco	0.6 – 0.8	Desierto	0.24 – 0.28
Tejas rojas	0.33	Campos de diversos tipos	0.03 – 0.25
Aluminio	0.85	Bosque verde	0.03 – 0.10
Hielo o nieve	0.46 – 0.86	Pasto en diversas condiciones	0.14 – 0.37

Tabla 2 Albedo típico en diferentes superficies

Estos resultados evidencian que la selección o acondicionamiento de la superficie de instalación puede incrementar significativamente la producción energética anual de un sistema bifacial

5.3 Influencia del albedo en la radiación reflejada

La irradiancia disponible para la cara posterior de un módulo bifacial es directamente proporcional al albedo del entorno. A mayor reflectancia, mayor irradiancia trasera efectiva y mayor generación eléctrica.

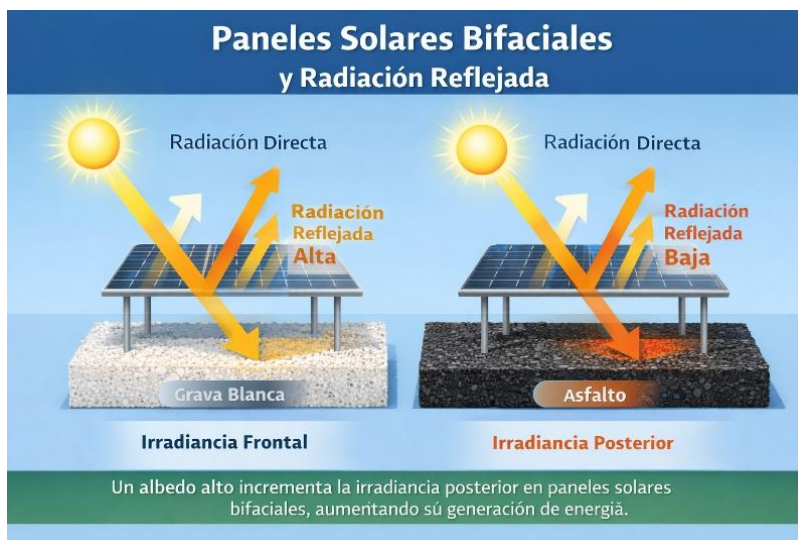


Ilustración 24 Irradiancia reflejada

Durusoy et al. (2020) demostraron experimentalmente que la irradiancia incidente sobre la cara posterior de un módulo bifacial depende de manera simultánea del albedo de la superficie y de la altura de instalación del módulo, evaluando configuraciones a 0.50 m, 0.84 m y 1.16 m sobre una superficie de concreto gris con un albedo aproximado de 0.20. Sus resultados confirmaron que la contribución de la radiación reflejada hacia la cara posterior aumenta con la altura de instalación, y que la irradiancia posterior presenta una distribución no uniforme a lo largo de la superficie del módulo, siendo mayor en las zonas superior e inferior que en la parte central. En términos de ganancia energética, la literatura reporta que los módulos bifaciales pueden alcanzar incrementos de producción de hasta el 30 % respecto a módulos monofaciales equivalentes bajo condiciones favorables de albedo y geometría de montaje (Durusoy et al., 2020; Muñoz-Cerón et al., 2024).

El albedo presenta variaciones temporales que afectan directamente la ganancia bifacial estacional del sistema. Entre los principales factores que modifican el albedo a lo largo del tiempo se encuentran la humedad del suelo, que reduce la reflectancia de superficies terrosas

y de concreto, la acumulación de polvo y suciedad sobre la superficie, el crecimiento o cambio de estado de la vegetación, y el envejecimiento o deterioro de superficies pintadas o tratadas. En entornos tropicales como el de El Salvador, la alta humedad relativa y la presencia frecuente de precipitaciones hacen que estas variaciones sean particularmente relevantes, ya que pueden reducir temporalmente el albedo de superficies que en condiciones secas presentarían valores más elevados.

Para el análisis comparativo entre configuraciones experimentales, el efecto del albedo puede cuantificarse mediante un indicador de albedo experimental que relaciona la irradiancia reflejada medida en el plano posterior con la irradiancia frontal incidente, permitiendo comparaciones objetivas entre superficies bajo condiciones equivalentes de radiación solar. Este indicador se define y desarrolla en el Capítulo 6 del presente trabajo.

5.4 Factores de bifacialidad en módulos fotovoltaicos

El factor de bifacialidad (φ) es un parámetro que caracteriza la eficiencia de la cara posterior de un módulo fotovoltaico en comparación con la cara frontal. Este factor es fundamental para estimar la ganancia bifacial que un módulo puede generar al aprovechar la radiación reflejada desde el suelo u otras superficies cercanas. Es un indicador clave del rendimiento potencial de los módulos bifaciales bajo condiciones de irradiancia específicas.

Se define como la relación entre la potencia, la tensión o la corriente generada por la cara posterior del módulo fotovoltaico y la generada por la cara frontal del mismo módulo, bajo condiciones de prueba estándar (STC). Este parámetro está formalmente definido en la norma IEC TS 60904-1-2:2019, que establece el procedimiento para la medición independiente de las características I-V de ambas caras del módulo bifacial (Lopez-Garcia et al., 2019). Sin embargo, este parámetro también puede establecerse bajo condiciones no controladas, es decir, en entornos reales de operación, donde factores como el albedo del suelo, la temperatura ambiente y la geometría del montaje influyen en el rendimiento real del módulo. Este enfoque permite evaluar el potencial de energía adicional que se puede aprovechar debido a la radiación reflejada, lo que incrementa la eficiencia general del sistema bifacial en condiciones reales.

Los factores de bifacialidad se calculan con las siguientes fórmulas:

$$\varphi_{P_{\max}} = \frac{P_{\max, \text{rear}}}{P_{\max, \text{front}}}$$

Ecuación 9 Factor de bifacialidad basado en la potencia máxima

Donde:

- $P_{\max, \text{rear}}$ es la potencia máxima generada por la cara posterior del módulo fotovoltaico.
- $P_{\max, \text{front}}$ es la potencia máxima generada por la cara frontal del módulo fotovoltaico bajo Condiciones Estándar de Prueba (STC).

2. Fórmula de $\varphi_{V_{OC}}$ (Factor de bifacialidad basado en la tensión de circuito abierto):

$$\varphi_{V_{OC}} = \frac{V_{OC, \text{rear}}}{V_{OC, \text{front}}}$$

Ecuación 10 Factor de bifacialidad basado en la tensión de circuito abierto

Donde:

- $V_{OC, \text{rear}}$ es la tensión de circuito abierto de la cara posterior del módulo fotovoltaico.
- $V_{OC, \text{front}}$ es la tensión de circuito abierto de la cara frontal del módulo fotovoltaico.

3. Fórmula de $\varphi_{I_{SC}}$ (Factor de bifacialidad basado en la corriente de corto circuito):

$$\varphi_{I_{SC}} = \frac{I_{SC, \text{rear}}}{I_{SC, \text{front}}}$$

Ecuación 11 Factor de bifacialidad basado en la corriente de corto circuito

Donde:

- $I_{SC, rear}$ es la corriente de corto circuito de la cara posterior del módulo fotovoltaico.
- $I_{SC, front}$ es la corriente de corto circuito de la cara frontal del módulo fotovoltaico.

El factor de bifacialidad es esencial para determinar la eficiencia de los módulos bifaciales, ya que permite entender cuánta energía adicional se puede generar aprovechando la radiación reflejada en la cara posterior del módulo. Este parámetro, junto con el albedo del entorno y el diseño del sistema, ayuda a estimar la ganancia bifacial de un sistema fotovoltaico bifacial y optimizar su rendimiento en función de las condiciones locales de instalación.

El valor del factor de bifacialidad varía dependiendo de varios factores, tales como:

- Tecnología del módulo: Módulos como los PERC, n-PERT, y HJT pueden tener factores de bifacialidad más altos debido a su mayor eficiencia en la conversión de la radiación que llega a la cara posterior.
- Condiciones de irradiancia: En sistemas con mayor albedo o mayor irradiancia difusa, la eficiencia de la cara posterior del módulo mejora, aumentando el factor de bifacialidad.
- Ángulo de incidencia y altura de montaje: La geometría del sistema influye en cómo se distribuye la irradiancia en las dos caras del módulo, afectando el factor de bifacialidad.

5.4.1 Ganancia bifacial del sistema

La ganancia bifacial (GB) de un sistema fotovoltaico bifacial es la relación entre la energía generada por la cara posterior del módulo y la energía generada por la cara frontal. Este valor depende directamente de factores como el albedo del entorno, la geometría de montaje y las condiciones ambientales. La fórmula es:

$$GB_{SYST} = \frac{E_{posterior}}{E_{frontal}}$$

Ecuación 12 Ganancia bifacial del sistema

Este parámetro es clave para evaluar el rendimiento de los sistemas bifaciales, pues refleja el incremento de la energía generada en la cara posterior debido a la irradiancia reflejada, lo que depende de las condiciones reales de instalación.

5.4.2 Ganancia bifacial óptica

La ganancia óptica bifacial (BG_{opt}) mide la contribución de la irradiancia reflejada que llega al lado posterior del módulo, sin considerar la eficiencia eléctrica. Se calcula como:

$$GB_{opt} = \frac{G_{posterior}}{G_{frontal}}$$

Ecuación 13 Ganancia bifacial óptica.

Este valor es crucial para entender la eficiencia óptica del módulo en condiciones ideales. No toma en cuenta factores como la eficiencia de conversión de energía, pero es útil para comparaciones entre sistemas con diferentes características de montaje.

5.4.3 Ganancia bifacial del módulo

La eficiencia posterior es generalmente menor que la frontal, por lo que se introduce el factor de bifacialidad (φ):

$$GB_{modulo} = \frac{G_{posterior} * \varphi}{G_{frontal}}$$

Ecuación 14. Ganancia bifacial del módulo.

Donde φ es el factor de bifacialidad, que refleja la eficiencia con la que el módulo convierte la radiación posterior en energía eléctrica. La ganancia bifacial del módulo depende de las condiciones de irradiancia y del rendimiento eléctrico del módulo.

5.4.4 Influencia de condiciones geométricas y ambientales

Además del albedo, el rendimiento bifacial depende de factores de diseño:

- **Altura de instalación:** mejora distribución de irradiancia posterior y reduce sombreado.
- **Orientación e inclinación del módulo:** Estas afectan el ángulo de incidencia de la radiación sobre el módulo y, por lo tanto, la cantidad de irradiancia reflejada que llega a la cara posterior.
- **Condiciones climáticas:** La temperatura y la humedad del aire también pueden afectar el desempeño de los módulos bifaciales. La radiación difusa juega un papel importante en el desempeño de los módulos bifaciales en zonas con nublados frecuentes.

Alturas entre 0.8 m y 1.2 m suelen maximizar la captación posterior. Para latitudes tropicales como la de El Salvador ($\approx 13^\circ$ N), se recomiendan inclinaciones entre 10° y 18° .



Ilustración 25 Altura e Inclinación para paneles bifaciales

La temperatura elevada reduce la eficiencia del módulo, mientras que la radiación difusa puede favorecer la captación posterior.

5.4.5 Métodos de evaluación experimental del factor de bifacialidad

La evaluación experimental del factor de bifacialidad puede realizarse mediante distintos enfoques, cada uno con implicaciones específicas en cuanto a la complejidad del montaje, las condiciones de medición y la representatividad de los resultados respecto a condiciones reales de operación. Lopez-Garcia et al. (2019) describen y comparan sistemáticamente los métodos reconocidos en el marco del borrador de la norma IEC TS 60904-1-2, que pueden clasificarse en tres categorías principales.

El primero es el método de iluminación de un solo lado con cubierta opaca. En este enfoque, la cara no iluminada del módulo se cubre con un material opaco y no reflectante, de modo que se elimina cualquier contribución de luz reflejada hacia la cara no expuesta. Las mediciones se realizan de forma independiente para cada cara bajo condiciones STC, obteniendo los parámetros eléctricos de cada superficie por separado. Este método constituye la referencia normativa principal para la caracterización del factor de bifacialidad bajo condiciones controladas y es el más utilizado en laboratorio (Lopez-Garcia et al., 2019).

El segundo es el método de irradiancia equivalente. A partir de los factores de bifacialidad obtenidos con el método anterior, se calcula una irradiancia equivalente GE que integra la contribución de la irradiancia frontal y la posterior mediante el coeficiente de bifacialidad, permitiendo simular el comportamiento bifacial iluminando únicamente la cara frontal del módulo a esa irradiancia elevada. Alquannah y Alasfour (2019) evaluaron la precisión de este método, encontrando que los errores en la estimación de la potencia máxima pueden alcanzar hasta el 4.8 % cuando la irradiancia posterior es elevada, y que el uso de coeficientes de bifacialidad dinámicos, calculados en función de la irradiancia real de operación en lugar de los valores STC, mejora significativamente la precisión de la estimación.

El tercero es el método de iluminación doble cara con panel reflectante posterior. En este enfoque se coloca un panel reflectante de alta reflectancia detrás del módulo a distintas distancias, con el fin de generar una irradiancia trasera controlada que simule las condiciones reales de campo con albedo modificado. Lopez-Garcia et al. (2019) evaluaron distintas configuraciones de montaje para este método, demostrando que incrementos de potencia máxima de hasta el 20 % son alcanzables bajo configuraciones de rack abierto con paneles reflectantes de área superior a la del módulo. Este método es el que más se aproxima a las

condiciones reales de instalación y constituye la base del enfoque experimental adoptado en el presente trabajo, donde se modifica el albedo del entorno superficial mediante la aplicación de pinturas de diferente reflectancia.

En el contexto del presente estudio, se utiliza un enfoque derivado del tercer método, evaluando el desempeño del módulo bifacial bajo condiciones reales de operación con distintas superficies reflectantes y alturas de instalación, complementado con mediciones de cara frontal y posterior de forma independiente mediante cubrimiento de cada cara, siguiendo el principio del primer método. Esta combinación permite obtener tanto los factores de bifacialidad experimentales como la ganancia bifacial real bajo condiciones tropicales locales.

5.5 Relevancia del albedo en el contexto de El Salvador

El territorio salvadoreño presenta características superficiales que determinan un albedo predominantemente bajo a moderado en la mayoría de los entornos donde se instalan sistemas fotovoltaicos. Las superficies más comunes en entornos urbanos e industriales, como concreto sin tratar, asfalto y suelo compactado, presentan valores de albedo que típicamente oscilan entre 0.10 y 0.25, según los rangos reportados en la literatura especializada para este tipo de materiales. Incluso en estos rangos moderados, Durusoy et al. (2020) demostraron que sobre una superficie de concreto gris con un albedo aproximado de 0.20, la irradiancia posterior puede representar una contribución medible y consistente a lo largo del día, lo que valida la pertinencia de evaluar la ganancia bifacial incluso en entornos de baja reflectancia.

Las condiciones climáticas tropicales del país, caracterizadas por alta irradiancia solar con valores promedio de aproximadamente 5.3 kWh/m² diarios (MARN, 2023), alta temperatura ambiente y presencia de estaciones lluviosas y secas bien diferenciadas, generan variaciones estacionales en el albedo de las superficies que deben considerarse en el diseño de sistemas bifaciales. Durante la estación seca, las superficies terrosas y de concreto presentan mayor reflectancia, mientras que en la estación lluviosa la humedad reduce el albedo de estas mismas superficies, afectando la irradiancia posterior disponible.

En este contexto, el análisis experimental del albedo bajo condiciones locales constituye un elemento fundamental para evaluar el desempeño real del módulo bifacial, estimar la ganancia energética alcanzable con distintos tipos de superficie, comparar el comportamiento frente a módulos monofaciales y definir configuraciones de diseño técnicamente justificadas para instalaciones en El Salvador. Los conceptos y relaciones desarrollados en este capítulo proporcionan la base teórica para la evaluación experimental presentada en los capítulos siguientes.

Capítulo 6 - Metodología experimental

6.1 Enfoque metodológico de la investigación

La presente investigación se desarrolla bajo un enfoque experimental, comparativo y cuantitativo, orientado a evaluar el desempeño energético y ganancia bifacial de módulos fotovoltaicos bifaciales bajo diferentes condiciones de entorno superficial y altura de montaje, tomando como referencia un módulo fotovoltaico monofacial instalado bajo una configuración convencional.

El estudio se fundamenta en la medición directa y simultánea de variables eléctricas y ambientales en condiciones reales de operación, manteniendo constantes la orientación, la inclinación y el tipo de carga conectada a cada módulo. De esta manera, las variaciones observadas en la generación eléctrica pueden atribuirse principalmente a la captación de irradiación reflejada por la cara posterior de los módulos bifaciales y a la influencia geométrica de la altura de instalación.

Asimismo, se establece una línea base experimental mediante la operación de los módulos bifaciales sin modificación del entorno superficial y con la cara posterior cubierta, lo que permite evaluar su comportamiento sin contribución bifacial y disponer de un punto de comparación directo para el análisis posterior de la ganancia bifacial, asimismo se realizó para el módulo monofacial por lo que se establecieron dos líneas base para poder comparar las variables eléctricas y sus resultados.

6.2 Descripción del sistema fotovoltaico en estudio

El sistema experimental está conformado por tres módulos fotovoltaicos individuales, los cuales operan de forma independiente:

- Un módulo **monofacial**, modelo **AS-6P30** del fabricante Amerisolar, con una potencia nominal de **280 W**.

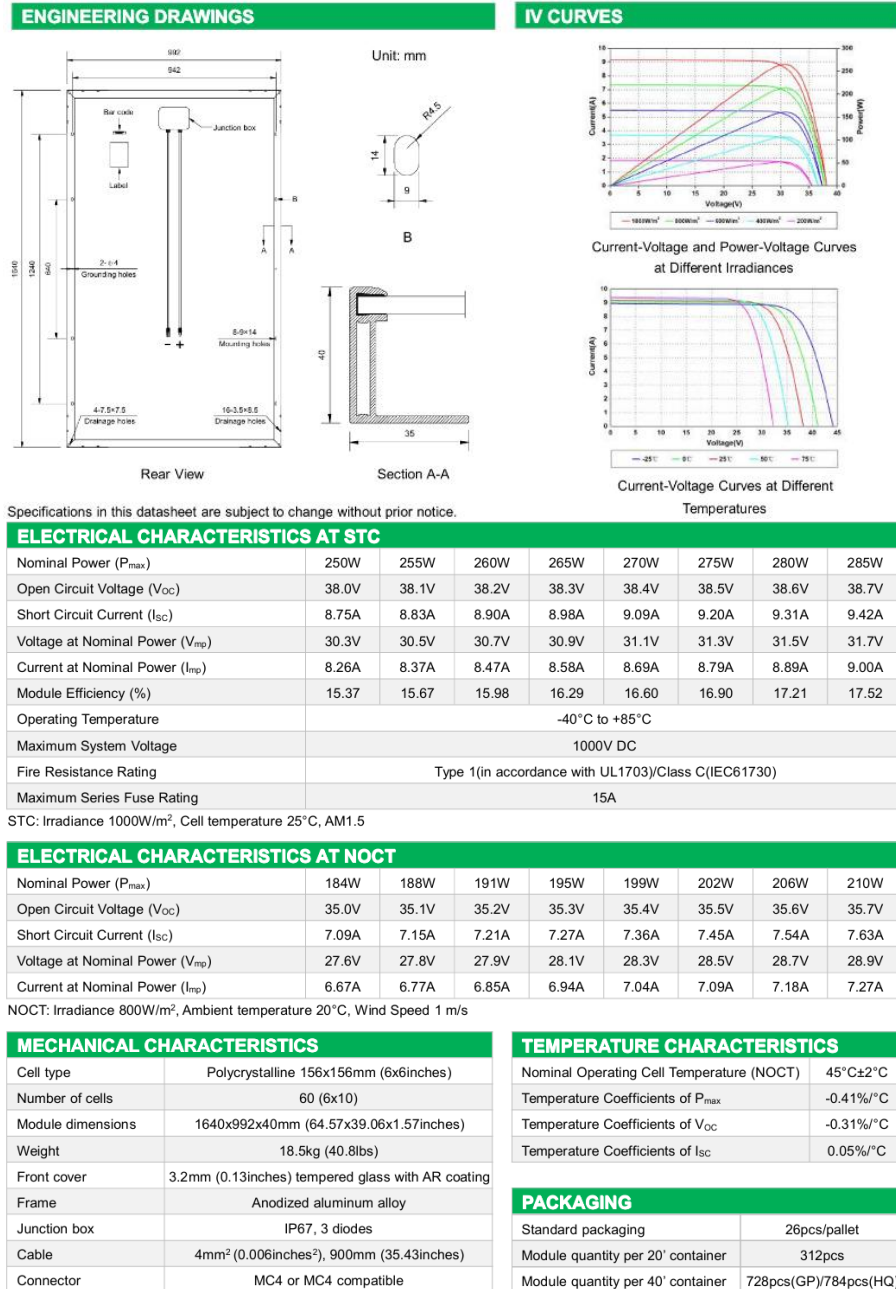
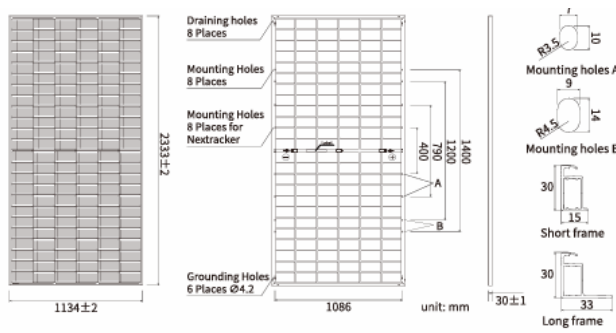


Ilustración 26 Ficha técnica de módulo monofacial, modelo AS-6P30.

- Dos módulos **bifaciales**, modelo **JAM72D40-LB** del fabricante JA Solar, con una potencia nominal de **600 W** cada uno tecnología TOPcon.



MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	32.5kg
Dimensions	2333±2mm × 1134±2mm × 30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) Landscape: 1400mm(+)/1400mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 720pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40
	580/LB	585/LB	590/LB	595/LB	600/LB	605/LB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	51.60	51.80	52.00	52.20	52.40	52.60
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	43.06	43.24	43.41	43.59	43.76	43.94
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.23	14.29	14.35	14.42	14.48	14.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.47	13.53	13.59	13.65	13.71	13.77
Module Efficiency [%]	21.9	22.1	22.3	22.5	22.7	22.9
Power Tolerance	0~+3%					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc (β _{Voc})	-0.250%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.290%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

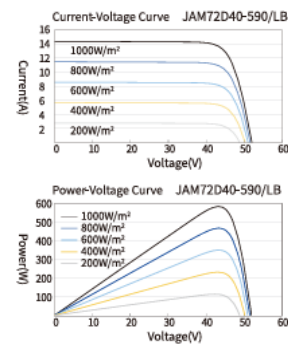
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40	JAM72D40
	580/LB	585/LB	590/LB	595/LB	600/LB	605/LB
Rated Max Power(Pmax) [W]	626	632	637	643	648	653
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	51.60	51.80	52.00	52.20	52.40	52.60
Max Power Voltage(Vmp) [V]	43.06	43.24	43.41	43.59	43.76	43.94
Short Circuit Current(Isc) [A]	15.36	15.43	15.50	15.57	15.64	15.69
Max Power Current(Imp) [A]	14.55	14.61	14.68	14.74	14.81	14.87
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

* For NexTracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and NexTracker for reference.
** Bifaciality=Pmax, rear/Rated Pmax, front

CHARACTERISTICS



OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	80%±10%
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 29/Class C

Ilustración 27 Ficha técnica módulos bifaciales, modelo JAM72D40-LB.

El módulo monofacial se instala a ras de piso, representando una configuración convencional ampliamente utilizada en sistemas fotovoltaicos. Por su parte, los módulos bifaciales, al tratarse del mismo modelo y características eléctricas, se instalan a dos alturas distintas respecto al nivel del suelo, con el objetivo de analizar la influencia de la separación del módulo sobre la captación de irradiación reflejada por la cara posterior.

Las alturas de instalación se definen midiendo desde el nivel del piso hasta el borde inferior del panel, siendo estas de **0.50 m** para el módulo bifacial inferior y **1.00 m** para el módulo bifacial superior. Esta definición geométrica clara permite una comparación reproducible y coherente de los resultados.



Ilustración 28 Paneles instalados en la biblioteca de la FIA para la investigación

Todos los módulos se orientan hacia el sur y se disponen con una **inclinación constante de 13°**. Este valor se adopta como condición de instalación por la latitud del país. Cada módulo se conecta a una carga resistiva individual, evitando interferencias entre sistemas y garantizando condiciones de operación comparables durante los ensayos.

6.3 Configuración experimental e instalación

6.3.1 Ubicación del ensayo

El ensayo experimental se realiza en la **terraza de la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de El Salvador**, ubicada en la ciudad de San Salvador. Esta localización permite la exposición directa a la radiación solar, sin obstrucciones ni sombras provenientes de estructuras cercanas durante el período de medición.



Ilustración 29 Área de trabajo.

La separación horizontal entre los módulos es de **1.0 m**, lo que garantiza la ausencia de sombreado mutuo y evita interferencias geométricas entre las configuraciones analizadas.

6.3.2 Estructuras y geometría de montaje

Los módulos se instalan sobre estructuras metálicas tipo marco, fijadas de forma rígida para evitar desplazamientos por efecto del viento u otras perturbaciones externas. Los paneles permanecen fijos durante todo el período experimental, asegurando condiciones geométricas constantes.



Ilustración 30 Estructuras metálicas tipo marco utilizadas

La selección de dos alturas de montaje para los módulos bifaciales responde a la necesidad de analizar el efecto geométrico de la separación del módulo respecto al suelo sobre la captación de irradiación reflejada, manteniendo constantes el resto de las variables del sistema.

6.3.3 Superficies reflectantes y modificación del entorno

El área intervenida presenta dimensiones de **3.0 m de ancho por 7.9 m de largo**, equivalente a un área total de **23.7 m²**, cubriendo la proyección del módulo sobre el suelo y un margen lateral adicional de **0.50 m**. Esta extensión garantiza que la irradiación reflejada incidente sobre la cara posterior del módulo sea representativa del entorno modificado.

Con el propósito de evaluar experimentalmente la influencia del albedo del entorno sobre la ganancia bifacial del módulo fotovoltaico, se realizó la adecuación de la superficie de ensayo mediante la aplicación de pintura látex sobre el área de cemento existente. Esta intervención permitió disponer de superficies con diferentes características de reflectancia, manteniendo constantes las demás condiciones geométricas del montaje.

Las superficies preparadas para el desarrollo de los ensayos corresponden a las condiciones de cemento sin pintar, blanco, verde y café. En las ilustraciones siguientes se presentan las superficies reflectantes utilizadas en la investigación, las cuales constituyen la base para el análisis comparativo desarrollado en los capítulos posteriores.



Ilustración 31 Configuración experimental sobre superficie de cemento sin pintar, condición de referencia inicial



Ilustración 32 Configuración experimental sobre superficie pintada de blanco.



Ilustración 33 Configuración experimental sobre superficie pintada de café.



Ilustración 34 Configuración experimental sobre superficie pintada de verde.

6.4 Configuración eléctrica y cargas

Cada módulo fotovoltaico opera de forma independiente y se conecta a una carga resistiva conformada por focos incandescentes conectados en arreglo paralelo, todos los focos poseen una tensión nominal de 120 V, por lo que la potencia efectiva se verá disminuida a al alimentarlo con el panel ya que su voltaje ronda entre 39-43 V.

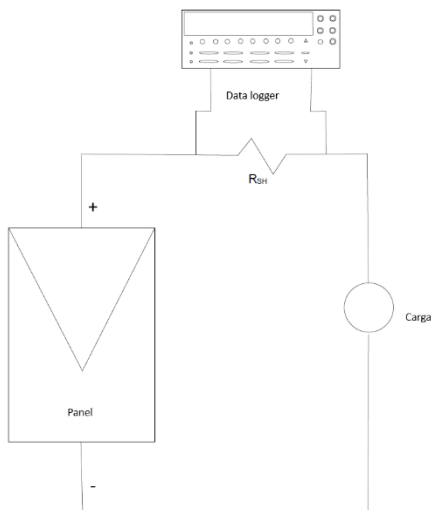


Ilustración 35 Diagrama de conexión

6.4.1 Procedimiento de medición y conexión

El diagrama siguiente muestra la configuración global del sistema experimental, donde los módulos fotovoltaicos monofacial y bifaciales están conectados a las cargas resistivas y a los sensores de irradiancia. El registrador de datos captura las mediciones de voltaje de cada módulo bajo distintas condiciones de irradiancia.

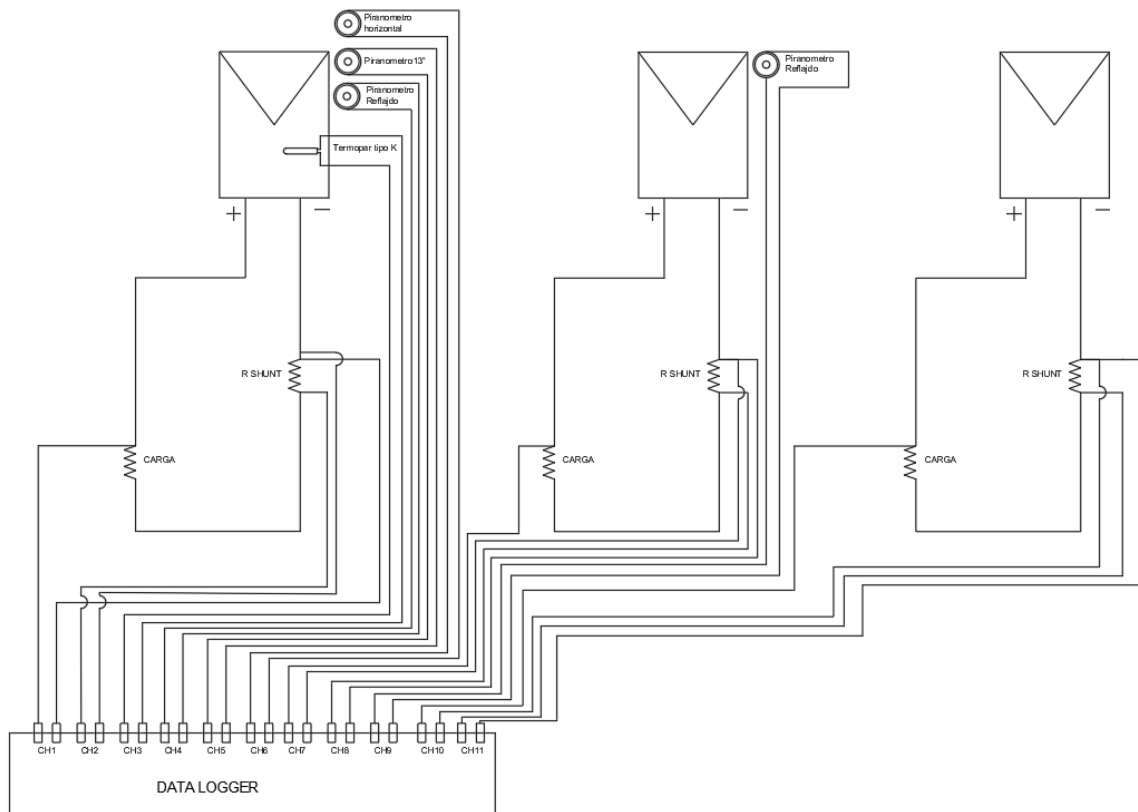


Ilustración 36 Configuración global del sistema experimental.

- Los módulos se conectan a un sistema de adquisición de datos para monitorear las variables eléctricas en tiempo real.
- El sistema también incluye piranómetros para medir la irradiancia y termopares para monitorear la temperatura del módulo fotovoltaico.

6.4.2 Diagrama de Conexión para Corto Circuito (Isc)

Para la medición de corriente de cortocircuito, el módulo se conectó en condición de cortocircuito a través de la resistencia shunt de medición, registrando la caída de tensión generada en dicha resistencia para calcular la corriente mediante la ley de Ohm. Para las mediciones de corriente cortocircuito se analizaron los siguientes casos:

- Panel con la cara posterior tapada.
- Panel con cara frontal tapada.
- Panel sin modificaciones.

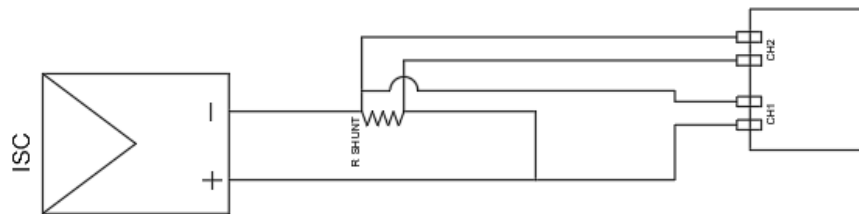


Ilustración 37 Configuración utilizada para medir corriente en cortocircuito

- El panel se conecta en serie mediante una resistencia shunt y esta resistencia en paralelo al equipo de medición para obtener la caída de tensión y poder obtener la corriente mediante la ley de ohm.
- La medición de Isc proporciona valores del desempeño máximo del módulo, bajo condiciones de cortocircuito.

Para aislar experimentalmente la contribución de cada cara del módulo bifacial, se utilizó una lámina de cartón colocada de forma temporal sobre la superficie que se deseaba bloquear durante la medición. De esta manera, fue posible registrar por separado la corriente de cortocircuito correspondiente a la cara frontal, la cara posterior y la condición sin obstrucción.



Ilustración 38 Configuración experimental de cubrimiento temporal

6.4.3 Diagrama de Conexión para Voc

En este diagrama se muestra cómo se mide la tensión de circuito abierto (Voc) de los módulos. Se conectan al equipo de adquisición en paralelo con el módulo sin que fluya corriente.

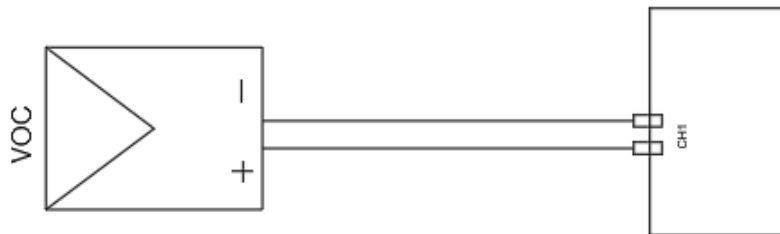


Ilustración 39 Configuración utilizada para medir voltaje de circuito abierto

- El equipo de adquisición se conecta en paralelo con el módulo para medir el voltaje máximo.
- Esta medición es esencial para evaluar la característica de tensión del módulo.

El cableado utilizado para la conexión de los módulos fotovoltaicos, las resistencias shunt y las cargas resistivas corresponde a conductor de cobre tipo THHN calibre No. 12, con una

longitud aproximada de 27 m desde los módulos hasta el cuarto donde se encuentra el sistema de adquisición de datos.

La selección del calibre se realizó considerando la corriente de operación del sistema, la longitud del tendido y la necesidad de minimizar pérdidas por caída de tensión, manteniendo condiciones seguras de operación durante los ensayos experimentales. Dado el carácter temporal y supervisado del montaje, no se incorporaron canalizaciones permanentes ni dispositivos de protección adicionales; no obstante, se efectuó una supervisión diaria del estado de los equipos, conexiones y polaridad del sistema, verificando su correcto funcionamiento antes del inicio de cada jornada de medición.

6.4.4 Cargas de los módulos bifaciales

Para poder llegar a la potencia total del módulo bifacial se tuvo que hacer un arreglo que se conforma de esta manera:

- 38 focos de 60 W
- 7 focos de 40 W
- 6 focos de 100 W

La potencia nominal total de la carga asciende a **3160 W** en el módulo bifacial tomando en cuenta que esta potencia se podría alcanzar teniendo la carga al voltaje nominal sin embargo, anteriormente se mencionó que el módulo opera en un rango de voltaje de 39–43 V.

Estas condiciones se realizaron para medir potencia total de los paneles bifaciales, sin embargo, para las mediciones de potencia para la cara posterior de los paneles se realizó un ajuste al arreglo de focos, teniendo en cuenta que la cara bifacial tiene un aporte menor por lo que se ajustó dependiendo el color de la superficie donde el rango de los focos fue de 4-8 focos de 60 W. Para las mediciones de potencia también se realizó el mismo procedimiento que para las corrientes de cortocircuito.



Ilustración 40 Carga de paneles bifaciales

6.4.5 Carga del módulo monofacial

El módulo monofacial se conecta a una carga compuesta por:

- 14 focos de 60 W
- 1 foco de 40 W

La potencia nominal total de la carga asciende a **880 W**.



Ilustración 41 Carga de panel monofacial

6.4.6 Consideraciones sobre la potencia efectiva de la carga

Se aclara que la potencia nominal indicada en los focos corresponde a su operación a **120 V**. Sin embargo, durante los ensayos los módulos fotovoltaicos operan a tensiones del orden de **39 – 40 V** bajo carga, por lo que el consumo real de los focos es significativamente inferior a su potencia nominal.

Adicionalmente, se realizó una verificación preliminar del comportamiento de focos individuales de 60 W y 100 W operados a dichas tensiones, observándose que la potencia efectiva corresponde aproximadamente a una cuarta parte de la potencia nominal, comportamiento atribuible a la naturaleza no lineal del filamento, cuya resistencia varía con la temperatura.

En consecuencia, la potencia eléctrica generada por cada módulo se determina exclusivamente a partir de las mediciones experimentales de voltaje y corriente, mediante la expresión:

$$P(t) = V(t) \cdot I(t)$$

Ecuación 15 Potencia eléctrica instantánea.

y no a partir de la potencia nominal de las cargas conectadas.

6.4.7 Condición de operación del módulo (sin seguimiento MPPT)

El uso de cargas resistivas en lugar de un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) responde a la necesidad de mantener condiciones de operación constantes durante todos los ensayos experimentales. La implementación de un sistema MPPT ajusta dinámicamente el punto de operación del módulo en función de las condiciones de irradiancia y temperatura, lo que introduce una variable adicional que puede afectar la comparación directa entre distintas configuraciones de medición.

En este estudio, el objetivo principal es evaluar el efecto de la irradiancia reflejada y del albedo sobre la ganancia bifacial bajo condiciones reales. Por esta razón, el empleo de cargas resistivas permite mantener un régimen de operación reproducible y uniforme, facilitando la comparación relativa del desempeño entre diferentes escenarios experimentales.

Si bien esta configuración no garantiza la operación en el punto de máxima potencia, los resultados obtenidos permiten analizar tendencias y variaciones relativas en la producción energética del módulo, lo cual resulta suficiente para los objetivos de la investigación.

6.5 Instrumentación y adquisición de datos

El sistema de adquisición de datos Keithley 2700 se encuentra equipado con una tarjeta de escaneo multipunto modelo 7700, la cual permite la conexión simultánea de múltiples canales de medición. Para el presente estudio se utilizaron once canales activos, destinados al registro de variables eléctricas y ambientales, incluyendo voltajes de módulo, caídas de tensión en resistencias shunt, irradiancia solar y temperatura del módulo. Esta configuración permitió la adquisición sincronizada de todas las variables relevantes durante los ensayos experimentales.

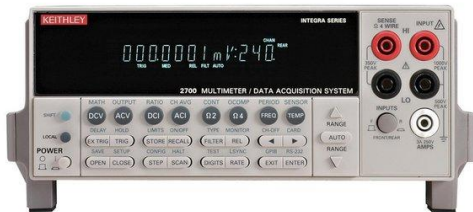


Ilustración 43 Datalogger Keithley



Ilustración 42 Tarjeta de escaneo multipunto modelo 7700

6.5.1 Configuración de canales de medición

Canal	Variable medida	Descripción
1	Voltaje panel bifacial alto	Voltaje DC del módulo
2	Corriente panel bifacial alto	Caída de tensión en shunt
3	Temperatura	Termopar tipo K (parte posterior del módulo)
4	Irradiancia inclinada	Piranómetro LP02
5	Irradiancia reflejada (alto)	Piranómetro LP02
6	Irradiancia reflejada (bajo)	Piranómetro LP02
7	Irradiancia horizontal	Piranómetro LP02
8	Voltaje panel bifacial bajo	Voltaje DC del módulo
9	Corriente panel bifacial bajo	Caída de tensión en shunt
10	Voltaje panel monofacial	Voltaje DC del módulo
11	Corriente panel monofacial	Caída de tensión en shunt

Tabla 3 Configuración de canales de medición

6.5.2 Medición de corriente

La corriente de cada módulo se determinó de forma indirecta mediante resistencias shunt con valor nominal de 0.0025 Ω , 30 A y 75 mV, instaladas en serie con cada circuito. La caída de tensión en cada shunt fue medida en milivoltios de corriente continua y posteriormente utilizada para calcular la corriente instantánea mediante la ley de Ohm.

Es importante señalar que el valor de 0.0025 Ω corresponde al valor nominal de la resistencia shunt. En la práctica, el valor real puede presentar pequeñas variaciones asociadas a la tolerancia de fabricación, la temperatura de operación, el calentamiento por circulación de corriente y las condiciones de conexión. Por tanto, la corriente calculada representa una estimación experimental basada en el valor nominal del shunt, incorporando esta condición como una fuente de incertidumbre del sistema de medición.

$$I(t) = \frac{V_{shunt}(t)}{R_{shunt,nom}}$$

Ecuación 16 Ley de Ohm aplicada a la resistencia shunt de medición

6.5.3 Medición de irradiancia

La irradiancia solar se mide utilizando piranómetros Hukseflux tipo LP02, los cuales fueron instalados estratégicamente en el montaje experimental para registrar las diferentes componentes de la radiación solar incidente. Estos sensores permiten cuantificar la energía solar disponible tanto sobre el plano del módulo como sobre el entorno inmediato, aspecto fundamental para el análisis de la ganancia bifacial.

En particular, los piranómetros se configuraron para registrar:

- Irradiancia global horizontal.
- Irradiancia en el plano del módulo inclinado.
- Irradiancia reflejada incidente sobre la cara posterior de los módulos bifaciales.



Ilustración 44 Detalle del piranómetro LP02 instalado

6.5.4 Medición de temperatura

La temperatura del módulo se mide mediante un **termopar tipo K**, fijado en el centro de la cara posterior del módulo utilizando cinta, con el objetivo de garantizar un adecuado contacto térmico y minimizar la influencia de la radiación solar directa sobre el sensor.

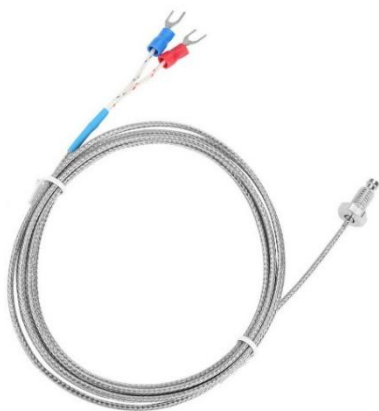


Ilustración 45 Termopar tipo K



Ilustración 46 Termopar tipo K instalado

6.5.5 Características eléctricas bajo irradiación posterior del 10 %

El fabricante del módulo fotovoltaico utilizado en esta investigación proporciona la tabla denominada Electrical Characteristics with 10 % Rear Side Irradiation, la cual describe el comportamiento eléctrico del módulo bajo una condición de ensayo en la que la irradiancia incidente sobre la cara posterior corresponde al 10 % de la irradiancia frontal. Bajo este

escenario, se evidencia principalmente un incremento en la corriente de cortocircuito y en la potencia máxima del módulo, mientras que las variaciones en el voltaje son relativamente menores. Estas especificaciones constituyen una referencia técnica importante para estimar el desempeño del módulo en condiciones reales de instalación, en las que la radiación reflejada por el entorno puede contribuir al aprovechamiento energético de la cara posterior. La obtención de estas características eléctricas se realiza bajo condiciones de ensayo estandarizadas definidas por el fabricante, las cuales generalmente consideran:

- Irradiancia frontal de 1000 W/m²,
- Irradiancia posterior equivalente al 10 % de la irradiancia frontal,
- Temperatura de celda de 25 °C,
- Distribución uniforme de irradiancia sobre ambas caras del módulo.

En conjunto, estas condiciones permiten estimar el incremento en la potencia de salida asociado a la contribución de la radiación incidente sobre la cara posterior.

En el Capítulo 7 se desarrollará una comparación entre los valores experimentales obtenidos en el proyecto y los datos suministrados por el fabricante, tomando en cuenta que estos últimos corresponden a pruebas realizadas bajo condiciones STC, donde las variables ambientales se encuentran controladas. Este análisis permitirá evaluar el comportamiento real del módulo en condiciones experimentales y determinar el nivel de concordancia existente entre las especificaciones técnicas del fabricante y los resultados medidos durante la investigación.

6.5.6 Calibración y verificación de sensores

Previamente al inicio de los ensayos experimentales se realizó la verificación funcional de los instrumentos de medición, incluyendo piranómetros, resistencias shunt y sensores de temperatura. Los piranómetros empleados fueron comparados con un sensor patrón, obteniéndose factores de corrección individuales utilizados en el procesamiento de los datos.

En el caso de las resistencias shunt, se verificó su continuidad y correspondencia con el valor nominal especificado por el fabricante. No obstante, debido al bajo valor resistivo empleado, pequeñas desviaciones en la resistencia efectiva pueden producir variaciones en la corriente calculada. Por ello, el valor de 0.0025Ω fue considerado como resistencia nominal de referencia, reconociendo que la tolerancia constructiva y los cambios térmicos durante la operación pueden introducir una incertidumbre adicional en las mediciones de corriente y potencia.

La calibración de los piranómetros se llevó a cabo en una planta solar ubicada en San Isidro, Cabañas, donde se realizaron mediciones comparativas de irradiancia cada 5 minutos entre los piranómetros utilizados y el piranómetro patrón del sitio tomando en cuenta la inclinación. Estas mediciones permitieron establecer la precisión de los sensores empleados y aplicar las correcciones necesarias. Los datos obtenidos se utilizaron para calcular los factores de corrección mediante regresión lineal, y para valores de irradiancia inferiores a 400 W/m^2 , se aplicó un multiplicador como factor de corrección que ronda entre 0.965-0.977 debido a la ausencia de valores bajos en las mediciones realizadas en la planta solar, las cuales fueron tomadas durante una hora de alta irradiancia.



Ilustración 47 Calibración de piranómetros



Ilustración 48 Piranómetro patrón

La verificación de las resistencias shunt se realizó mediante medición directa de su resistencia nominal, y el sistema de adquisición de datos fue configurado conforme a las especificaciones del fabricante del equipo Keithley Instruments.

Este procedimiento permitió reducir los errores sistemáticos entre los sensores y mejorar la coherencia relativa de las mediciones experimentales, asegurando que los datos procesados sean precisos y fiables.

6.6 Variables y ecuaciones empleadas

Las principales variables analizadas en el estudio incluyen:

- Voltaje del módulo $V(t)$.
- Corriente del módulo $I(t)$.
- Potencia eléctrica generada $P(t)$.
- Irradiancia incidente.
- Irradiancia reflejada.
- Temperatura del módulo.

La ganancia bifacial se determina de forma relativa comparando la potencia generada por el módulo bifacial bajo distintas condiciones con respecto a una condición de referencia:

$$\text{Ganancia bifacial (\%)} = \frac{P_{\text{bifacial}} - P_{\text{referencia}}}{P_{\text{referencia}}} \times 100$$

Ecuación 17 Ganancia bifacial

La contribución de la irradiancia posterior puede relacionarse con el factor de bifacialidad del módulo, permitiendo estimar el incremento teórico de corriente como:

$$I_{SC,TOTAL} = I_{SC,frontal} \left(1 + \phi \frac{G_{\text{posterior}}}{G_{\text{frontal}}} \right)$$

Ecuación 18 Incremento teórico de corriente

Donde ϕ representa el factor de bifacialidad del módulo.

Esta relación permite vincular la ganancia óptica asociada al albedo con el incremento eléctrico medido experimentalmente.

Las ecuaciones empleadas se fundamentan en los principios teóricos desarrollados en los capítulos previos y se aplican directamente a los datos experimentales obtenidos.

Además de estas ecuaciones también se utilizaron las mencionadas en el apartado 5.4 que se denomina factores de bifacialidad para módulos fotovoltaicos.

6.7 Procedimiento experimental

El procedimiento experimental se desarrolla siguiendo una secuencia ordenada de ensayos, manteniendo un horario de medición de **10:00 a 14:37** durante cada día entre el 8 de febrero hasta 10 de marzo se estableció ese horario, debido a que corresponde al período de mayor irradiancia y además es cuando los datos permanecen constantes para identificar esto se hizo un previo análisis donde se midió de 7:00 a 17:00 para estimar como se comportaba la irradiancia. El proceso que se llevó luego fue el siguiente:

1. Condición inicial sin modificación del entorno superficial.
2. Condición con la cara posterior de los módulos bifaciales cubierta, para establecer una línea base sin contribución bifacial.
3. Ensayos con superficie pintada de color blanco.
4. Ensayos con superficie pintada de color verde.
5. Ensayos con superficie pintada de color café.

Cada condición se evalúa durante un día consecutivo, donde los datos se almacenan en el buffer del equipo de medición y posteriormente se extraen a la computadora. Esto garantiza la consistencia temporal y la comparabilidad entre los diferentes escenarios experimentales.

Para cada color de superficie se realizaron las siguientes pruebas:

- Corriente de corto circuito total.
- Corriente de cortocircuito con cara frontal.

- Corriente de cortocircuito con cara posterior.
- Potencia total.
- Potencia con cara frontal.
- Potencia con cara posterior.
- Voltaje en circuito abierto.

Las pruebas se llevaron a cabo cubriendo el panel de acuerdo con el parámetro que se deseaba analizar en cada caso. Para cada caso se midió entre 1 a 2 días observando un comportamiento constante sin nubosidad para poder hacer una comparación más precisa donde las mediciones se tomaron en ciclos de 1 minuto y otras en ciclos de 5 minutos. Cabe mencionar que los días que se contaba con condiciones climáticas adversas no se tomaron en cuenta y se realizaron las mediciones nuevamente para no tener datos anómalos.

6.8 Consideraciones y limitaciones del montaje

El sistema experimental opera sin dispositivos de protección eléctrica adicionales, dado su carácter experimental, la baja tensión de operación y la supervisión directa durante la ejecución de los ensayos. Esta condición se considera aceptable para el alcance del estudio, sin comprometer la seguridad ni la integridad del equipo utilizado.

Durante el período de medición, factores ambientales propios de la operación en campo, como la variabilidad de la irradiancia solar, la nubosidad intermitente y los cambios en las condiciones atmosféricas, pueden introducir dispersión en las mediciones instantáneas de potencia. No obstante, dichas variaciones forman parte inherente del análisis en condiciones reales de operación y su efecto se atenúa al evaluar la energía generada en intervalos de tiempo acumulados.

Otra limitación asociada al montaje corresponde a las diferencias térmicas no completamente controlables entre los módulos, derivadas de variaciones en la ventilación natural, la convección del aire y la exposición ambiental. Aunque se monitorea la temperatura del módulo, no es posible garantizar condiciones térmicas idénticas en todos los casos, lo cual puede influir ligeramente en los parámetros eléctricos medidos.

Asimismo, el sistema opera mediante cargas resistivas compuestas por focos incandescentes, los cuales no representan una resistencia puramente lineal, ya que su valor resistivo varía en función de la temperatura del filamento y del voltaje aplicado. Como consecuencia, los módulos fotovoltaicos no operan necesariamente en su punto de máxima potencia (MPP), dado que no se implementa un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Sin embargo, esta condición es común a todos los módulos evaluados, lo que permite realizar comparaciones relativas consistentes entre las distintas configuraciones experimentales.

Desde el punto de vista geométrico, la superficie reflectante utilizada presenta un área finita, por lo que no reproduce un entorno ideal de reflectancia homogénea e infinita. Esta condición puede limitar la ganancia bifacial absoluta obtenida; no obstante, resulta representativa de escenarios reales de instalación y permite analizar de manera comparativa el efecto del albedo bajo condiciones controladas.

Adicionalmente, se reconoce que las superficies pintadas pueden experimentar variaciones en su reflectancia a lo largo del tiempo debido a factores como acumulación de polvo, humedad ambiental y desgaste superficial, especialmente en climas tropicales. Estas variaciones pueden afectar la radiación reflejada disponible para la cara posterior del módulo bifacial.

En cuanto al sistema de medición de irradiancia, los piranómetros utilizados no se encuentran calibrados de forma individual mediante un laboratorio acreditado. Por esta razón, se emplea un factor de corrección específico para cada sensor, obtenido a partir de mediciones comparativas realizadas entre los piranómetros utilizados en el estudio y un piranómetro patrón. Este procedimiento permite reducir errores sistemáticos entre sensores y mejorar la coherencia relativa de las mediciones, aunque se reconoce que pueden persistir incertidumbres asociadas a la calibración instrumental.

Capítulo 7 - Análisis de resultados experimentales

El presente capítulo desarrolla el análisis integral de los resultados experimentales obtenidos durante la ejecución del estudio, con el objetivo de evaluar el impacto del albedo del entorno superficial y de la geometría de montaje sobre el desempeño de un módulo fotovoltaico bifacial, en comparación con un módulo monofacial de referencia.

El análisis de resultados se estructura, iniciando con la evaluación de las variables radiométricas medidas mediante piranómetros, continuando con el estudio de las variables eléctricas registradas en los módulos fotovoltaicos y finalizando con la determinación de la ganancia bifacial bajo las distintas configuraciones experimentales.

En una primera etapa, se analiza la irradiancia solar medida en la cara frontal y en la cara posterior de los módulos, con el fin de caracterizar la disponibilidad de radiación incidente y reflejada bajo diferentes condiciones de albedo y altura de instalación. El estudio de la irradiancia permite establecer relaciones radiométricas fundamentales, tales como la razón entre irradiancia trasera y frontal, las cuales representan el potencial bifacial desde un punto de vista óptico y constituyen la base para la interpretación de la ganancia bifacial.

Posteriormente, se examinan las variables eléctricas obtenidas experimentalmente, incluyendo corriente, voltaje y potencia instantánea de los módulos fotovoltaicos, evaluando la influencia de la irradiancia reflejada y de las condiciones geométricas sobre el comportamiento eléctrico del sistema. Este análisis permite identificar cómo las variaciones en la radiación disponible se traducen en cambios en la respuesta eléctrica de los módulos bifaciales respecto al módulo monofacial de referencia.

Finalmente, a partir de la integración de los resultados radiométricos y eléctricos, se determina la ganancia bifacial bajo las distintas configuraciones experimentales analizadas, considerando tanto la contribución óptica asociada a la radiación reflejada como el efecto real sobre la generación eléctrica del módulo. Los resultados obtenidos se discuten a la luz de los fundamentos teóricos desarrollados en los capítulos anteriores y se contrastan con valores reportados en la literatura técnica, permitiendo evaluar la aplicabilidad de la tecnología bifacial en condiciones tropicales como las de El Salvador.

7.1 Análisis de la irradiancia medida

7.1.1 Irradiancia frontal

Con el fin de caracterizar el comportamiento general del recurso solar durante el período experimental, se construyó una curva promedio de irradiancia frontal a partir del conjunto total de días medidos.

El procedimiento consistió en calcular el promedio por intervalo horario, considerando todos los registros correspondientes a cada punto de tiempo. De esta manera, para cada intervalo, se obtuvo el valor promedio de irradiancia a partir del total de días medidos. Este método permite construir un perfil diario representativo del sitio, reduciendo la variabilidad asociada a condiciones particulares de un día específico.

Esto permite obtener una representación estadísticamente más robusta del comportamiento solar del sitio, disminuyendo la influencia de eventos aislados como nubosidad transitoria o variaciones atmosféricas particulares de un día específico.

Para la medición de la irradiancia frontal se consideraron dos configuraciones:

- Un piranómetro instalado en posición horizontal.
- Un piranómetro instalado con una inclinación de 13° , correspondiente al ángulo del módulo fotovoltaico.

7.1.2 Irradiancia horizontal promedio

A continuación, se presenta la curva promedio de irradiancia medida mediante el piranómetro instalado en posición horizontal.

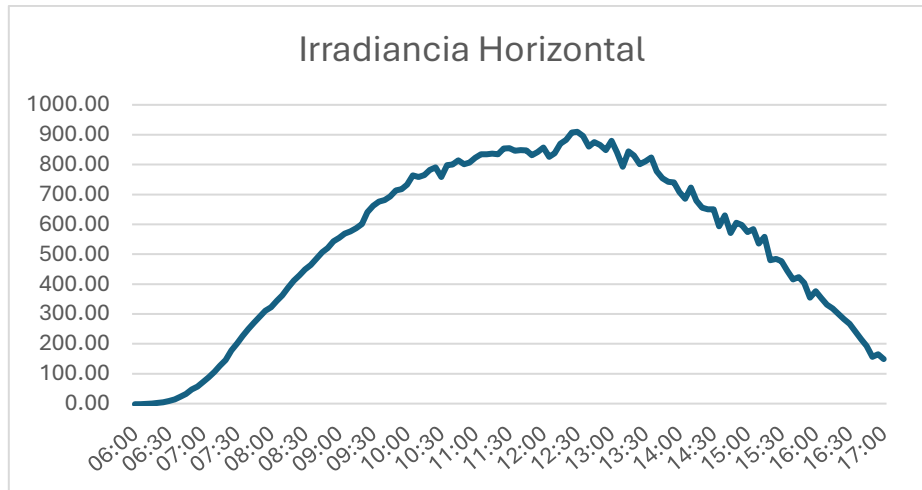


Ilustración 49 Gráfica promedio de irradiancia horizontal (W/m^2) en función de la hora

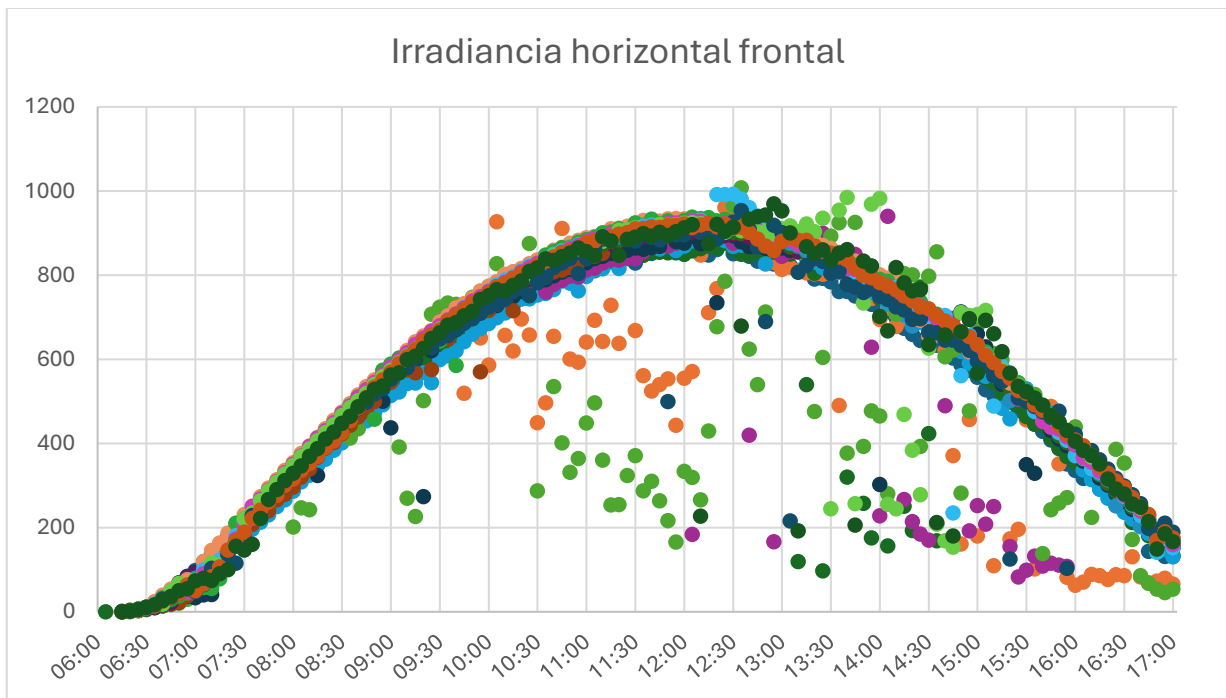


Ilustración 50 Gráfica de dispersión de irradiancia horizontal (W/m^2) en función de la hora

7.1.3 Irradiancia inclinada (13°) promedio

De manera análoga, se construyó la curva promedio de irradiancia medida con el piranómetro instalado con una inclinación de 13° , representando la irradiancia efectiva en el plano del generador.

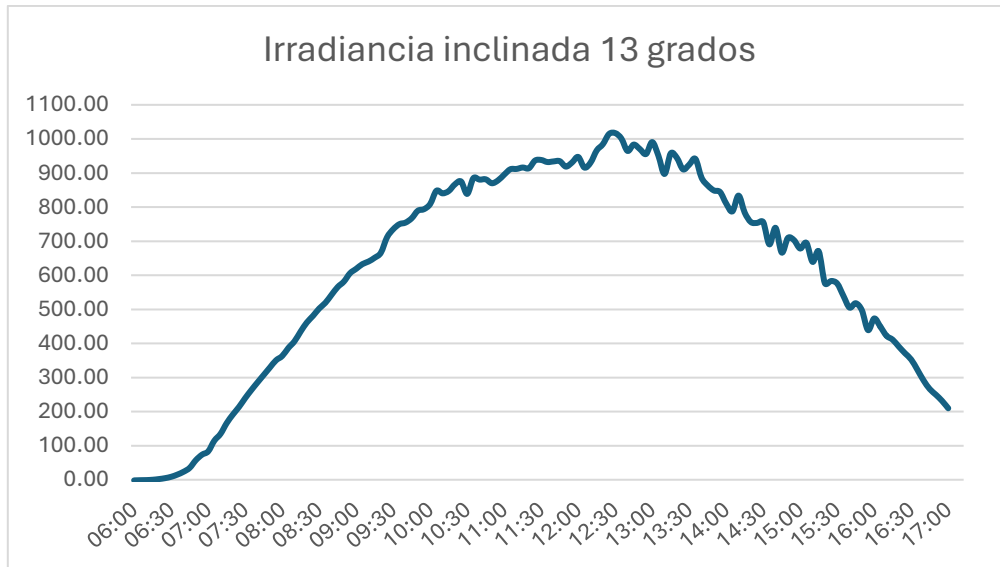


Ilustración 51 Gráfica promedio de irradiancia inclinada 13° (W/m²) en función de la hora

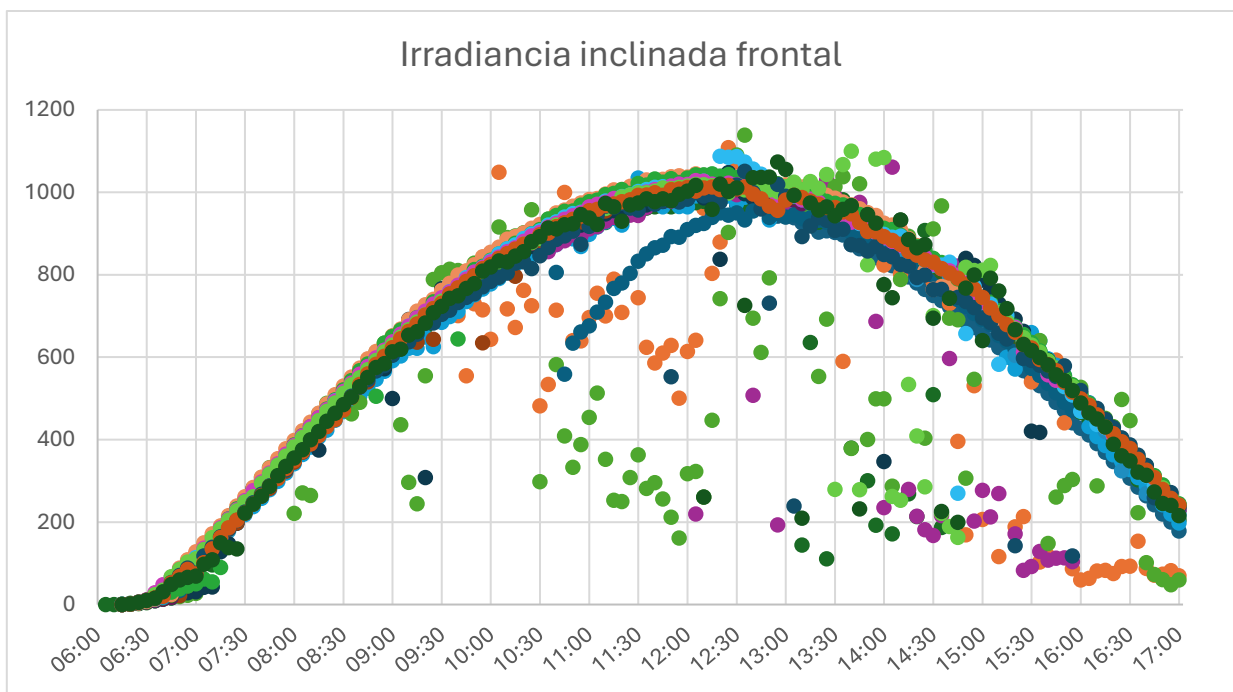


Ilustración 52 Gráfica de dispersión de irradiancia inclinada 13° (W/m²) en función de la hora

Con el propósito de evaluar el efecto de la inclinación del plano receptor sobre la captación de radiación solar, se superpusieron ambas curvas promedio en una misma gráfica, permitiendo una comparación directa entre la irradiancia horizontal y la irradiancia en el plano inclinado del módulo.

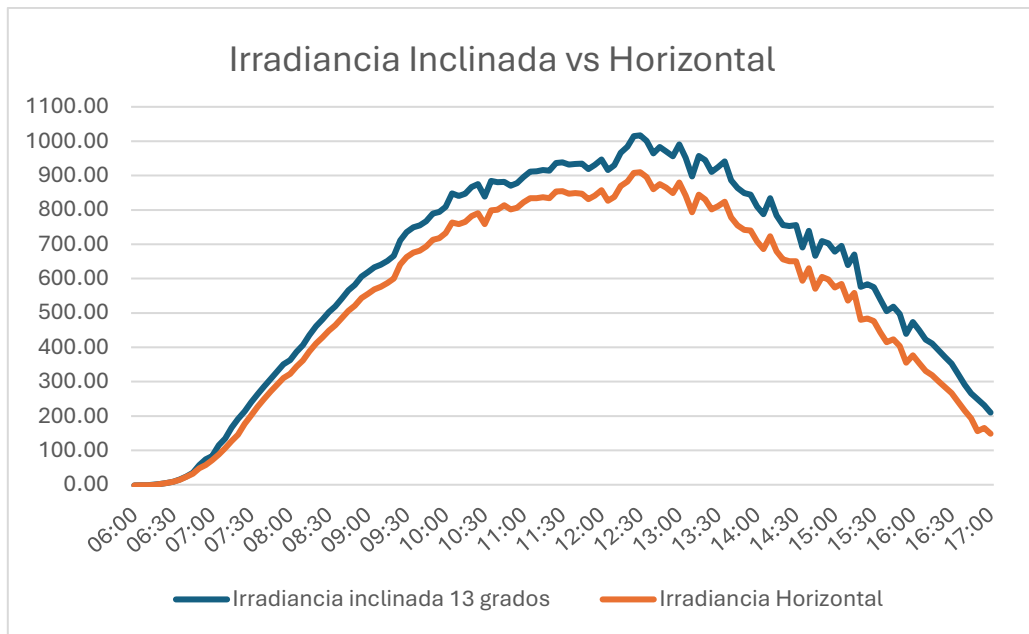


Ilustración 53 Gráfica de comparación entre irradiancia horizontal promedio e irradiancia inclinada promedio

La comparación entre la irradiancia horizontal y la irradiancia inclinada a 13° evidencia que el plano inclinado presenta una captación ligeramente superior en las horas de mayor radiación, lo cual confirma la adecuación del ángulo seleccionado para la latitud del sitio. Este comportamiento es consistente con la relación teórica entre latitud e inclinación óptima anual, donde se establece que, para maximizar la captación energética promedio, el ángulo del generador debe aproximarse al valor de la latitud local.

Asimismo, la diferencia observada entre ambas configuraciones, aunque moderada, resulta significativa desde el punto de vista energético, ya que pequeñas variaciones en la irradiancia incidente pueden traducirse en incrementos proporcionales en la potencia generada por el módulo fotovoltaico. En consecuencia, la inclinación adoptada no solo responde a un criterio geométrico teórico, sino que también se valida experimentalmente mediante las mediciones realizadas.

7.1.4 Irradiancia reflejada

7.1.4.1 Configuración de medición de la irradiancia posterior

Para evaluar el impacto del entorno superficial sobre la captación bifacial, se realizó la medición de la irradiancia reflejada mediante piranómetros instalados en correspondencia con la geometría de cada módulo fotovoltaico.

En particular, se ubicó un piranómetro en la cara posterior de cada configuración experimental, manteniendo la misma altura de instalación que el módulo correspondiente (0.50 m y 1.00 m), con el fin de representar la radiación reflejada disponible para la captación bifacial bajo cada condición de montaje.

Esta disposición permitió analizar la variación de la irradiancia reflejada en función del tipo de superficie modificada (cemento sin pintar, blanco, verde y café), así como evaluar la influencia de la altura de instalación sobre la radiación posterior disponible.

7.1.4.2 Irradiancia reflejada a 1.00 m de altura

A partir de las curvas promedio de irradiancia reflejada a 1.00 m de altura, se observa un comportamiento coherente con la evolución diaria de la irradiancia incidente, presentando un incremento progresivo durante las horas de la mañana, alcanzando valores máximos en el intervalo cercano al mediodía solar y disminuyendo posteriormente hacia las horas de la tarde.

En términos comparativos, la superficie blanca presenta los valores más elevados de irradiancia reflejada durante prácticamente todo el período de análisis, evidenciando su mayor reflectancia superficial. La superficie verde muestra un comportamiento intermedio, mientras que las superficies sin pintar y café registran niveles inferiores de irradiancia reflejada.

La separación entre curvas es más evidente durante las horas de mayor irradiancia frontal, lo cual indica que el efecto del albedo se intensifica bajo condiciones de alta radiación incidente. Este comportamiento confirma que la modificación del entorno superficial influye directamente en la cantidad de radiación posterior disponible para la captación bifacial.

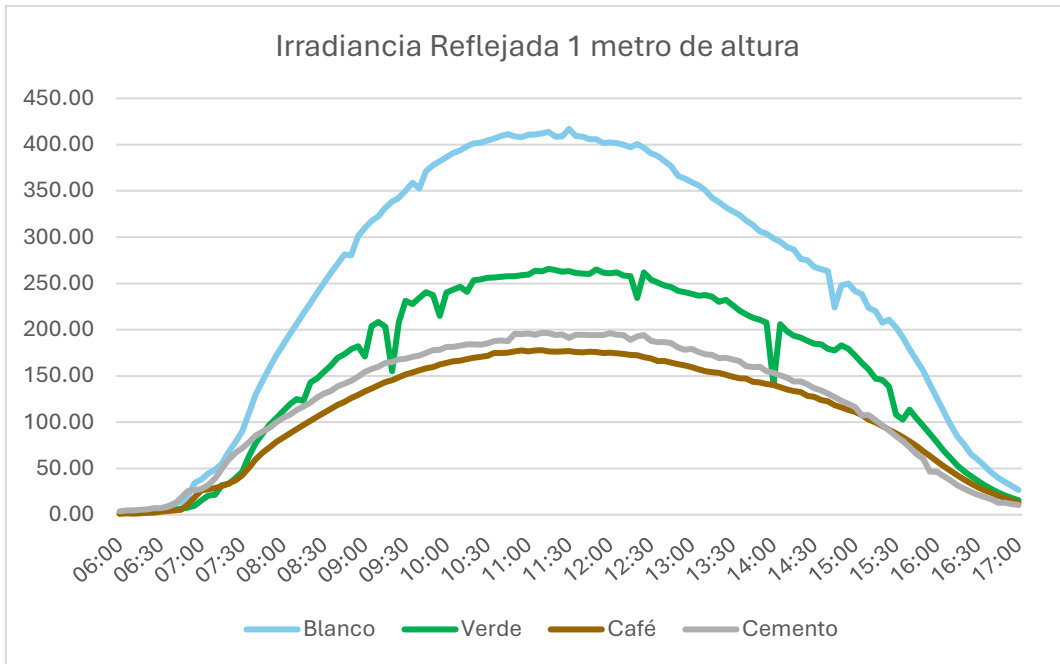


Ilustración 54 Gráfica promedio de irradiancia reflejada a 1.00 m para las distintas superficies

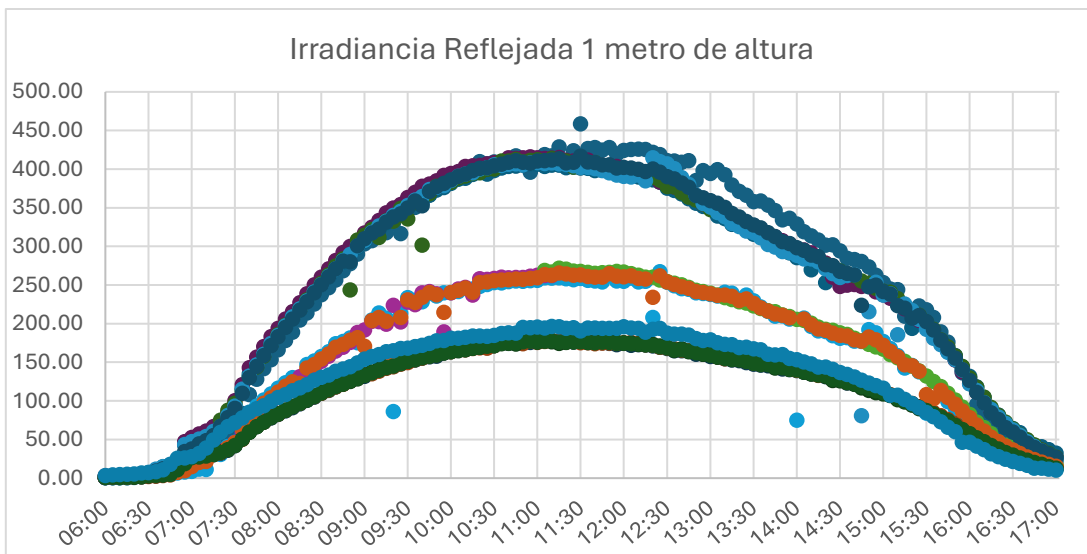


Ilustración 55 Gráfica de dispersión de irradiancia reflejada a 1.00 m para las distintas superficies

7.1.4.3 Irradiancia reflejada a 0.50 m de altura

En la configuración a 0.50 m de altura, las curvas de irradiancia reflejada mantienen la misma tendencia general diaria; sin embargo, los valores promedio tienden a ser ligeramente inferiores respecto a la configuración a 1.00 m.

Esta reducción se atribuye a la limitación geométrica asociada al menor campo de visión del plano reflectante cuando el módulo se encuentra más próximo al suelo. A menor altura, el ángulo sólido visible del entorno disminuye, reduciendo la fracción de radiación reflejada que puede incidir en la cara posterior.

No obstante, la jerarquía entre superficies se conserva, manteniéndose la superficie blanca como la de mayor contribución radiométrica.

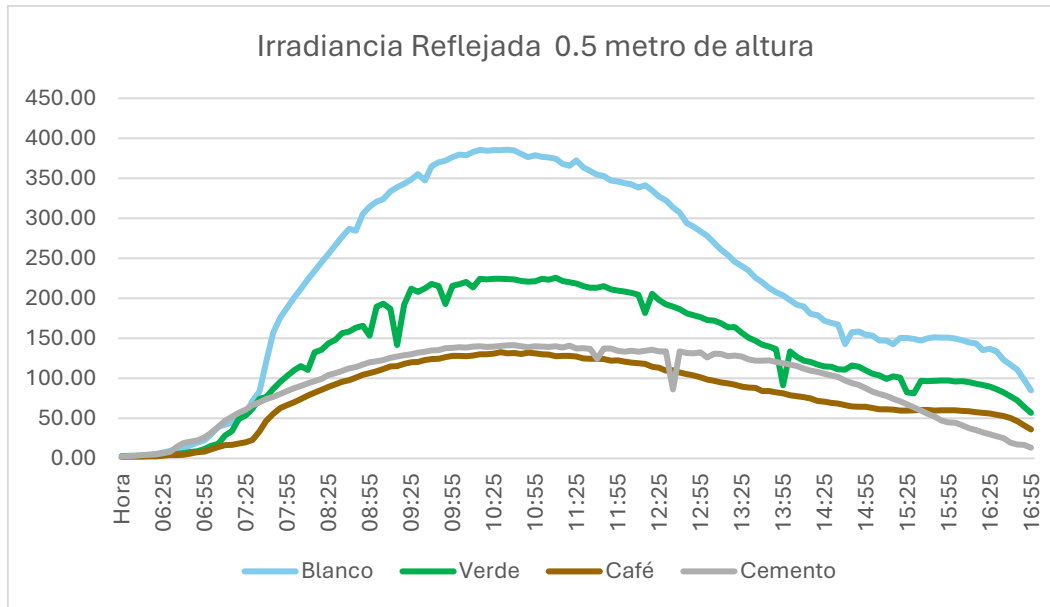


Ilustración 56 Gráfica promedio de irradiancia reflejada a 0.50 m para las distintas superficies

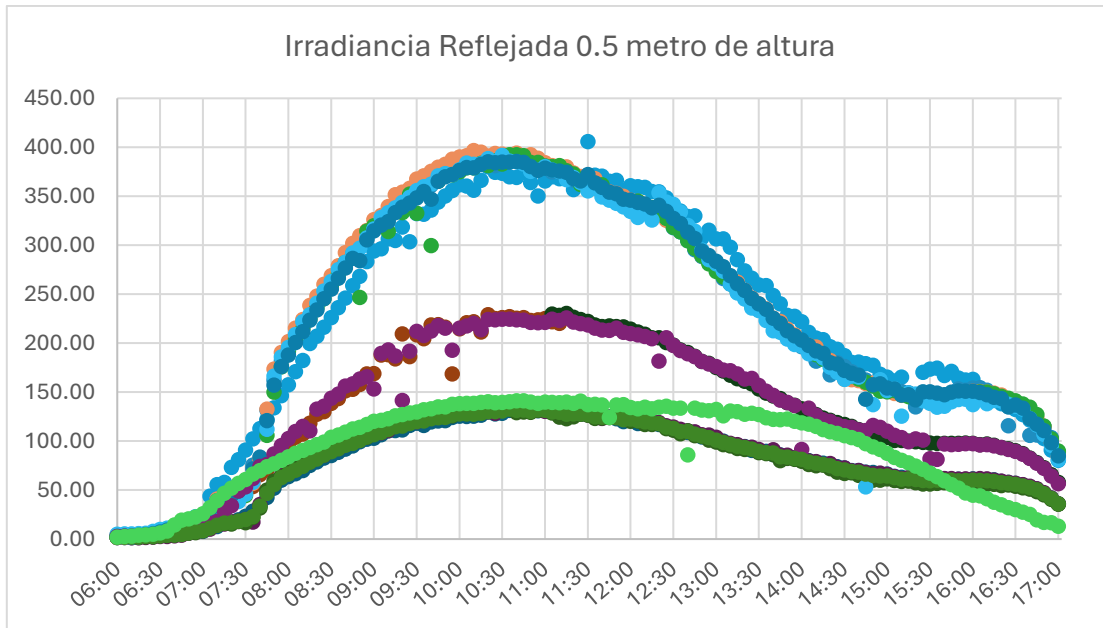


Ilustración 57 Gráfica de dispersión de irradiancia reflejada a 0.50 m para las distintas superficies

7.1.4.4 Comparación global por superficie

Con el fin de visualizar de manera integral el comportamiento de la irradiancia reflejada para todas las superficies y configuraciones de altura, se presentan las curvas comparativas correspondientes a 0.50 m y 1.00 m

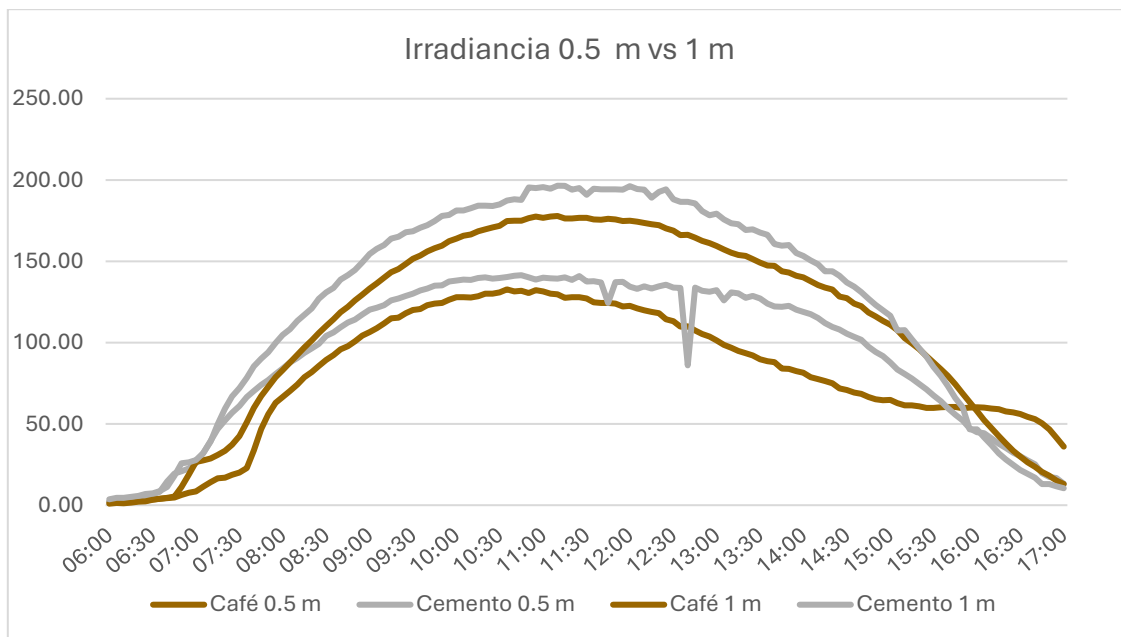


Ilustración 58 Gráfica promedio de irradiancia 0.50 m vs 1 m en diferentes superficies concreto y café

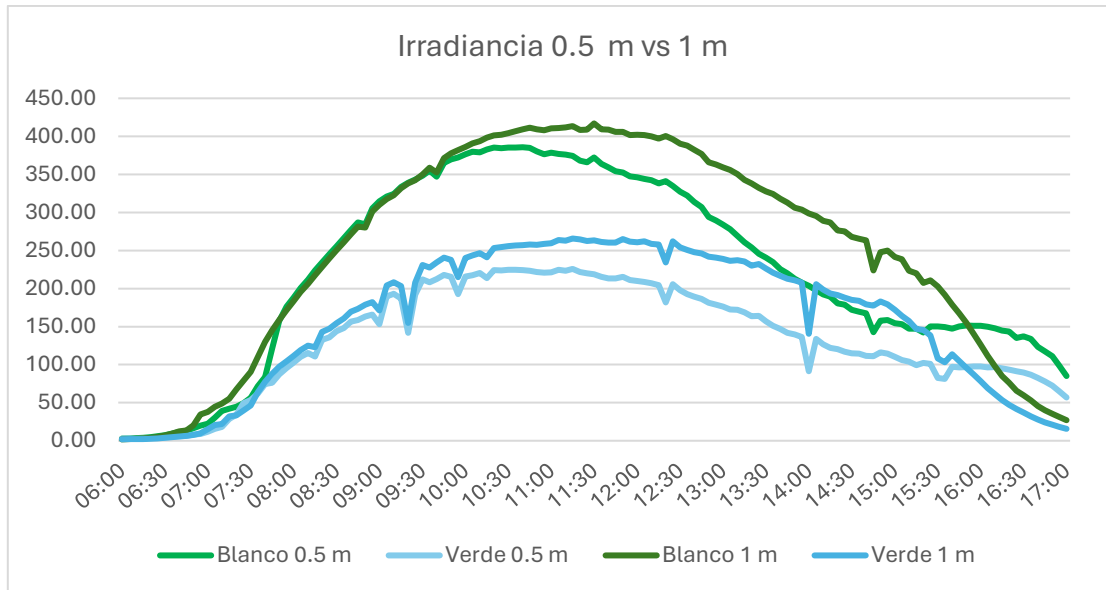


Ilustración 59 Gráfica promedio de irradiancia 0.50 m vs 1 m en diferentes superficies verde y blanco

Al superponer las curvas promedio de irradiancia reflejada para cada superficie y cada altura de instalación (0.50 m y 1.00 m), se observa una diferenciación clara entre las superficies. La superficie blanca presenta los valores más elevados de irradiancia reflejada, seguida por la superficie verde, mientras que las superficies cemento y café presentan los niveles más bajos.

La diferencia entre las curvas se acentúa durante las horas centrales del día, cuando la irradiancia incidente es máxima, lo que confirma que el efecto del albedo se intensifica con la mayor radiación disponible. Además, el aumento de la altura de instalación también incrementa la cantidad de irradiancia reflejada, lo que valida la influencia geométrica en la captación bifacial.

7.1.4.5 Consideración metodológica sobre la medición puntual

Es importante señalar que la medición de irradiancia reflejada corresponde a una medición puntual en el plano posterior del módulo, representando únicamente una fracción del área total efectiva del generador bifacial. En consecuencia, la irradiancia registrada no equivale necesariamente a la irradiancia promedio total incidente sobre la superficie posterior

completa del módulo, ya que esta depende de la distribución angular de la radiación reflejada, del campo geométrico de captación y de posibles variaciones espaciales en la reflectancia del entorno.

No obstante, bajo el supuesto de uniformidad superficial y condiciones homogéneas de reflexión, la medición puntual constituye un indicador representativo del comportamiento radiométrico relativo entre configuraciones experimentales, permitiendo establecer comparaciones consistentes entre superficies y alturas de instalación.

7.1.4.6 Promedios de irradiancias en el *período* de medición

En la tabla 4 se presentan los valores promedios, mínimos y máximos que se obtuvieron en las mediciones en el intervalo de 10:00 – 14:37 horas.

Tipo de Irradiancia	Prom. (W/m ²)	Mín. (W/m ²)	Máx. (W/m ²)
G_horizontal	947	801	1050
G_inclinada (13°)	983	814	1118
IRRADIANCIA REFLEJADA – Módulo Alto (1.00 m)			
Blanco / 1.00 m	363	260	415
Verde / 1.00 m	205	148	227
Gris / 1.00 m	180	159	195
Café / 1.00 m	179	143	209
IRRADIANCIA REFLEJADA – Módulo Bajo (0.50 m)			
Blanco / 0.50 m	310	105	415
Verde / 0.50 m	155	95	190
Gris / 0.50 m	125	79	170
Café / 0.50 m	123	77	157

Tabla 4 Valores promedios de irradiancia en el lapso de experimentación.

7.1.4.7 Indicador experimental de albedo

El indicador experimental de albedo (ρ^*) se definió como la relación entre la irradiancia reflejada medida en el plano posterior y la irradiancia incidente en el plano inclinado del módulo:

$$\rho^* = \frac{G_{\text{ref}}}{G_{\text{incl}}}$$

Ecuación 19 Indicador experimental de albedo

donde:

- G_{ref} es la irradiancia reflejada medida en la cara posterior del módulo (W/m^2),
- G_{incl} es la irradiancia incidente medida en el plano inclinado (W/m^2).

Este indicador adimensional permite comparar de manera objetiva el comportamiento óptico de las distintas superficies bajo condiciones equivalentes de radiación incidente.

Con el fin de evitar distorsiones por irradiancias bajas, solo se consideraron los intervalos donde $G_{\text{incl}} \geq 400 \text{ W}/\text{m}^2$. Este filtro asegura que los resultados sean representativos de condiciones óptimas de captación.

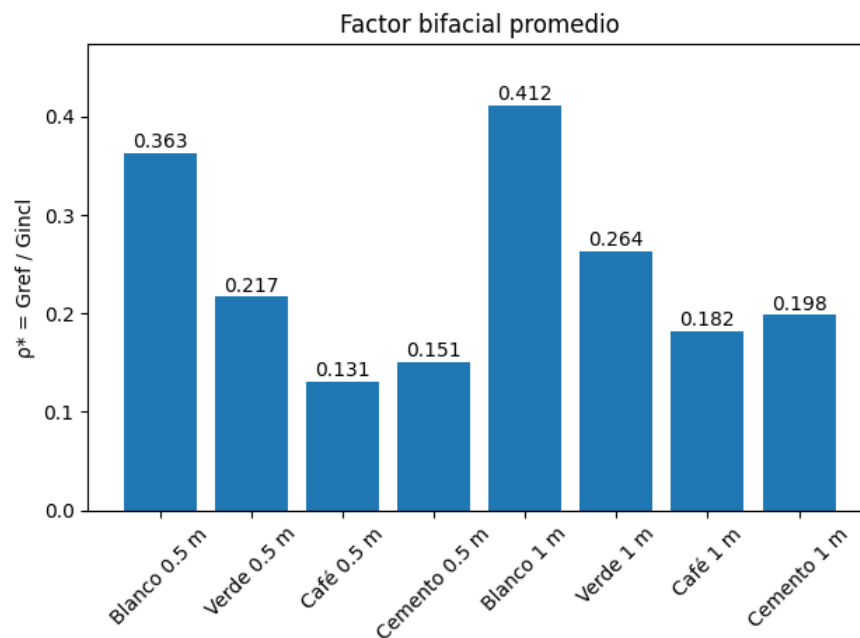


Ilustración 60 Indicador experimental de albedo (ρ^) para diferentes superficies y alturas*

El indicador ρ^* muestra que la cantidad de irradiancia disponible en la parte posterior del módulo depende tanto del tipo de superficie como de la altura de instalación. No es solo la

reflectancia lo que influye, sino también cómo la geometría del montaje permite que esa radiación reflejada llegue efectivamente a la cara trasera.

Se observa que, cuando la irradiancia frontal es alta, el comportamiento de ρ^* es más estable y representativo, lo que indica que el efecto del albedo se aprecia con mayor claridad en condiciones de buena radiación solar.

En este sentido, ρ^* puede entenderse como un parámetro que describe cómo interactúan la superficie reflectante y la configuración del sistema para favorecer la captación bifacial.

El análisis radiométrico presentado permite comprender la disponibilidad de radiación incidente y reflejada en las distintas configuraciones experimentales. A partir de estas condiciones de irradiancia, en la siguiente sección se analiza el comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos, evaluando cómo estas variaciones se traducen en cambios en corriente, voltaje y potencia.

7.2 Influencia de la temperatura del módulo sobre el desempeño eléctrico esperado

Durante el desarrollo del experimento se registró la temperatura del módulo fotovoltaico mediante un termopar tipo K instalado en la cara posterior del panel, lo que permitió obtener valores representativos de la temperatura real de operación del módulo en condiciones de campo.

Con el fin de evaluar el efecto de la temperatura sobre el desempeño eléctrico del panel bifacial, se analizaron los datos registrados a partir del 8 de febrero hasta el 10 de marzo, tomando como intervalo representativo el período comprendido entre 10:00 y 14:37 horas, correspondiente a las horas de mayor irradiancia solar y mayor exigencia térmica del módulo.

A partir de este análisis se determinaron los siguientes valores característicos:

- Temperatura promedio del módulo (10:00–14:37): 59.68 °C

Para estimar el comportamiento eléctrico del módulo bajo estas condiciones térmicas se utilizaron los coeficientes de temperatura proporcionados por el fabricante, considerando como condiciones de referencia las condiciones estándar de prueba (STC).

Las expresiones utilizadas para estimar los parámetros eléctricos del módulo fueron las siguientes.

Potencia máxima

$$P(T) = P_{STC} [1 + \gamma_{Pmp}(T - 25)]$$

Ecuación 20 Corrección de la potencia máxima del módulo en función de la temperatura.

donde:

- $P(T)$ = potencia estimada a la temperatura T
- P_{STC} = potencia nominal del módulo en STC
- γ_{Pmp} = coeficiente de temperatura de potencia
- T = temperatura del módulo (°C)

Voltaje de circuito abierto

$$V_{oc}(T) = V_{oc,STC} [1 + \beta_{Voc}(T - 25)]$$

Ecuación 21 Voltaje de circuito abierto corregido por temperatura.

donde:

- $V_{oc}(T)$ = voltaje de circuito abierto a la temperatura T
- $V_{oc,STC}$ = voltaje de circuito abierto en STC
- β_{Voc} = coeficiente de temperatura de voltaje

Corriente de cortocircuito

$$I_{sc}(T) = I_{sc,STC} [1 + \alpha_{Isc}(T - 25)]$$

Ecuación 22 Corriente de cortocircuito corregida por temperatura.

Donde:

- $I_{sc}(T)$ = corriente de cortocircuito a la temperatura T
- $I_{sc,STC}$ = corriente de cortocircuito en STC
- α_{Isc} = coeficiente de temperatura de corriente

Condición	Temperatura (°C)	Potencia (W)	Voc (V)	Vmp (V)	Isc (A)	Imp (A)
STC (referencia) panel 600 W	25	600	52.6	44.16	14.16	13.59
Panel 600 W Promedio experimental (10–14 h)	59.68	539.66	48.04	40.33	14.38	13.38
STC (referencia) panel 280 W	25	280	38.6	31.5	9.31	8.89
Panel 280 W Promedio experimental (10–14 h)	59.68	240.19	34.45	28.11	9.47	8.54

Tabla 5 Comparación entre los parámetros eléctricos nominales del módulo y los valores con ajuste de temperatura.

Los resultados muestran que el incremento de temperatura del módulo produce una reducción de potencia. Para una temperatura promedio de 59.68 °C, representativa de las horas de mayor irradiancia, la potencia estimada del módulo se reduce a aproximadamente 539.66 W, lo que representa una disminución cercana al 10 % respecto a la potencia nominal.

Este comportamiento se explica principalmente por la reducción del voltaje del módulo con el aumento de la temperatura, mientras que la corriente presenta variaciones relativamente menores. En consecuencia, bajo condiciones tropicales de operación, la potencia máxima de un módulo fotovoltaico suele ser inferior a su potencia nominal especificada en condiciones estándar.

Además de la temperatura del módulo registrada mediante el termopar tipo K, se caracterizó la temperatura ambiente del sitio de experimentación a partir de datos horarios obtenidos del portal NASA POWER Data Access Viewer, utilizando el parámetro T2M (temperatura del aire a 2 m de altura). Se filtraron únicamente las horas comprendidas entre las 10:00 y las 15:00 h, correspondientes al período diario de medición, abarcando del 8 de febrero al 10 de marzo de 2026.

En la tabla 6 se presentan los promedios horarios obtenidos. La temperatura mostró un comportamiento ascendente durante la mañana, con el valor máximo promedio a las 13:00 h (31.28 °C) y un leve descenso hacia las 15:00 h. El promedio global del período fue de 30.63 °C, condición representativa del clima tropical cálido de El Salvador y coherente con las temperaturas de módulo registradas experimentalmente.

Hora	T ambiente promedio (°C)	Observación
10:00	29.39	Inicio del período de medición
11:00	30.43	—
12:00	31.07	—
13:00	31.28	Valor máximo promedio del período
14:00	31.11	—
15:00	30.52	Cierre del período de medición
Promedio global	30.63 °C	8 feb – 10 mar 2026

Tabla 6 Promedios horarios de temperatura T2M

Nota. Fuente: NASA POWER Data Access Viewer. Parámetro T2M a 2 m de altura. Promedios calculados para el horario 10:00–15:00 h del período 8 feb.–10 mar. 2026.

7.2.1 Análisis de la relación entre temperatura y voltaje del módulo

Con el propósito de analizar de manera más detallada el efecto de la temperatura del módulo fotovoltaico sobre sus parámetros eléctricos, se elaboraron gráficas que relacionan el voltaje de operación del panel con la temperatura del módulo. Estas gráficas se construyeron utilizando los datos experimentales obtenidos durante el período de mediciones considerando únicamente las horas de mayor irradiancia del día.

Asimismo, el análisis se realizó de forma independiente para cada una de las superficies evaluadas (blanca, café y verde), con el fin de observar si las condiciones térmicas asociadas a cada superficie influyen en el comportamiento eléctrico del módulo.

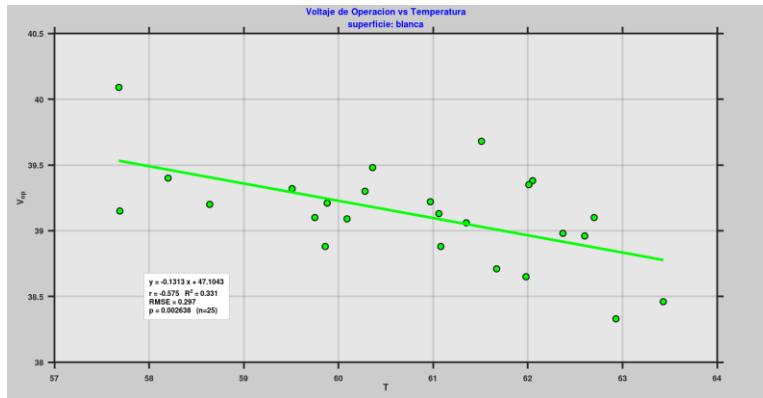


Ilustración 61 Relación entre la temperatura y el voltaje de operación para la superficie blanca

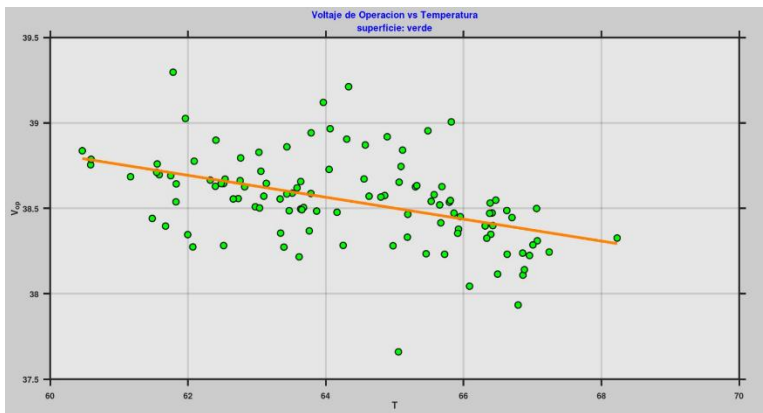


Ilustración 62 Relación entre la temperatura y el voltaje de operación para la superficie verde

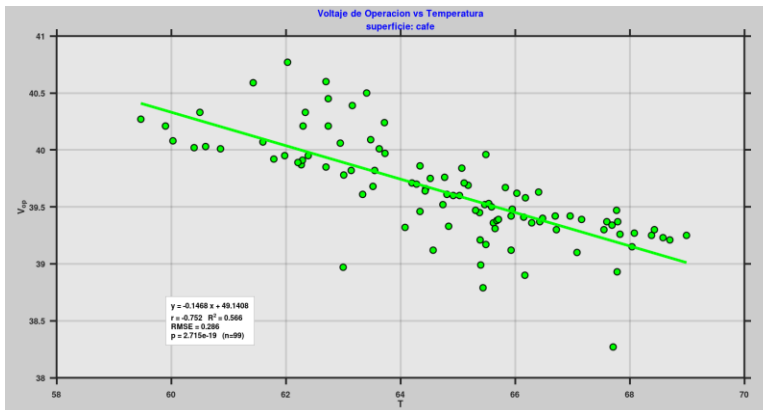


Ilustración 63 Relación entre la temperatura y el voltaje de operación para la superficie café

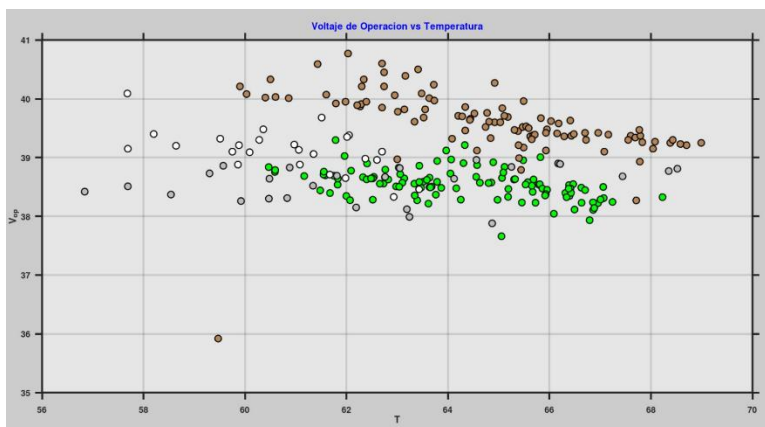


Ilustración 64 Comparación del voltaje en función de la temperatura del módulo para las tres superficies evaluadas

A partir de las figuras presentadas se observa una tendencia decreciente entre la temperatura del módulo fotovoltaico y el voltaje de operación del módulo, lo que indica que el aumento de la temperatura provoca una reducción progresiva del voltaje generado.

Las regresiones lineales obtenidas para cada superficie presentan pendientes negativas, lo que confirma la influencia del efecto térmico en el comportamiento eléctrico del módulo. Aunque se observan pequeñas variaciones entre las superficies evaluadas, estas pueden estar asociadas a diferencias en las condiciones térmicas generadas por cada tipo de superficie reflectante.

En términos generales los resultados evidencian que la temperatura del módulo es un factor relevante que influye en el voltaje de operación del módulo fotovoltaico, disminuyendo a medida que la temperatura aumenta.

7.3 Evaluación de los factores de bifacialidad

Con el propósito de analizar el desempeño del módulo fotovoltaico bifacial bajo las distintas superficies reflectantes evaluadas en el experimento, se realizó el cálculo de los factores de bifacialidad a partir de los datos experimentales obtenidos durante el período de medición. Estos indicadores permiten cuantificar la contribución de la radiación reflejada hacia la cara posterior del módulo y evaluar su impacto en el comportamiento eléctrico del sistema.

En este estudio se consideraron dos factores de bifacialidad: el basado en la corriente de cortocircuito (ϕ_{Isc}) y el basado en la potencia máxima (ϕ_{Pmax}). Ambos parámetros permiten comparar la respuesta eléctrica de la cara posterior del módulo respecto a la cara frontal, y

evaluar el efecto de las distintas superficies reflectantes sobre el desempeño del módulo bifacial bajo condiciones reales de operación.

7.3.1 Resumen consolidado de factores de bifacialidad

La Tabla 7 presenta el resumen consolidado de los factores de bifacialidad ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} promedio, así como el indicador experimental de albedo ρ^* promedio, para cada combinación de superficie y altura de instalación evaluada.

Superficie	Altura	ϕ_{Isc} Prom.	ϕ_{Pmax} Prom.	Albedo ρ^* Prom.	$\phi_{Isc} - \phi_{Pmax}$
Cemento	1.00 m	12.97 %	11.49 %	18.37 %	1.48 %
Cemento	0.50 m	9.54 %	8.18 %	14.85 %	1.36 %
Café	1.00 m	12.26 %	10.86 %	18.07 %	1.40 %
Café	0.50 m	8.95 %	7.54 %	12.69 %	1.41 %
Verde	1.00 m	16.13 %	12.95 %	22.37 %	3.18 %
Verde	0.50 m	12.21 %	11.37 %	16.00 %	0.84 %
Blanco	1.00 m	25.84 %	21.87 %	38.24 %	3.97 %
Blanco	0.50 m	21.59 %	17.32 %	32.72 %	4.27 %

Tabla 7 Resumen de factores de bifacialidad ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} por superficie y altura de instalación

Los resultados evidencian una jerarquía consistente entre superficies: la superficie blanca presenta los valores más elevados de factor de bifacialidad en todas las configuraciones, seguida por la verde, mientras que las superficies de cemento sin pintar y café registran los valores más bajos. Esta tendencia es coherente con los niveles de albedo medidos, confirmando la relación directa entre reflectancia superficial y contribución bifacial.

Asimismo, se observa de manera sistemática que la configuración a 1.00 m de altura supera a la de 0.50 m en todos los casos, lo que valida experimentalmente la influencia positiva de la separación del módulo respecto al suelo sobre la captación de irradiancia posterior.

7.3.2 Comparación de ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} por superficie y altura

La Ilustración 65 presenta la comparación de los factores de bifacialidad promedio ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} para cada superficie evaluada, diferenciando entre las alturas de instalación de 1.00

m y 0.50 m. Esta visualización permite apreciar de forma directa el efecto combinado del albedo y la geometría de montaje sobre los indicadores de desempeño bifacial.

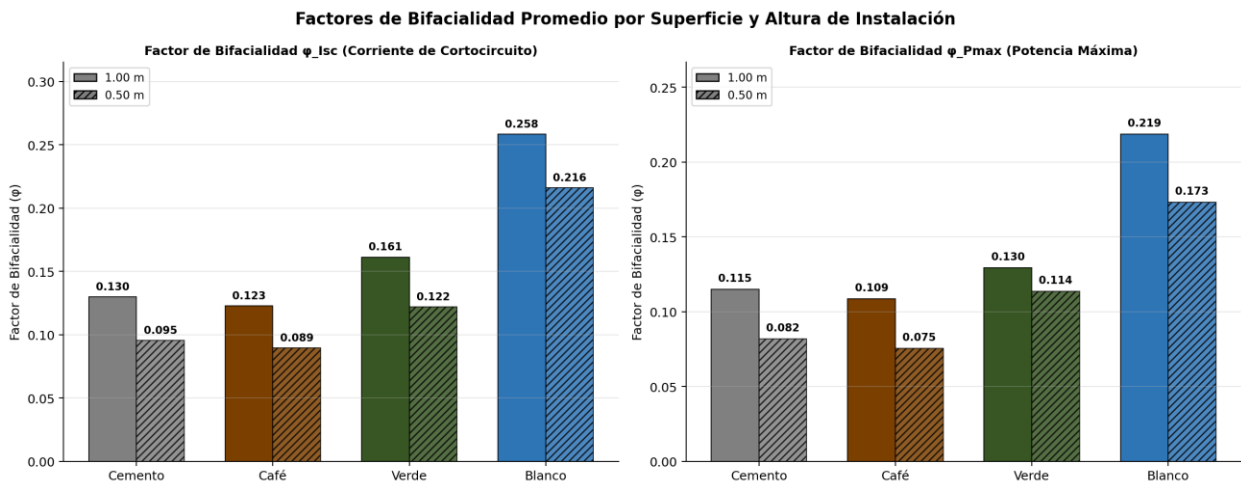


Ilustración 65 Comparación de factores de bifacialidad ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} promedio por superficie y altura de instalación

Se observa que la superficie blanca a 1.00 m de altura alcanza el valor más alto de ϕ_{Isc} (0.258), equivalente a una ganancia bifacial del 25.8 % respecto a la corriente frontal. En contraste, la superficie café a 0.50 m registra el valor de ϕ_{Isc} (0.0895). La diferencia entre la mejor y peor configuración supera el 18 %, evidenciando la relevancia práctica de la selección de la superficie de instalación y la altura de montaje en el desempeño energético de sistemas bifaciales.

El factor ϕ_{Pmax} resulta consistentemente inferior a ϕ_{Isc} en todas las configuraciones, diferencia atribuible a la naturaleza no lineal de la carga resistiva empleada que opera alejada del punto de máxima potencia y a las pérdidas térmicas asociadas a las elevadas temperaturas de operación en condiciones tropicales. Esta brecha se discute con mayor detalle en la sección de comparación con el fabricante.

7.3.3 Indicador experimental de albedo (ρ^*) por superficie y altura

La Ilustración 66 presenta el indicador experimental de albedo ρ^* para cada combinación de superficie y altura. Este parámetro, definido como la relación entre la irradiancia reflejada medida en el plano posterior y la irradiancia inclinada frontal, permite cuantificar de manera objetiva la disponibilidad de radiación posterior bajo condiciones equivalentes de irradiancia

incidente. Anteriormente se había presentado una gráfica de albedo con valores de G mayores a 400 W/m^2 sin embargo en comparación con la ilustración 66 se nota una diferencia esto es debido a que los valores de esta gráfica se representó con valores de G mayores a 600 W/m^2 .

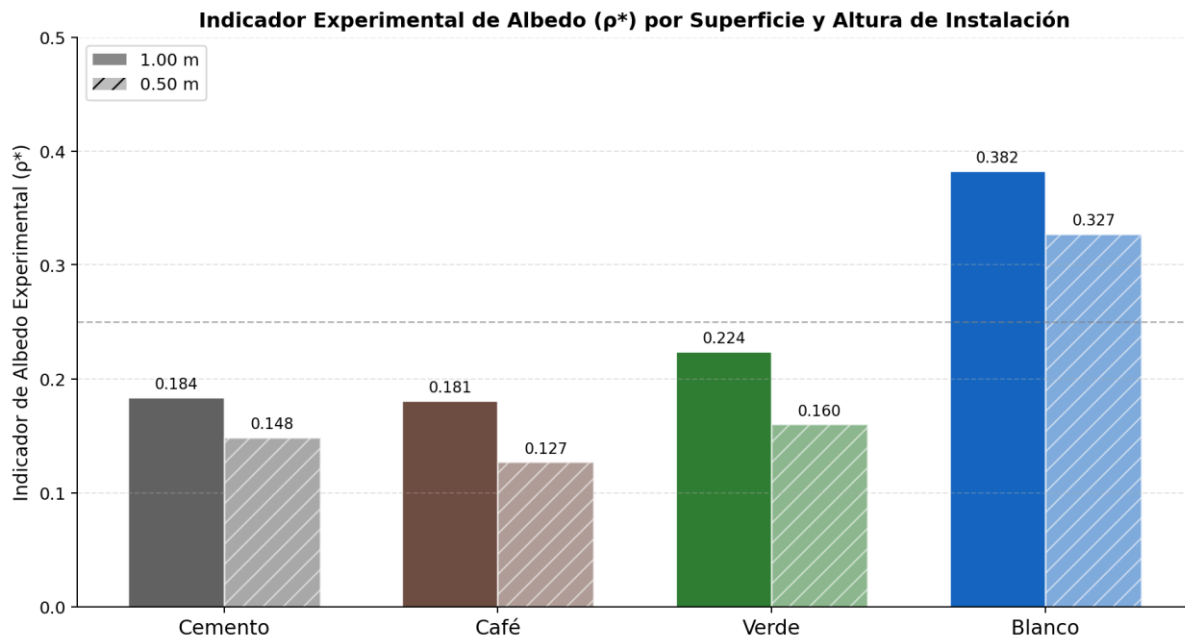


Ilustración 66 Indicador experimental de albedo ρ^ promedio por superficie y altura de instalación*

Los resultados confirman que la superficie blanca duplica prácticamente el albedo experimental de la superficie de cemento sin pintar ($\rho^* \approx 0.38$ frente a $\rho^* \approx 0.18$ a 1.00 m), mientras que la superficie verde presenta un valor intermedio ($\rho^* \approx 0.22$ a 1.00 m). La superficie café registra el albedo más bajo junto con el cemento sin pintar, lo que explica sus menores factores de bifacialidad.

El aumento de altura de 0.50 m a 1.00 m incrementa consistentemente el indicador ρ^* , efecto explicable por el mayor campo geométrico de captación disponible para el piranómetro posterior a mayor distancia del suelo. Esta relación geométrica-radiométrica tiene implicaciones directas en el diseño de sistemas bifaciales: a mayor altura de instalación, mayor fracción de la radiación reflejada alcanza efectivamente la cara posterior del módulo.

7.3.4 Relación entre el albedo y el factor ϕ_{Isc}

La Ilustración 67 presenta los diagramas de dispersión de ϕ_{Isc} en función del indicador de albedo ρ^* para cada superficie, en las configuraciones a 1.00 m y 0.50 m. Los puntos gráficos permiten evaluar la correlación entre ambas variables bajo condiciones reales de operación.

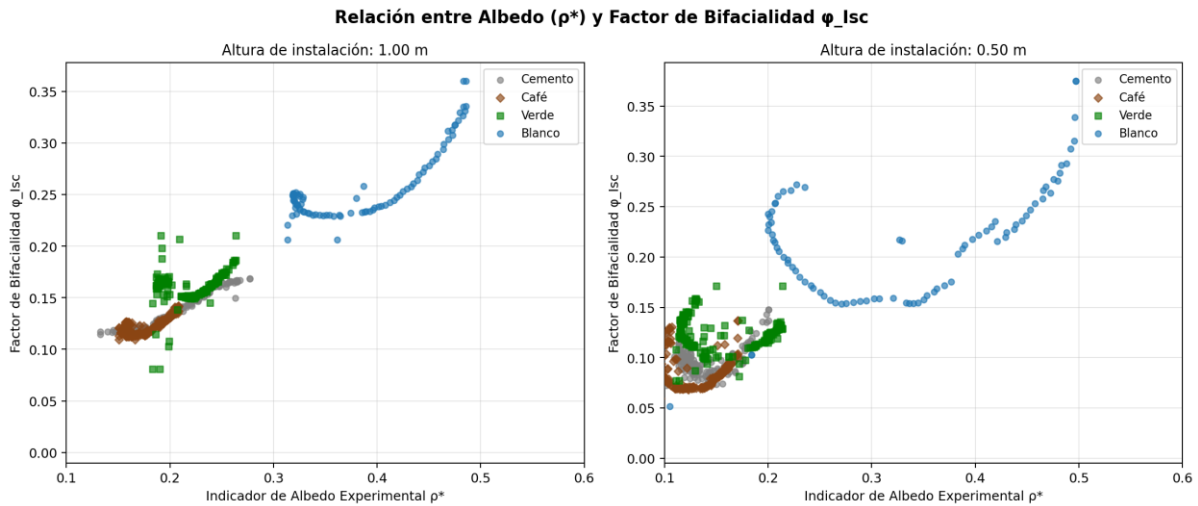


Ilustración 67 Dispersión de ϕ_{Isc} en función del albedo experimental ρ^* para todas las superficies y alturas de instalación

Se observa una relación positiva entre ρ^* y ϕ_{Isc} para todas las superficies, confirmando que, a mayor albedo del entorno, mayor factor de bifacialidad basado en corriente. Las líneas de tendencia presentan pendientes positivas en todos los casos, siendo la superficie blanca la que muestra la correlación más pronunciada y con menor dispersión relativa, especialmente a 1.00 m de altura.

A 1.00 m, la nube de puntos correspondiente a la superficie blanca se desplaza hacia los valores más altos de ρ^* y ϕ_{Isc} , con menor dispersión, lo que indica que esta configuración provee condiciones de captación posterior más estables y predecibles. En contraste, la mayor dispersión observada en las superficies café y cemento a 0.50 m refleja una mayor sensibilidad a las variaciones de la irradiancia difusa y a la geometría del campo de visión posterior.

7.3.5 Relación entre el albedo y el factor ϕ_{Pmax}

La Ilustración 68 presenta la dispersión del factor ϕ_{Pmax} en función del albedo experimental ρ^* para las dos alturas de instalación. Este análisis complementa el de ϕ_{Isc} , incorporando el efecto de las condiciones de operación sobre la potencia máxima entregada por el módulo bifacial.

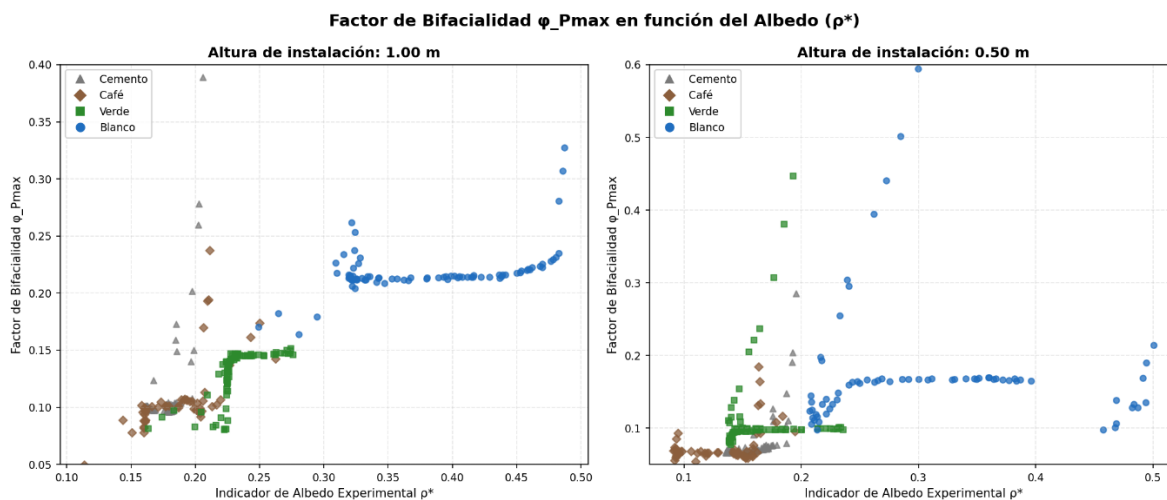


Ilustración 68 Dispersión de ϕ_{Pmax} en función del albedo experimental ρ^* para todas las superficies y alturas de instalación

Al igual que para ϕ_{Isc} , se observa una tendencia positiva entre ρ^* y ϕ_{Pmax} . Sin embargo, la dispersión es mayor y las pendientes de regresión son menos pronunciadas, reflejando la influencia adicional de la temperatura del módulo y la operación fuera del punto de máxima potencia sobre la potencia generada. La superficie blanca a 1.00 m mantiene los valores más elevados, con ϕ_{Pmax} alcanzando hasta 0.33 bajo condiciones de alta irradiancia.

Se destaca que para las superficies de bajo albedo (café y cemento), los valores de ϕ_{Pmax} y ϕ_{Isc} tienden a converger, sugiriendo que, a niveles reducidos de radiación reflejada, ambos indicadores capturan de manera equivalente la contribución bifacial. Esta convergencia tiene implicaciones prácticas para la selección del indicador más apropiado en el análisis de sistemas con entornos de baja reflectancia.

7.3.6 Comparación global entre ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax}

La Ilustración 69 presenta la comparación directa entre los valores promedio de ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} para las ocho configuraciones experimentales evaluadas. Esta comparación permite cuantificar la brecha sistemática entre ambos indicadores y analizar su dependencia respecto al albedo y la altura de instalación.

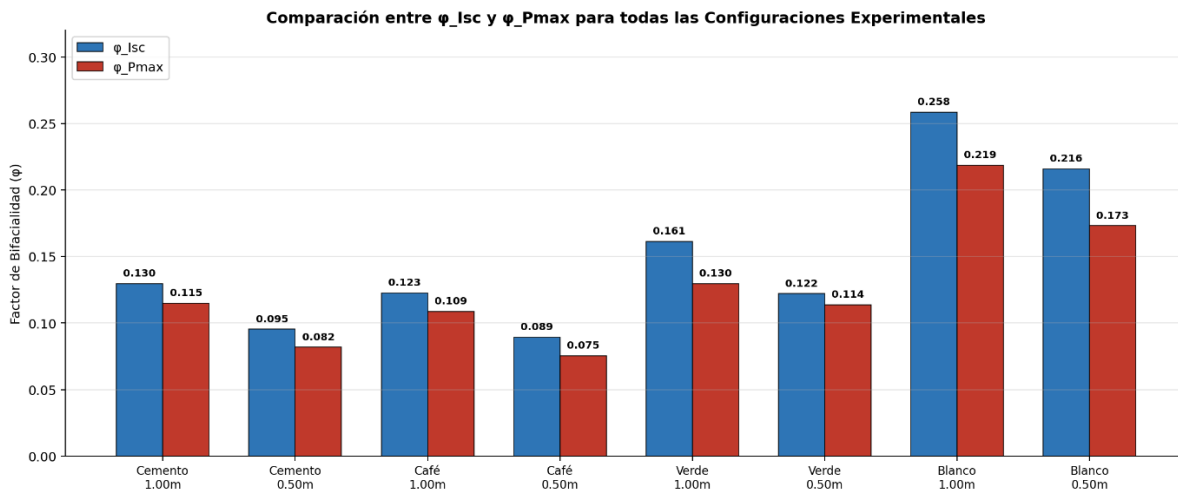


Ilustración 69 Comparación de ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} para todas las configuraciones experimentales evaluadas

En todas las configuraciones se observa que $\phi_{Isc} > \phi_{Pmax}$, con una diferencia promedio del orden del 1 % al 4 %. Esta brecha es consistente con el comportamiento esperado de módulos fotovoltaicos operando fuera del punto de máxima potencia mediante cargas resistivas, condición inherente al diseño experimental adoptado. Asimismo, las pérdidas térmicas propias del clima tropical contribuyen a la reducción de la potencia generada respecto al incremento proporcional de corriente.

La mayor brecha relativa entre ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} se observa en la superficie blanca, donde la mayor irradiancia posterior genera un incremento significativo de corriente que no se traduce de manera proporcional en potencia debido a las condiciones de operación. Esta observación es relevante para la comparación con las especificaciones del fabricante, las cuales están referidas a condiciones STC con operación en MPPT.

7.3.7 Efecto de la altura de instalación sobre ϕ_{Isc}

La Ilustración 70 cuantifica de manera explícita el incremento porcentual del factor ϕ_{Isc} al pasar de la configuración a 0.50 m a 1.00 m de altura, para cada tipo de superficie evaluada.

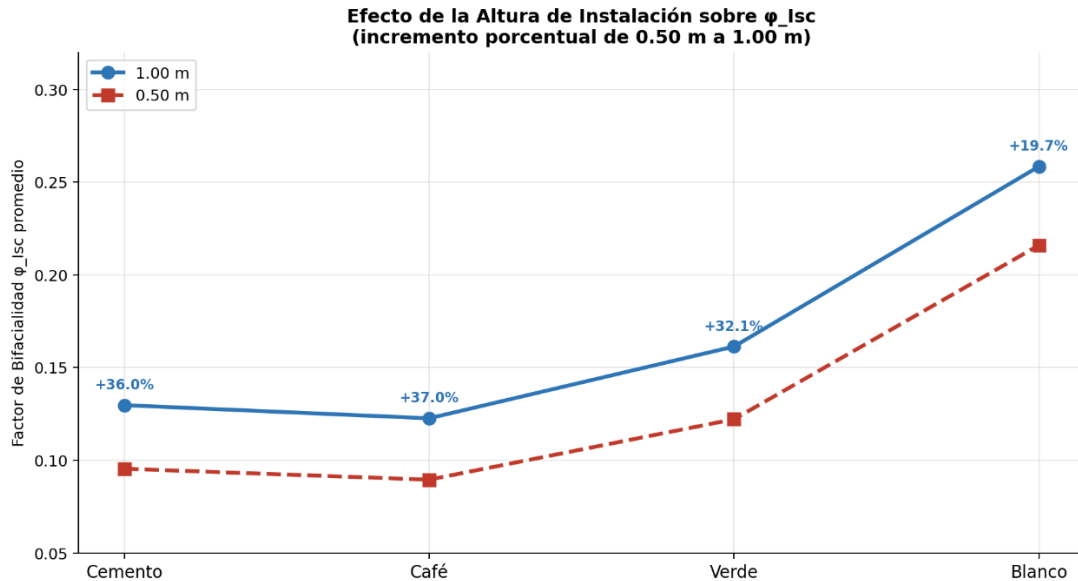


Ilustración 70 Efecto de la altura de instalación sobre ϕ_{Isc} . Incremento porcentual al pasar de 0.50 m a 1.00 m

El incremento del factor ϕ_{Isc} al aumentar la altura de instalación de 0.50 m a 1.00 m oscila entre el 19 % y el 37 % según la superficie, siendo la superficie blanca la que muestra el mayor beneficio absoluto. Este resultado confirma que el aumento de altura produce un efecto geométrico positivo sobre la captación de irradiancia posterior, independientemente del tipo de superficie, aunque dicho efecto se amplifica en entornos de mayor reflectancia.

Desde el punto de vista del diseño de sistemas bifaciales, este resultado sugiere que la altura de instalación constituye una variable de diseño de primer orden cuya optimización puede incrementar la ganancia bifacial en magnitudes comparables a las obtenidas mediante la modificación de la superficie del entorno. En consecuencia, para aplicaciones en El Salvador donde las superficies de bajo albedo son predominantes, el aumento de la altura de montaje representa una estrategia práctica y de bajo costo para maximizar el rendimiento bifacial.

7.3.8 Factor ϕ_{Pmax} en función de la irradiancia inclinada

La Ilustración 71 presenta la dispersión del factor ϕ_{Pmax} en función de la irradiancia inclinada registrada durante el período de medición, para ambas alturas de instalación. Este análisis permite evaluar la estabilidad del factor de bifacialidad bajo distintas condiciones de recurso solar.

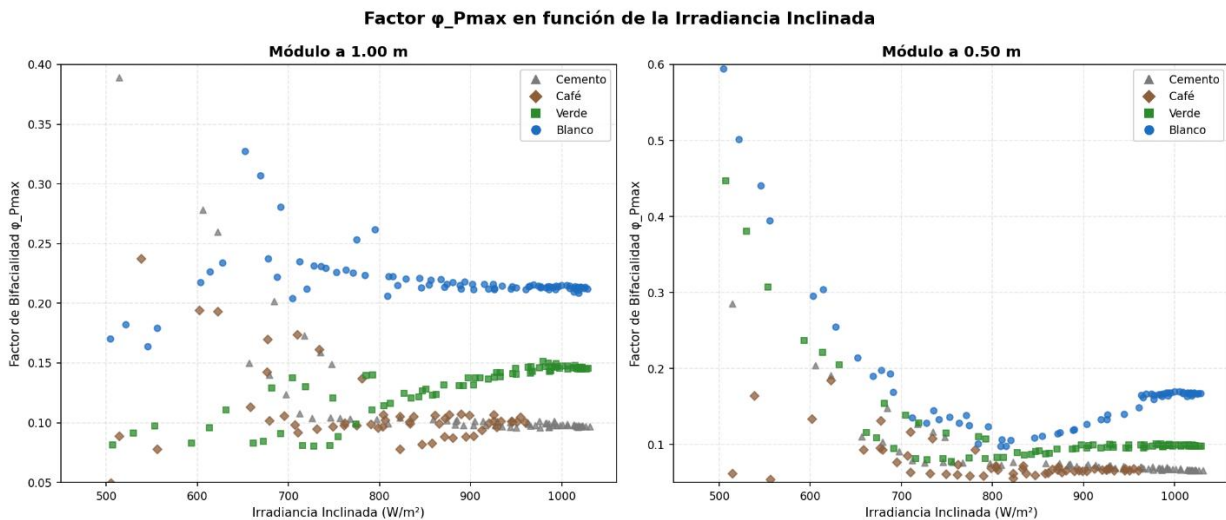


Ilustración 71 Factor ϕ_{Pmax} en función de la irradiancia inclinada para todas las superficies y alturas de instalación

Se observa que a bajas irradiancias (menores a $600 W/m^2$), los factores ϕ_{Pmax} presentan mayor dispersión y variabilidad, atribuible a la influencia de la radiación difusa y a las condiciones de nubosidad transitoria. A medida que la irradiancia frontal aumenta por encima de $800 W/m^2$, los factores tienden a estabilizarse, presentando menor variabilidad relativa.

La superficie blanca mantiene los valores más elevados de ϕ_{Pmax} en todo el rango de irradiancia, especialmente para la configuración a 1.00 m, donde se registran valores superiores a 0.30 bajo condiciones de alta irradiancia. Este comportamiento confirma que el beneficio bifacial es más consistente y pronunciado durante las horas de mayor recurso solar, lo cual coincide con los períodos de mayor valor energético del sistema.

7.3.9 Distribución estadística de ϕ_{Isc} por superficie

La Ilustración 72 presenta los diagramas de caja (boxplots) del factor ϕ_{Isc} para cada superficie evaluada, diferenciando entre las configuraciones a 1.00 m y 0.50 m. Este análisis

estadístico permite caracterizar la variabilidad de los factores de bifacialidad bajo condiciones reales de operación.

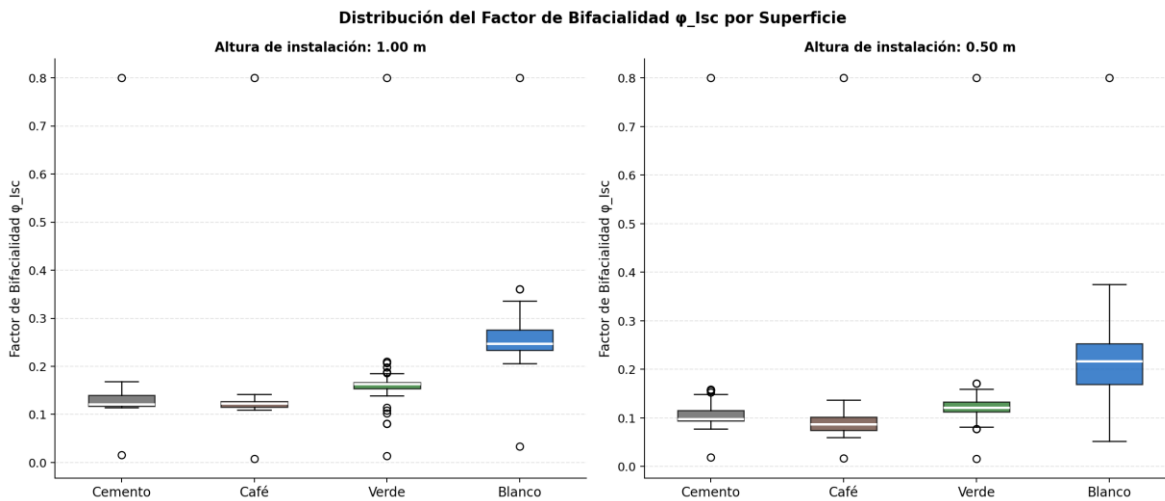


Ilustración 72 Distribución estadística de ϕ_{Isc} por tipo de superficie. Izquierda: módulo a 1.00 m. Derecha: módulo a 0.50 m

La superficie blanca presenta la mediana más alta en ambas configuraciones, aunque también la mayor dispersión (rango intercuartílico más amplio), indicando que, si bien provee el mayor factor bifacial promedio, su desempeño es más sensible a las condiciones atmosféricas y de ángulo solar. La presencia de valores atípicos superiores en la distribución blanca sugiere que, bajo condiciones óptimas de irradiancia directa y geometría favorable, la ganancia bifacial puede superar significativamente el valor promedio.

Las superficies de café y cemento presentan distribuciones más compactas con menores medianas, indicando un comportamiento más predecible, pero con menor ganancia bifacial absoluta. La superficie verde ocupa una posición intermedia, con una distribución relativamente compacta y una mediana claramente superior a las de cemento y café. Estos resultados son consistentes con los valores de albedo medidos para cada superficie.

7.3.10 Síntesis visual de factores de bifacialidad mediante mapa de calor

La Ilustración 73 presenta el mapa de calor de los factores de bifacialidad ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} para todas las configuraciones experimentales, permitiendo una visualización integral y comparativa de los resultados obtenidos.

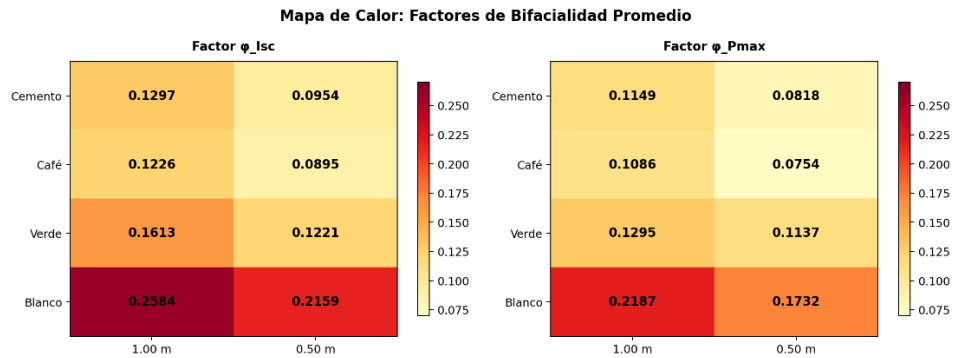


Ilustración 73 Mapa de calor de los factores de bifacialidad ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} por superficie y altura de instalación

El mapa de calor confirma visualmente la jerarquía entre configuraciones: la combinación Blanco + 1.00 m domina en ambos indicadores, seguida de Verde + 1.00 m. Los tonos más oscuros correspondientes al blanco a 1.00 m contrastan marcadamente con los tonos más claros del café y cemento a 0.50 m, ilustrando el amplio rango de ganancia bifacial obtenible mediante la optimización simultánea del albedo y la altura de instalación.

Esta representación constituye una herramienta de síntesis útil para la toma de decisiones en el diseño de sistemas fotovoltaicos bifaciales, permitiendo identificar de manera rápida y visual las configuraciones que maximizan el rendimiento bajo las condiciones evaluadas.

7.4 Análisis de potencia máxima y ganancia bifacial

El presente apartado sistematiza los resultados experimentales de potencia máxima (P_{max}) y ganancia bifacial (GB) obtenidos entre las 10:00 y las 14:37 horas, considerando las cuatro superficies reflectantes en dos alturas: panel bifacial a **1.00 m** (panel alto) y a **0.50 m** (panel bajo). El módulo monofacial de referencia (280 W nominal, AS-6P30) operó como línea base.

7.4.1 Resumen estadístico global de potencia máxima

La Tabla 8 consolida los valores de P_{max} , potencia por unidad (PU respecto a 600 W STC) y ganancia bifacial para todas las configuraciones evaluadas.

Superficie	Pmax Prom.	Pmax Mín.	Pmax Máx.	PU Prom.	PU Rango	GB Prom.	GB Máx.	Altura
Módulo Bifacial Alto — 1.00 m de montaje								
Verde	565.7 W	516.4 W	594.6 W	0.943	0.861–0.991	18.20 %	24.20 %	1.00 m
Café	539.0 W	510.1 W	566.9 W	0.898	0.850–0.945	12.70 %	19.00 %	1.00 m
Blanco	580.8 W	536.8 W	604.8 W	0.968	0.895–1.008	21.40 %	25.90 %	1.00 m
Gris	540.3 W	468.2 W	564.2 W	0.901	0.780–0.940	12.90 %	16.80 %	1.00 m
Módulo Bifacial Bajo — 0.50 m de montaje								
Verde	535.5 W	450.0 W	571.0 W	0.892	0.750–0.952	11.90 %	19.60 %	0.50 m
Café	517.4 W	461.5 W	554.5 W	0.862	0.769–0.924	8.10 %	15.10 %	0.50 m
Blanco	551.4 W	446.1 W	602.2 W	0.919	0.743–1.004	15.20 %	24.50 %	0.50 m
Gris	516.4 W	459.6 W	548.8 W	0.861	0.766–0.915	7.90 %	14.70 %	0.50 m
Ref. Frontal (Pf)	478.6 W	454.2 W	487.6 W	0.798	0.757–0.813	Ref.	—	—
Monofacial (AS-6P30)	223.6 W	211.0 W	239.5 W	0.799	0.753–0.855	N/A	—	—

Tabla 8 Resumen global Pmax, PU y Ganancia bifacial por configuración experimental

La superficie blanca a 1.00 m alcanza la potencia promedio más elevada con **580.8 W** (PU = 0.968). Es la única configuración que registra una potencia máxima instantánea superior a la nominal (PU máx. = 1.008). los datos en PU se obtuvieron mediante la potencia medida entre la potencia nominal del panel sin tomar en cuenta la ganancia bifacial por ello el blanco presenta un dato mayor de PU.

7.4.2 Evolución horaria de la potencia máxima

- **Módulo bifacial alto (1.00) m:**

La ilustración 74 presenta la evolución de Pmax para el módulo alto. La superficie blanca domina en todos los intervalos con máximo de 604.8 W a las 12:28. La diferencia respecto a la referencia frontal (Pf) crece hasta las 12:00–13:00 hrs cuando el ángulo de incidencia de la radiación reflejada es más favorable.

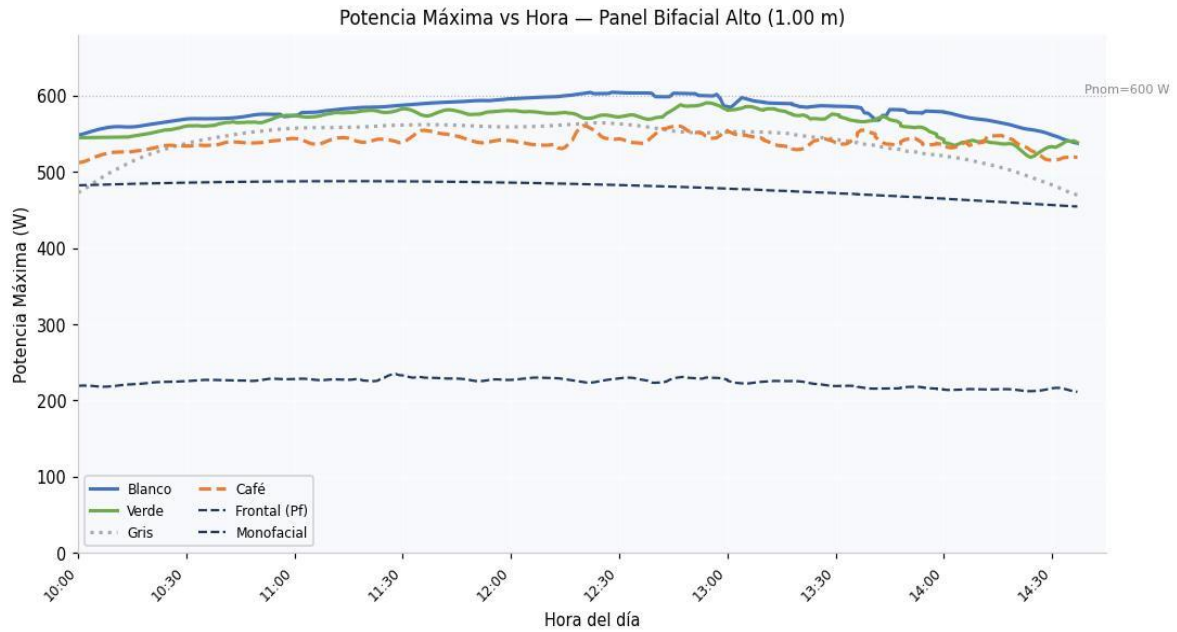


Ilustración 74 Potencia Máxima vs Hora — Módulo Bifacial Alto (1.00 m)

- **Módulo bifacial bajo (0.50) m:**

En la ilustración 75 se muestra un comportamiento casi igual al del módulo alto, sin embargo, se nota un decaimiento un poco más marcado en los últimos minutos de medición. Asimismo, se aprecia que el módulo bifacial, en cualquiera de las superficies analizadas, mantiene valores de potencia superiores a la curva de potencia frontal (Pf), lo que evidencia el aporte energético adicional asociado a la bifacialidad.

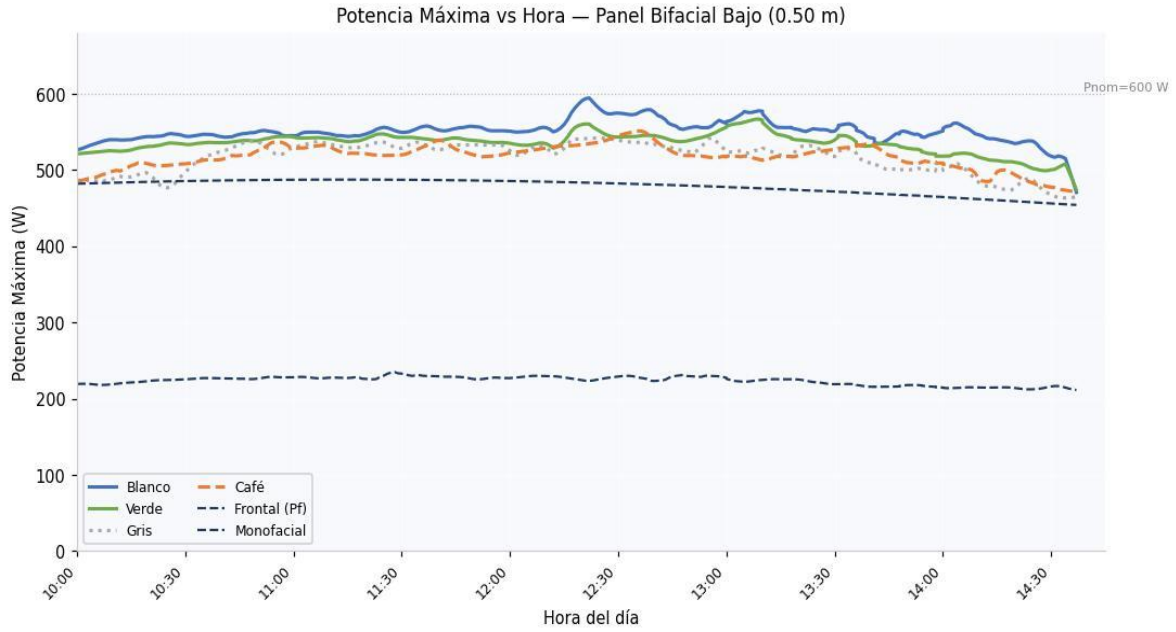


Ilustración 75 Potencia Máxima vs Hora — Módulo Bifacial Bajo (0.50 m)

- **Comparación de alturas de montaje:**

En la siguiente ilustración se compara directamente las curvas de potencia entre 1.00 m y 0.50 m para las superficies blanca y verde. El área sombreada cuantifica la diferencia atribuible al efecto geométrico de la altura.

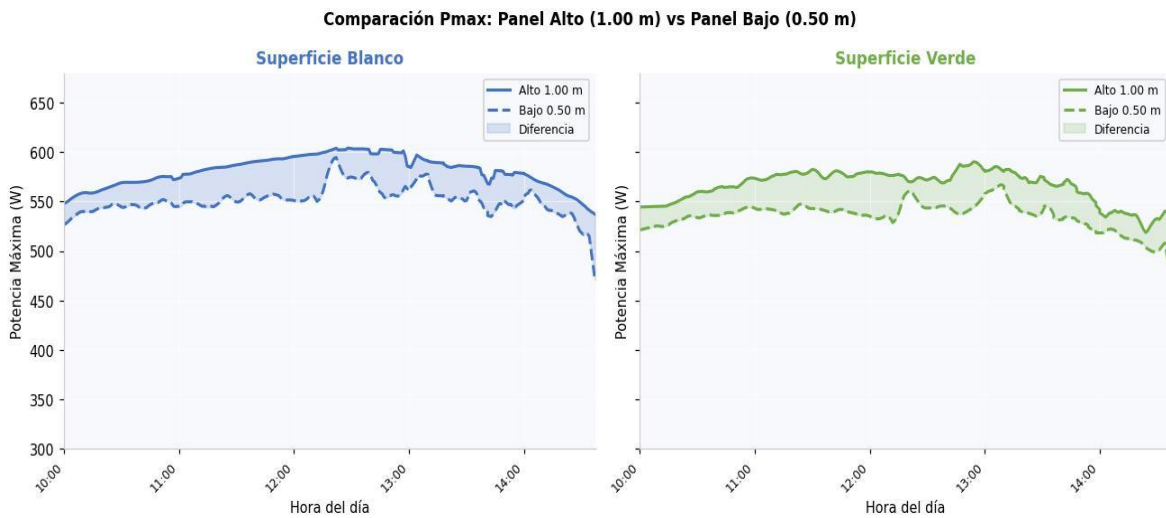


Ilustración 76 Comparación Pmax: Módulo Alto (1.00 m) vs Módulo Bajo (0.50 m)

7.4.3 Ganancia bifacial por intervalo horario

- Módulo bifacial alto (1.00) m:

Hora	Blanco	Verde	Gris	Café	Prom.
10:xx	16.50 %	14.70 %	9.00 %	9.60 %	12.50 %
11:xx	20.50 %	18.50 %	14.90 %	11.50 %	16.40 %
12:xx	24.50 %	19.80 %	15.80 %	13.00 %	18.20 %
13:xx	23.70 %	21.00 %	14.60 %	14.60 %	18.50 %
14:xx	21.90 %	16.40 %	8.70 %	15.60 %	15.70 %
Promedio	21.40 %	18.20 %	12.90 %	12.70 %	16.30 %

Tabla 9 Ganancia Bifacial (%) promedio por intervalo horario — Módulo Alto (1.00 m)

La ilustración 77 muestra la evolución temporal de la GB para el módulo alto. La superficie blanca supera el 20 % durante tres intervalos consecutivos (11:xx–13:xx), alcanzando un máximo de 24.5 % a las 12:xx.

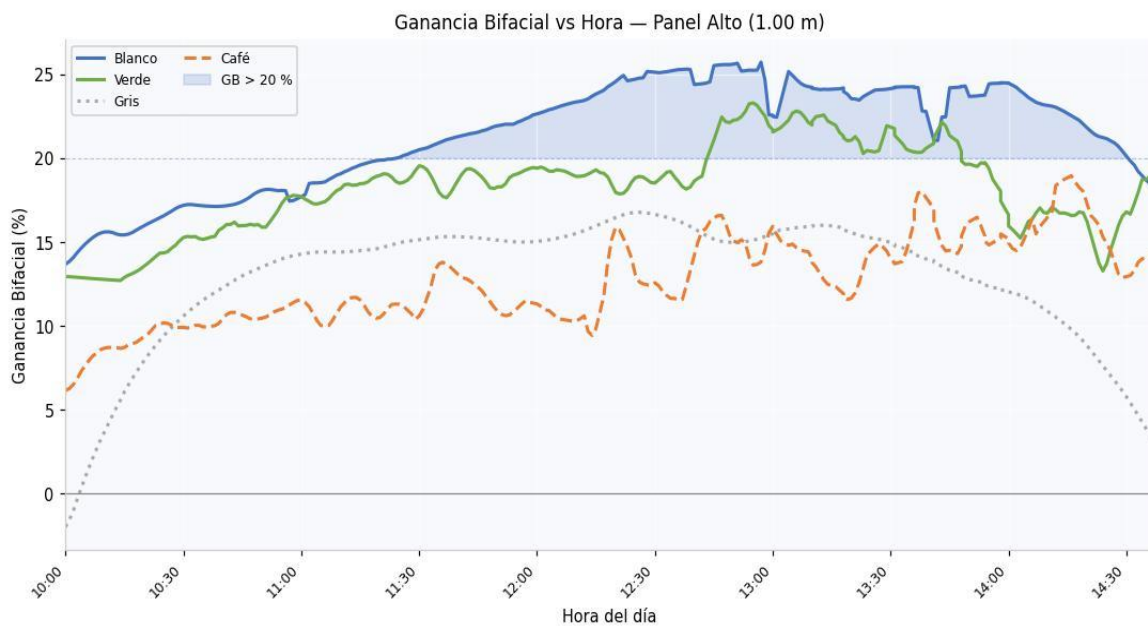


Ilustración 77 Ganancia Bifacial vs Hora — Panel Alto (1.00 m). Zona azul sombreada: rango GB > 20 %

- **Módulo bifacial bajo (0.50) m:**

Hora	Blanco	Verde	Gris	Café	Prom.
10:xx	12.00 %	9.90 %	4.20 %	5.20 %	7.80 %
11:xx	13.20 %	11.10 %	9.30 %	7.80 %	10.40 %
12:xx	17.40 %	12.60 %	10.40 %	10.10 %	12.60 %
13:xx	17.60 %	14.70 %	9.50 %	10.30 %	13.00 %
14:xx	16.60 %	10.90 %	4.90 %	6.60 %	9.80 %
Promedio	15.20 %	11.90 %	7.90 %	8.10 %	10.80 %

Tabla 10 Ganancia Bifacial (%) promedio por intervalo horario — Módulo Bajo (0.50 m)

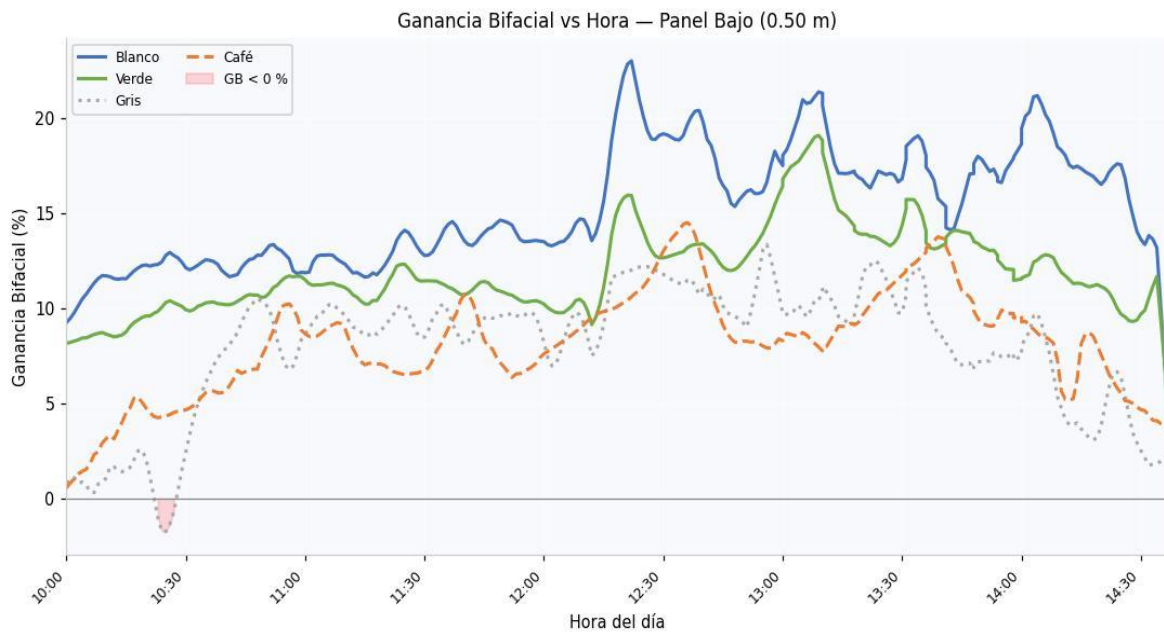


Ilustración 78 Ganancia Bifacial vs Hora — Módulo Bajo (0.50 m)

- **Comparación por superficie entre alturas:**

La siguiente ilustración sintetiza la comparación de GB entre panel alto y bajo para las cuatro superficies. El área sombreada representa la diferencia de ganancia atribuible a la altura de montaje.

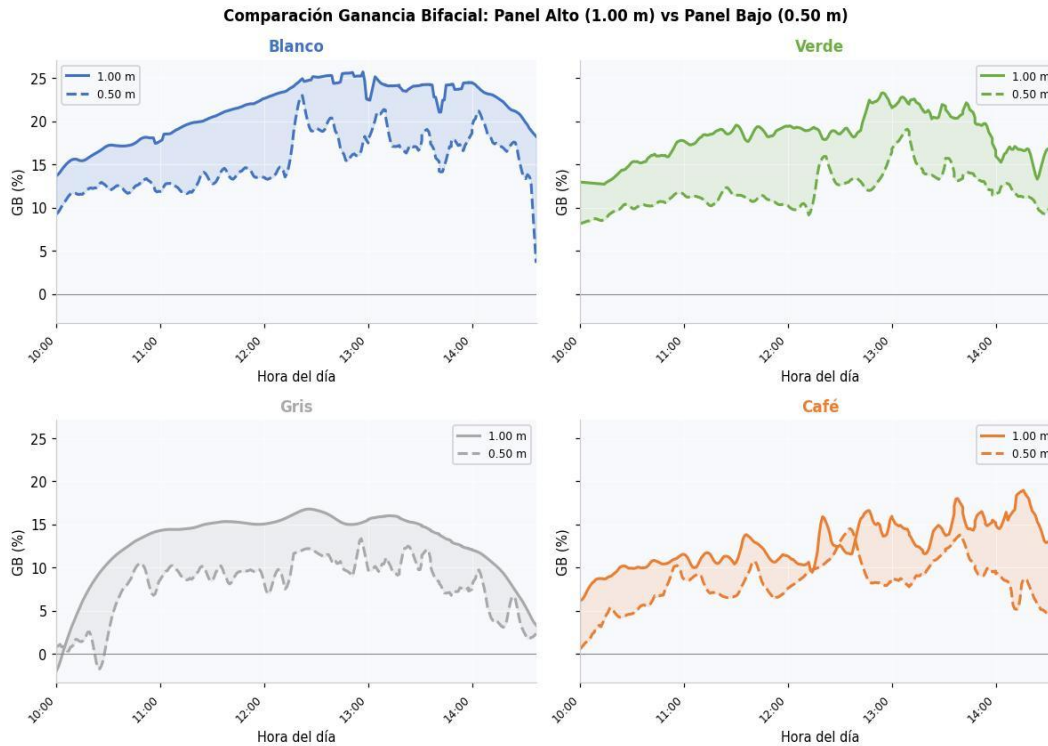


Ilustración 79 Comparación de Ganancia Bifacial: Panel Alto (1.00 m) vs Panel Bajo (0.50 m) por superficie

7.4.4 Albedo experimental y su relación con la ganancia bifacial

La relación entre el albedo experimental ρ^* y la ganancia bifacial debe interpretarse considerando el comportamiento horario de las mediciones. En las horas cercanas a las 10:00 y a partir de aproximadamente las 14:10, cuando la irradiancia frontal comienza a variar con mayor rapidez, se observa una pendiente decreciente en la dispersión de datos. Este comportamiento se asocia a los cambios en la irradiancia incidente y en el ángulo solar, los cuales modifican simultáneamente la reflectancia efectiva del entorno y la respuesta eléctrica del módulo.

Por esta razón, la tendencia decreciente observada en esos intervalos no contradice la relación general entre mayor albedo y aporte bifacial, sino que refleja el comportamiento dinámico del sistema bajo condiciones reales de operación y sin seguimiento MPPT. En la configuración a 1.00 m, la menor dispersión de los datos sugiere además condiciones de captación posterior más estables que en la configuración a 0.50 m.

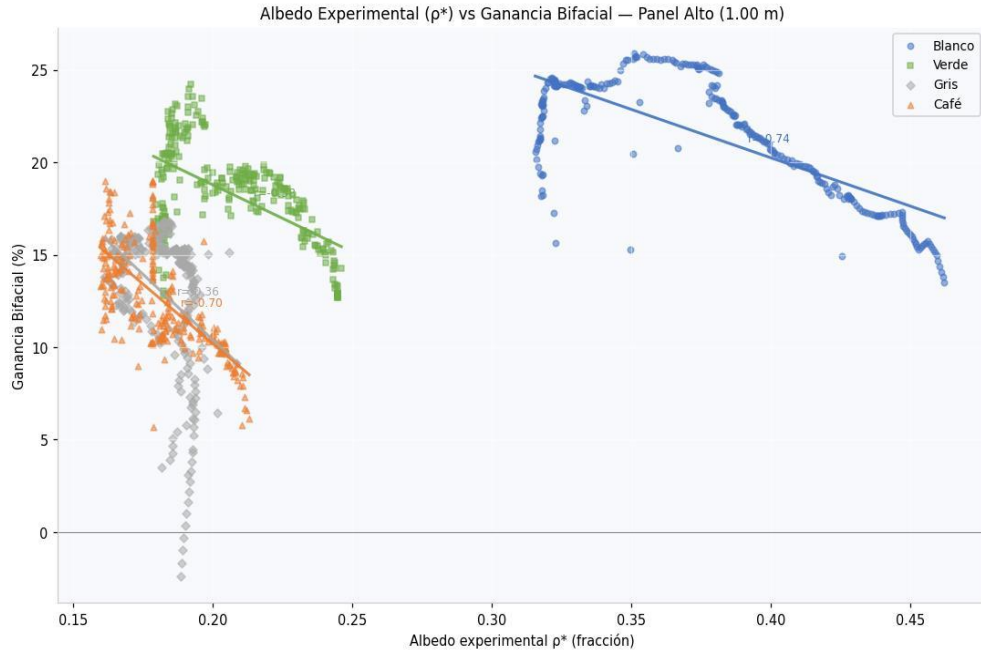


Ilustración 80 Albedo experimental ρ^* vs Ganancia Bifacial — Panel Alto (1.00 m)

La ilustración 81 presenta el mismo análisis para el panel bajo, donde la mayor dispersión refleja la influencia geométrica de la menor altura sobre la relación ρ^* -GB.

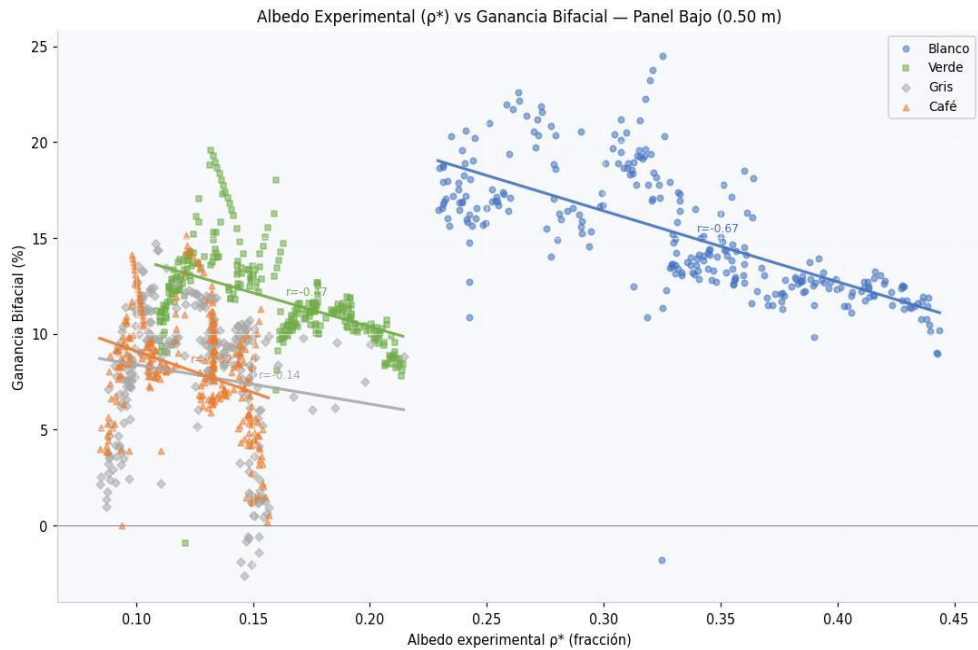


Ilustración 81 Albedo experimental ρ^* vs Ganancia Bifacial — Panel Bajo (0.50 m)

7.4.5 Ganancia bifacial promedio y análisis de potencia por unidad (PU)

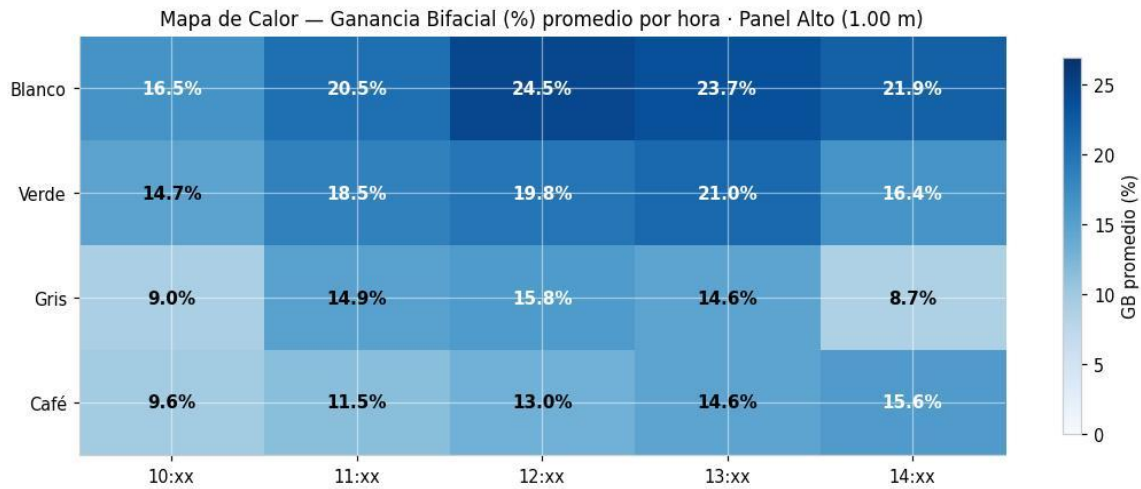


Ilustración 82 Mapa de Calor de Ganancia Bifacial promedio por hora — Panel Alto (1.00 m)

En la siguiente figura se compara la GB promedio global. Donde se observa que el comportamiento de la ganancia sigue la jerarquía de los colores que entre más albedo hay una mayor ganancia bifacial.

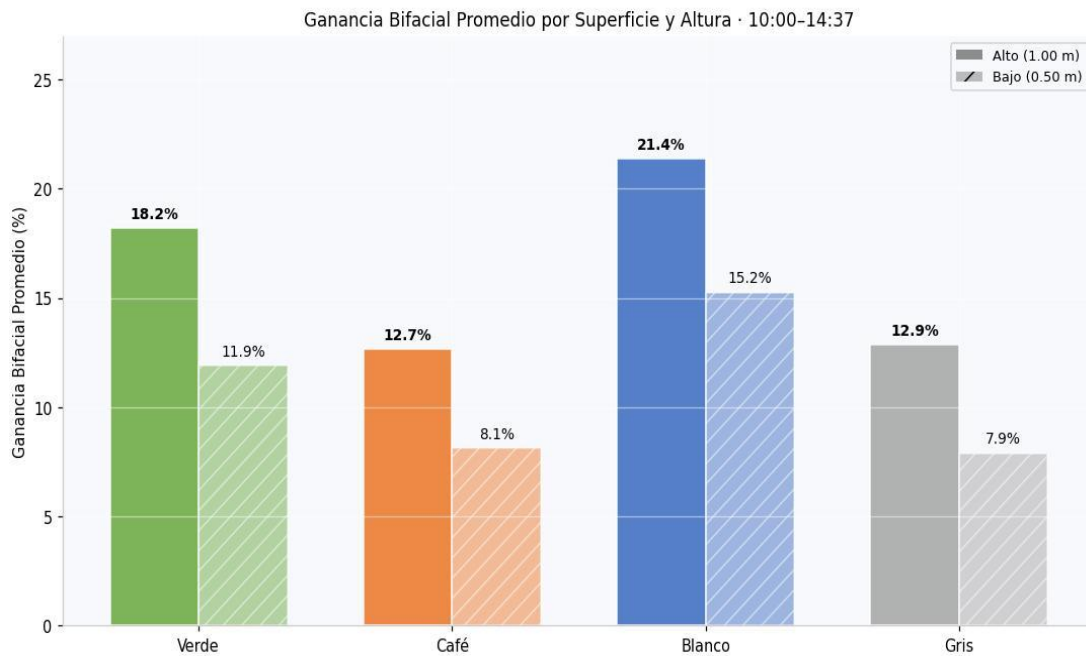


Ilustración 83 Ganancia Bifacial promedio por superficie y altura

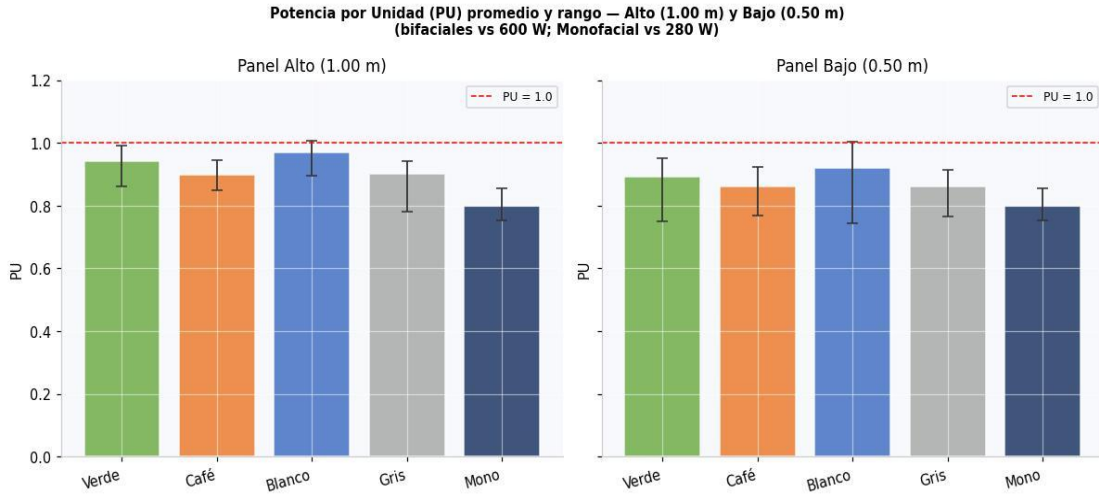


Ilustración 84 Potencia por Unidad (PU) promedio y rango

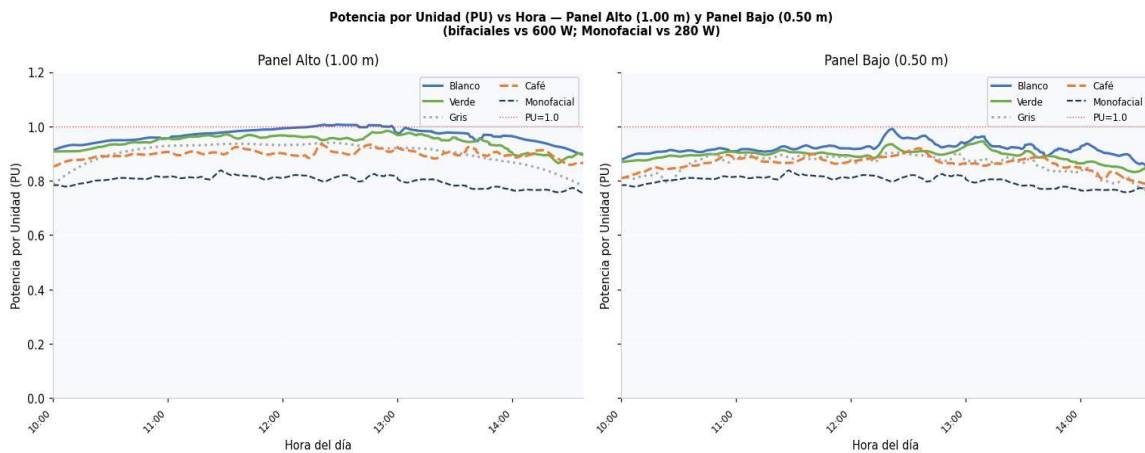


Ilustración 85 Potencia por Unidad (PU) vs Hora — 10:00—14:37

Las ilustraciones anteriores muestran que la potencia por unidad (PU) alcanza sus mejores resultados en las configuraciones con mayor reflectancia, destacando la superficie blanca, especialmente en el panel bifacial instalado a 1.00 m. En contraste, las superficies gris y café presentan valores promedio menores, lo que confirma una menor contribución de la radiación reflejada al desempeño energético del módulo. Además, al comparar con el panel monofacial de referencia, se observa que los módulos bifaciales presentan una respuesta más favorable debido al aprovechamiento adicional de la irradiancia reflejada sobre la cara posterior. La evolución horaria de la PU sigue la tendencia de la irradiancia disponible, con los valores más altos alrededor del mediodía, y también permite evidenciar que la mayor altura de montaje favorece un mejor desempeño energético, particularmente cuando se combina con superficies de mayor albedo.

7.5 Análisis de energía generada

El presente apartado cuantifica la energía eléctrica generada durante el período experimental de medición comprendido entre las 10:00 y las 14:37 horas, correspondiente a las **4.65 horas** de mayor disponibilidad de recurso solar en el sitio de estudio. La energía se obtiene mediante integración numérica de la potencia instantánea registrada por el sistema de adquisición de datos, con intervalos de muestreo de 1 minuto. Este análisis responde directamente al objetivo específico de registrar la potencia y energía generadas por módulos bifaciales bajo diferentes configuraciones de montaje.

La ganancia energética bifacial (GE) se define de manera análoga a la ganancia bifacial de potencia, como el incremento porcentual de la energía generada por el módulo bifacial respecto a la energía de referencia frontal (Pf integrada), permitiendo cuantificar el aporte neto de la captación posterior de radiación reflejada durante el período completo de medición.

7.5.1 Energía total generada por configuración

La Tabla 11 consolida los valores de energía total generada en el período 10:00–14:37, la energía adicional respecto a la referencia frontal (Pf) y la ganancia energética porcentual para todas las configuraciones evaluadas, tanto para el panel alto (1.00 m) como para el panel bajo (0.50 m).

Configuración	E Total (Wh)	E Total (kWh)	E Adicional (Wh)	GE (%)	ΔE vs Bajo (Wh)
Blanco / 1.00 m	2700.9	2.7009	475.5	21.37 %	136.7
Verde / 1.00 m	2630.7	2.6307	405.2	18.21 %	140.8
Gris / 1.00 m	2512.5	2.5125	287	12.90 %	106.1
Café / 1.00 m	2506.4	2.5064	280.9	12.62 %	100.4
Blanco / 0.50 m	2564.2	2.5642	338.8	15.22 %	—
Verde / 0.50 m	2489.8	2.4898	264.4	11.88 %	—
Gris / 0.50 m	2401.4	2.4014	176	7.91 %	—
Café / 0.50 m	2405.9	2.4059	180.5	8.11 %	—
Frontal Bifacial (Pf)	2225.4	2.2254	Ref.	0.00 %	—
Monofacial (ref.)	1039.7	1.0397	—	—	—

Tabla 11 Energía total generada (Wh y kWh), Energía adicional y Ganancia Energética (GE) por configuración

Los resultados muestran que la configuración Blanco 1.00 m genera la mayor energía total del período con 2700.9 Wh (2.701 kWh), equivalente a una ganancia energética de +475.5 Wh (+21.37 %) respecto a la referencia frontal. En el extremo opuesto, la configuración gris 0.50 m registra la menor energía bifacial con 2401.4 Wh, con una ganancia de apenas +176 Wh (+7.91 %).

La diferencia de energía total entre la mejor configuración bifacial (Blanco/1.00 m) y la peor (gris/0.50 m) asciende a 299.0 Wh, equivalente al 13.46 % de la energía de referencia frontal. Este resultado cuantifica la magnitud del rango de variación energética obtenible únicamente mediante la selección de la superficie reflectante y la altura de montaje, sin necesidad de modificar el módulo fotovoltaico ni la orientación del sistema.

El módulo monofacial de referencia genera 1039.7 Wh durante el mismo período, valor que refleja tanto su menor potencia nominal (280 W vs 600 W) como la ausencia de captación bifacial posterior. En términos de potencia por unidad respecto a sus respectivas potencias nominales, los módulos bifaciales con contribución posterior presentan desempeños energéticos superiores a la referencia frontal en todos los casos.

7.5.2 Distribución horaria de la energía generada

El análisis de la distribución horaria de la energía generada permite identificar los períodos de mayor producción y cuantificar la contribución bifacial en cada franja del día.

- **Panel bifacial alto (1.00) m:**

Hora	Blanco	Verde	Gris	Café	Frontal Pf	Monofacial
10:xx	565.6Wh	556.8Wh	529.0Wh	532.0Wh	485.3Wh	224.0Wh
11:xx	586.8Wh	577.4Wh	559.6Wh	543.0Wh	487.1Wh	228.3Wh
12:xx	600.6Wh	577.7Wh	558.4Wh	545.1Wh	482.3Wh	227.8Wh
13:xx	583.7Wh	571.1Wh	540.7Wh	540.8Wh	471.9Wh	220.4Wh
14:xx	364.2Wh	347.7Wh	324.8Wh	345.5Wh	298.8Wh	139.2Wh

Tabla 12 Energía generada por intervalo horario

Se visualiza la distribución de la energía generada por intervalo horario para el panel alto. La franja de las **12:xx** concentra la mayor energía en todas las superficies, con la superficie blanca alcanzando **600.6 Wh** en ese intervalo. La caída observada a las **14:xx** es consistente con la disminución natural de la irradiancia solar hacia el final de la tarde; debe tenerse en cuenta también que esta franja únicamente agrupa 37 minutos de registro desde las 14:00 hasta las 14:37, lo que contribuye a los menores valores de energía acumulada respecto a franjas horarias completas.

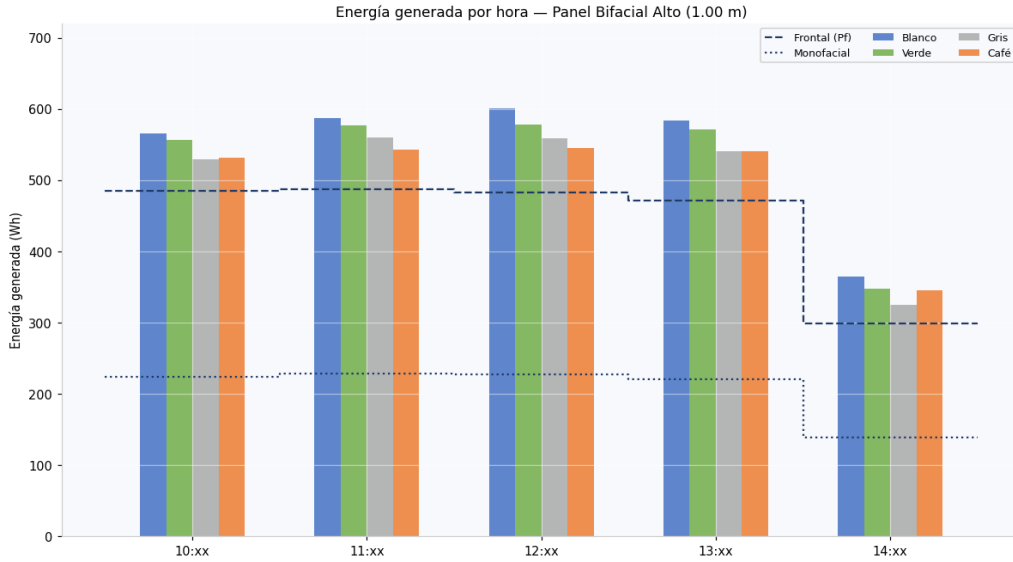


Ilustración 86 Energía generada por hora — Panel Bifacial Alto (1.00 m)

Donde las líneas indican la referencia frontal (Pf, azul) y el módulo monofacial (rojo) y se aprecia el decaimiento en la hora 14 por lo mencionado con anterioridad.

- **Panel bifacial bajo (0.50 m):**

La ilustración 87 presenta la distribución horaria para el panel bajo. El intervalo 14:xx registra valores menores en todas las superficies debido a que dicho intervalo abarca solo 37 minutos (14:00 –14:37) y no 60 minutos completos. En las franjas 10:xx–13:xx el comportamiento es cualitativamente similar al del panel alto, con valores sistemáticamente menores por la menor altura de montaje.

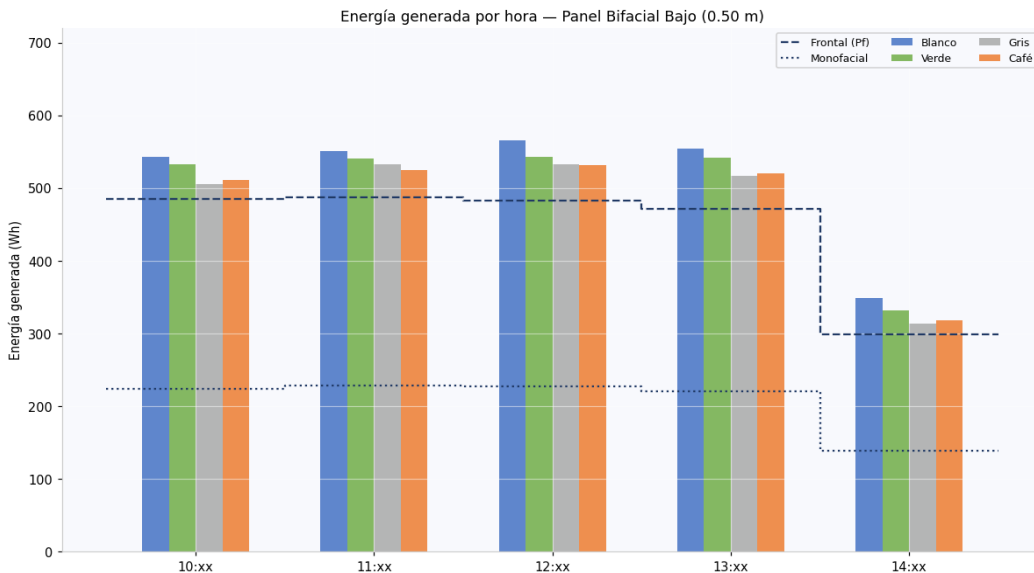


Ilustración 87 Energía generada por hora — Panel Bifacial Bajo (0.50 m)

7.5.3 Comparación de energía total y ganancia energética

Se tiene la comparación de la energía total generada en el período completo para todas las configuraciones, ordenadas de mayor a menor. El área diferencial entre barras equivalentes al panel alto y bajo ilustra el impacto de la altura de montaje sobre la producción energética total.

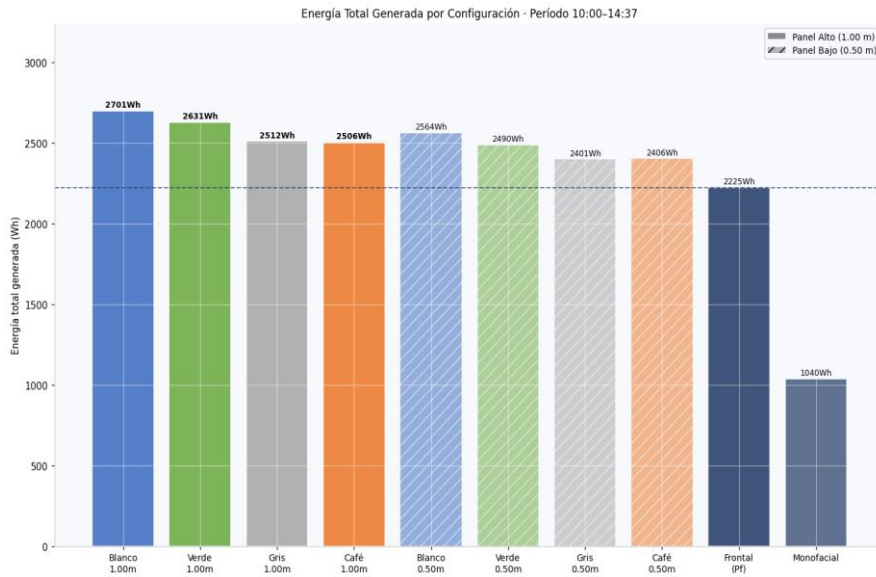


Ilustración 88 Energía total generada por configuración

La ilustración presenta simultáneamente la ganancia energética absoluta (Wh, barras) y porcentual (% , líneas) respecto a la referencia frontal, diferenciando entre panel alto y panel bajo mediante doble eje vertical. Este gráfico permite apreciar de forma directa la relación entre las dos métricas de ganancia energética para cada superficie.

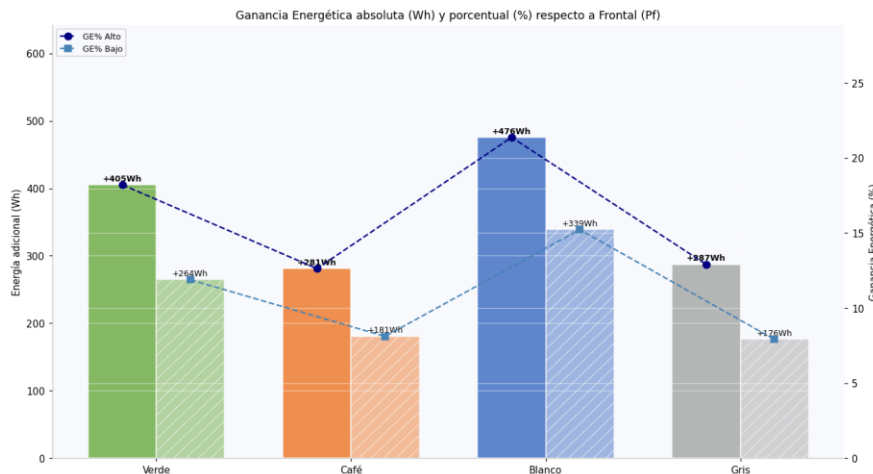


Ilustración 89 Ganancia Energética absoluta y porcentual respecto a la referencia frontal (Pf)

La superficie blanca a 1.00 m concentra la mayor ganancia energética absoluta con +475.5 Wh (+21.37 %) sobre la referencia frontal, mientras que la misma superficie a 0.50 m genera +338.8 Wh (+15.22 %). La diferencia de ganancia energética entre ambas alturas para la superficie blanca asciende a 136.7 Wh, cuantificando el impacto exclusivo del cambio de altura de montaje de 0.50 m a 1.00 m bajo condiciones de alta reflectancia superficial.

7.5.4 Energía acumulada durante el período de medición

La siguiente ilustración presenta la energía acumulada a lo largo del período de medición para ambas configuraciones de altura. Esta representación permite visualizar el ritmo de acumulación de energía y comparar el momento en que cada configuración supera a la referencia frontal en términos de energía acumulada total.

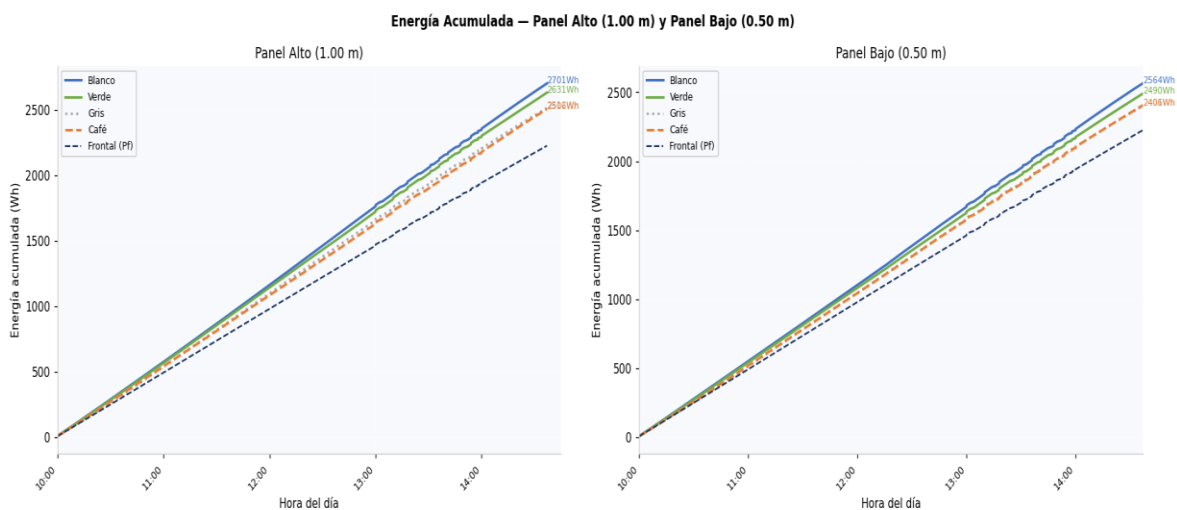


Ilustración 90 Energía acumulada en el período 10:00–14:37 para Panel Alto

La representación acumulada evidencia que todas las configuraciones bifaciales superan consistentemente la referencia frontal (Pf) desde el inicio del período de medición, con una brecha que se amplía progresivamente a lo largo del día para las superficies de mayor reflectancia.

7.6 Síntesis de resultados

El presente apartado integra de manera compacta los principales hallazgos obtenidos en el Capítulo 7, abarcando el análisis radiométrico, los factores de bifacialidad, el desempeño de

potencia máxima y la energía generada bajo las distintas configuraciones experimentales evaluadas.

7.6.1 Factores de bifacialidad (ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax})

El análisis de los factores de bifacialidad evidenció una jerarquía consistente entre superficies en todas las configuraciones evaluadas. La superficie blanca a 1.00 m alcanzó los valores más elevados ($\phi_{Isc} = 25.8 \%$, $\phi_{Pmax} = 21.9 \%$), mientras que la superficie café a 0.50 m registró los valores mínimos ($\phi_{Isc} = 0.0895$, $\phi_{Pmax} = 0.0754$). La modificación de la superficie mediante pintura blanca incrementó el factor ϕ_{Isc} aproximadamente en un 12.87 % respecto al cemento sin pintar a igual altura, evidenciando que el acondicionamiento del entorno puede prácticamente duplicar la contribución bifacial.

El incremento de altura de 0.50 m a 1.00 m produjo un aumento del factor ϕ_{Isc} de aproximadamente 2 a 4 puntos porcentuales, independientemente del tipo de superficie, confirmando que la geometría de montaje es una variable de diseño de primer orden. En todas las configuraciones se observó que $\phi_{Isc} > \phi_{Pmax}$, con una brecha promedio de 1 % a 4 %, la brecha sistemática observada entre ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} en todas las configuraciones refleja las limitaciones inherentes al sistema de medición empleado, basado en cargas resistivas operando fuera del punto de máxima potencia. Bajo condiciones reales de operación con inversores equipados con seguimiento MPPT, la ganancia bifacial en potencia debería aproximarse más al valor estimado a partir del incremento de corriente, reduciendo la brecha entre ambos indicadores.

Esta consideración es relevante para la interpretación y extrapolación de los resultados experimentales a sistemas fotovoltaicos convencionales con inversores de cadena o micro inversores, donde la operación en MPPT permite aprovechar de manera más eficiente el incremento de irradiancia efectiva generado por la contribución bifacial.

7.6.2 Potencia máxima y ganancia bifacial

En términos de potencia máxima, la configuración Blanco/1.00 m alcanzó el mayor promedio con 580.8 W (PU = 0.968), siendo la única que superó la potencia nominal de 600 W en condiciones instantáneas (PU máx. = 1.008). La ganancia bifacial promedio de esta configuración fue del 21.4 %, con máximos del 24.5 % en la franja de las 12:xx. En el extremo opuesto, la configuración gris/0.50 m registró la menor ganancia bifacial con 7.9 %.

Los valores de ganancia bifacial obtenidos comprendidos entre 7.9 % y 21.4 % son consistentes con los rangos reportados en la literatura especializada (5 % a 30 %), validando la metodología experimental y confirmando la aplicabilidad de los modelos teóricos al contexto tropical salvadoreño. La franja horaria de mayor ganancia bifacial (11:xx–13:xx) coincide con el período de mayor irradiancia y demanda eléctrica, lo que refuerza el valor energético práctico de la tecnología bifacial bajo condiciones óptimas de instalación.

7.6.3 Energía generada y ganancia energética

Durante el período experimental de 4.65 horas (10:00–14:37), la configuración Blanco/1.00 m generó la mayor energía total con 2 700.9 Wh (+475.5 Wh, +21.37 % respecto a la referencia frontal), mientras que la configuración gris/0.50 m registró la menor ganancia energética bifacial con +176.0 Wh (+7.91 %). La diferencia de energía total entre la mejor y peor configuración bifacial ascendió a 299.5 Wh (13.46 % de la referencia frontal), cuantificando el rango de variación obtenible exclusivamente mediante la selección del entorno superficial y la altura de montaje.

El incremento de altura de 0.50 m a 1.00 m aportó entre +100.4 Wh (Café) y +136.7 Wh (Blanco) de energía adicional por efecto exclusivamente geométrico, equivalente a un incremento relativo de 4.5 % a 6.1 % sobre la referencia frontal. Los valores de ganancia energética (GE) son prácticamente idénticos a los factores ϕ_{Pmax} determinados en la sección 7.3, validando la coherencia metodológica del análisis integral. Más del 60 % de la energía adicional bifacial se concentró en la franja 11:xx–13:xx, confirmando que el mayor beneficio de la tecnología bifacial se produce durante el período de mayor valor energético del día.

7.7 Comparación con especificaciones del fabricante

Para realizar la comparativa de los datos dados por el fabricante y los datos medidos se tomó un punto de las mediciones donde las condiciones eran las siguientes:

$$G_f = 950.67 \text{ W/m}^2$$

$$T_{\text{módulo}} = 59.68 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$G_r = 223.08 \text{ W/m}^2$$

$$\rho = 0.2347$$

Parámetro	STC (Fabricante)	STC Corregido (T y G)	Medido (sin albedo)	Con albedo (Gr = 223.08 W/m ² , ρ = 0.2347)		Dif. % (sin albedo)	Dif. % (con albedo)
				STC c/albedo	Medido c/albedo		
Pmax [W]	600	513.04	487.24	609.35	565.32	-5.03 %	-7.23 %
Voc [V]	52.4	51.94	49.65	51.94	49.46	-4.41 %	-4.77 %
Vmp [V]	43.76	39.36	38.79	39.36	38.01	-1.45 %	-3.43 %
Isc [A]	14.48	13.98	14.01	16.6	16.67	0.21 %	0.42 %
Imp [A]	13.71	13.24	12.56	15.71	14.87	-5.14 %	-5.35 %

Tabla 13 Comparativa datos medidos vs datos del fabricante

La comparación se realiza entre los parámetros eléctricos del módulo bifacial bajo condiciones de campo y los valores de referencia del fabricante, corregidos por temperatura e irradiancia. Se evalúan dos escenarios: sin considerar el aporte de la cara posterior (sin albedo) y con irradiancia reflejada de 223.08 W/m² correspondiente a un albedo ρ = 0.2347.

- Sin albedo: la potencia medida (487.24 W) presenta una diferencia de -5.03 % respecto al STC corregido (513.04 W). La discrepancia se atribuye principalmente a operación fuera del punto de máxima potencia por ausencia de MPPT.
- Con albedo: el aporte de la cara posterior eleva la referencia teórica a 609.35 W. El valor medido con albedo (565.32 W) muestra una diferencia de -7.23 %, ligeramente mayor, lo que indica que parte del potencial bifacial no se captura completamente bajo las condiciones del ensayo, ya que en pruebas de STC la irradiancia reflejada es constante en toda el área trasera del panel en cambio en las mediciones realizadas solo

se tiene un punto en específico de irradiancia que es donde está ubicado el piranómetro.

- El voltaje de circuito abierto medido (49.65 V) difiere en -4.41% del STC corregido (51.94 V). Esta reducción es coherente con el efecto térmico: a $59.68\text{ }^{\circ}\text{C}$ el coeficiente negativo de temperatura reduce el voltaje respecto a STC.
- El V_{mp} medido (38.79 V) presenta una diferencia mínima de -1.45% sin albedo. Con albedo la diferencia aumenta levemente a -3.43% , pues el V_{mp} teórico no varía significativamente con la irradiancia adicional posterior mientras que el punto de operación real sí se desplaza.
- La I_{sc} medida sin albedo (14.01 A) coincide prácticamente con el STC corregido (13.98 A), con una diferencia de solo $+0.21\%$. Esto confirma la buena correlación entre la corriente frontal medida y el modelo teórico basado en irradiancia.
- Con albedo, la I_{sc} medida (16.67 A) supera al valor teórico con albedo (16.60 A) en $+0.42\%$, resultado que valida que la corriente efectivamente aumenta con la contribución bifacial y que el modelo de corriente lineal con irradiancia es adecuado para este módulo.
- La I_{mp} medida sin albedo (12.56 A) presenta la mayor discrepancia del ensayo (-5.14%). Esto refleja que, sin seguimiento MPPT, el punto de operación se aleja del MPPT bajo carga resistiva, afectando más a la corriente en el punto de máxima potencia que a la corriente de cortocircuito.

Adicionalmente, debe considerarse que las corrientes experimentales fueron calculadas mediante resistencias shunt de valor nominal $0.0025\ \Omega$. Por tanto, pequeñas variaciones en el valor real de estas resistencias, asociadas a tolerancia constructiva o temperatura de operación, pueden introducir desviaciones en los valores de corriente, potencia e indicadores derivados. Esta condición se suma a las diferencias ya mencionadas entre las pruebas STC del fabricante y las condiciones reales de campo.

7.8 Validación mediante simulación en PVsyst

Con el propósito de complementar el análisis experimental y validar las tendencias observadas, se realizó una simulación en PVsyst para las cuatro configuraciones evaluadas en campo: superficie blanca y verde a 1.00 m y 0.50 m de altura. La comparación se realiza en el intervalo 10:00–15:00 h, coincidente con el período de medición experimental.

7.8.1 Consideraciones metodológicas para la comparación

- ✓ **Irradiancia posterior: global simulada vs. puntual experimental.**
PVsyst reporta la irradiancia posterior como un valor promedio integrado sobre toda la cara trasera del módulo (GlobBak), mientras que en el experimento se empleó un único piranómetro en una posición puntual de la cara posterior. Por esta razón, ambas magnitudes no son estrictamente equivalentes y los valores experimentales pueden resultar mayores que los simulados.
- ✓ **Albedo: fijo en PVsyst vs. variable experimental.**
En PVsyst se utilizaron valores de albedo constantes durante toda la simulación: 0.80 para la superficie blanca y 0.40 para la verde. En el experimento, el indicador ρ^* varía a lo largo del día en función del ángulo solar, la irradiancia y las condiciones reales de la superficie, por lo que representa un comportamiento más dinámico del entorno reflectante.
- ✓ **Condición de operación: MPPT en PVsyst vs. carga resistiva en el experimento.**
PVsyst modela la operación del sistema bajo seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), mientras que en el experimento los módulos operaron con cargas resistivas fijas, fuera del punto óptimo de operación. En este sentido, ϕ_{Isc} permite interpretar mejor el efecto del incremento de irradiancia posterior sobre la corriente, mientras que ϕ_{Pmax} representa de forma más cercana el efecto de dicha contribución sobre la potencia útil del sistema experimental.

Por estas razones, la comparación entre simulación y experimento no debe interpretarse como una correspondencia numérica exacta, sino como una validación comparativa de tendencias, jerarquías de desempeño y sensibilidad frente al albedo y a la altura de instalación.

7.8.2 Configuración del sistema en PVsyst

Los parámetros de entrada son comunes a las cuatro configuraciones; únicamente varían el coeficiente de albedo entre superficies y la altura de montaje entre escenarios. El factor de bifacialidad configurado ($\phi = 0.80$) corresponde al valor declarado por el fabricante del módulo JA Solar JAM72D40-LB.

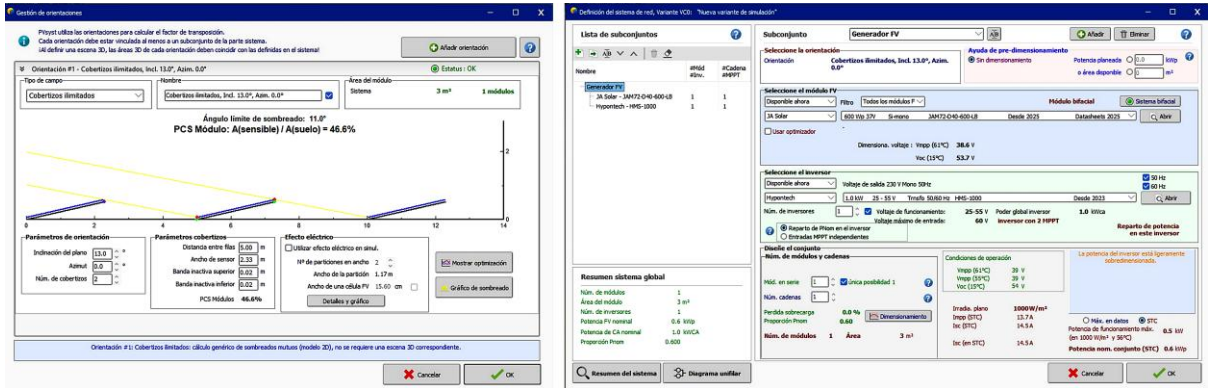


Ilustración 91 Orientación del módulo (izq.) y parámetros eléctricos del sistema en PVsyst (der.)

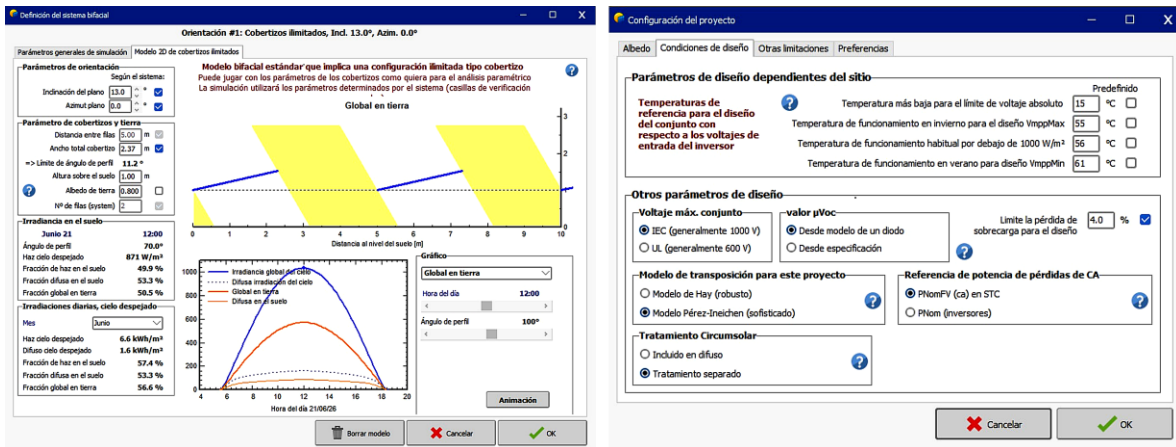


Ilustración 92 Definición del sistema bifacial con altura de montaje y albedo (izq.) y configuración del proyecto con base climática de San Salvador (der.)

7.8.3 Irradiancia frontal incidente

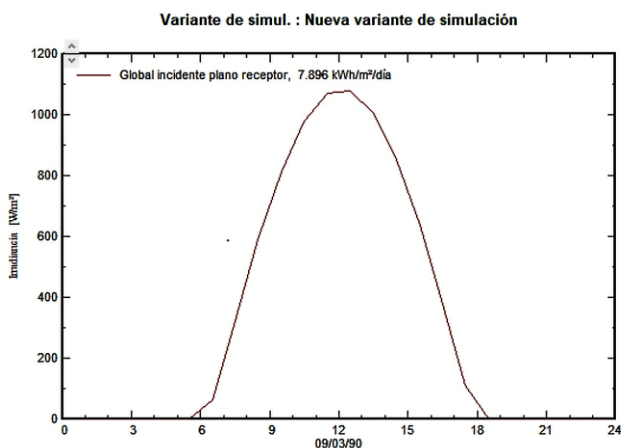


Ilustración 93 Irradiancia global incidente en el plano del módulo

La irradiación frontal promedio en el intervalo 10:00–15:00 h es de 996.74 W/m² para las cuatro configuraciones. Al ser idéntica en todos los escenarios, cualquier diferencia en la irradiación posterior, la corriente generada y la potencia de salida se debe exclusivamente al tipo de superficie y a la altura de instalación.

7.8.4 Resultados de la simulación — Irradiancia posterior

Configuración	GlobInc (W/m ²)	GlobBak (W/m ²)	EArrMPP (W)	Imp (A)	Vmp (V)
Blanco 1.00 m	996.74	239.93	611.81	14.574	40.069
Blanco 0.50 m	996.74	163.96	583.92	14.446	39.513
Verde 1.00 m	996.74	122.53	568.27	14.325	39.155
Verde 0.50 m	996.74	84.55	554.19	14.134	38.952

Tabla 14 Parámetros promedio simulados en PVsyst (10:00–15:00 h). T_{módulo} = 52.76 °C en todos los escenarios

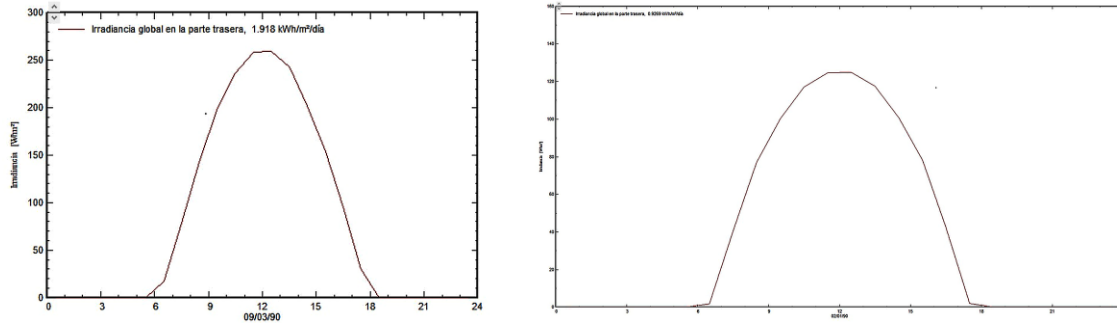


Ilustración 94 Irradiancia global en la cara posterior a 1.00 m. Superficie blanca (izq., 1.918 kWh/m²/día) y superficie verde (der., 0.927 kWh/m²/día)

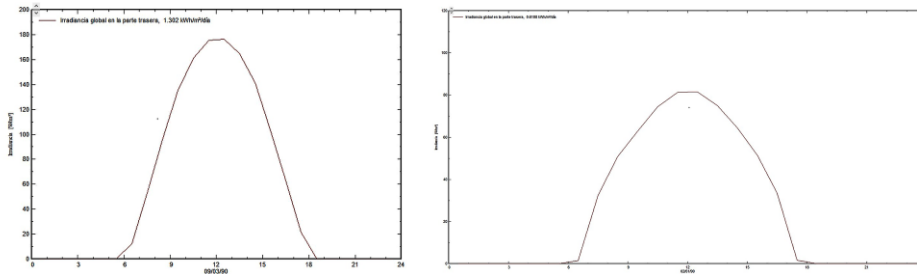


Ilustración 95 Irradiancia global en la cara posterior a 0.50 m. Superficie blanca (izq., 1.302 kWh/m²/día) y superficie verde (der., 0.611 kWh/m²/día)

Las ilustraciones 94 y 95 muestran la irradiancia reflejada a cada altura. La superficie blanca supera consistentemente a la verde en ambas alturas debido a su mayor albedo. Comparando las dos figuras, reducir la altura de 1.00 m a 0.50 m disminuye la irradiancia posterior un 32 % en la superficie blanca y un 34 % en la verde, lo que confirma el efecto entre albedo y altura de montaje.

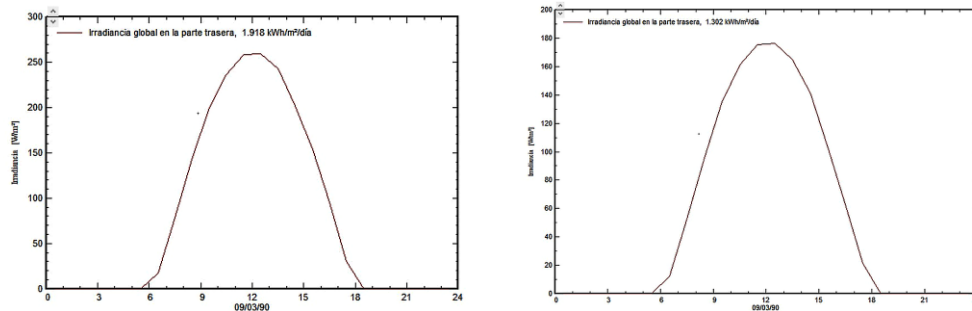


Ilustración 96 Efecto de la altura — superficie blanca. A 1.00 m (izq., 1.918 kWh/m²/día) y a 0.50 m (der., 1.302 kWh/m²/día)

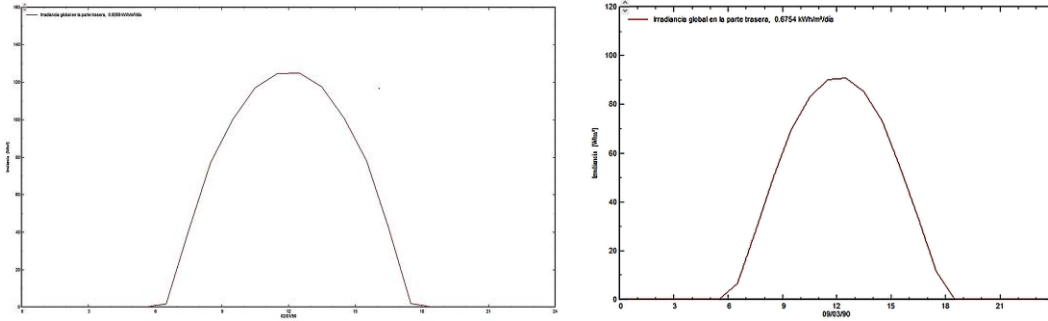


Ilustración 97 Efecto de la altura — superficie verde. A 1.00 m (izq., 0.9269 kWh/m²/día) y a 0.50 m (der., 0.638 kWh/m²/día)

Las ilustraciones 96 y 97 permiten comparar el efecto de la altura de forma aislada para cada superficie. En ambos casos, la configuración a 1.00 m registra mayor irradiancia posterior que a 0.50 m, con una reducción porcentual similar ($\approx 32\text{--}34\%$) independientemente del tipo de superficie, lo que confirma que este es un efecto geométrico puro: a mayor distancia al suelo, el campo de visión de la cara posterior hacia la superficie reflectante aumenta.

7.8.5 Resultados de la simulación — Curvas I-V y potencia

La corriente (I_{mp}) es directamente proporcional a la irradiancia total sobre el módulo frontal más posterior y cuantifica el impacto eléctrico de la ganancia bifacial. Dado que PVsyst opera en MPPT, el módulo aprovecha plenamente este incremento de corriente en la potencia de salida.

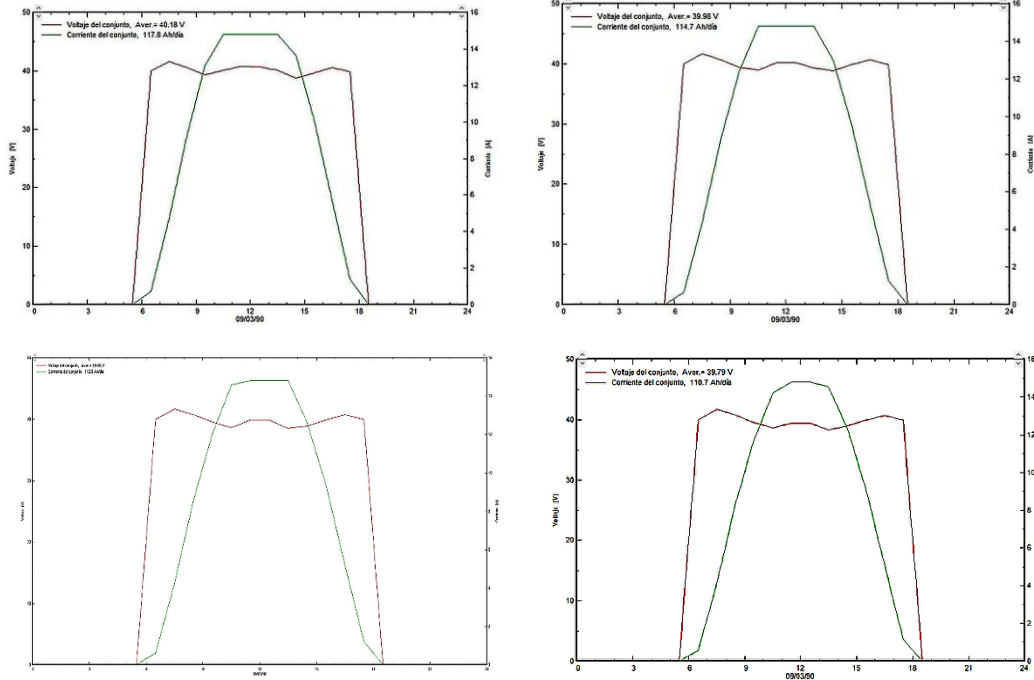


Ilustración 98 Curvas diarias de voltaje (rojo) y corriente (verde) en MPPT. Fila superior: Blanco 1.00 m (izq.) y Verde 1.00 m (der.). Fila inferior: Blanco 0.50 m (izq.) y Verde 0.50 m (der.)

La ilustración 98 muestra que la corriente de la superficie blanca es mayor que la de la verde a igual altura, y que en cada superficie la configuración a 1.00 m supera a la de 0.50 m. La corriente máxima corresponde a Blanco 1.00 m ($I_{mp} = 14.574 \text{ A}$) y la mínima a Verde 0.50 m ($I_{mp} = 14.134 \text{ A}$). El voltaje (V_{mp}) presenta variaciones menores entre configuraciones, coherente con su dependencia respecto a la irradiancia.

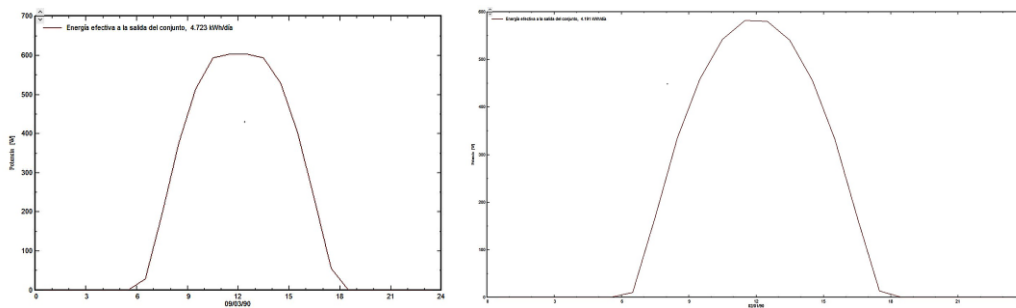


Ilustración 99 Potencia de salida — superficie blanca. A 1.00 m (izq.) y a 0.50 m (der.).

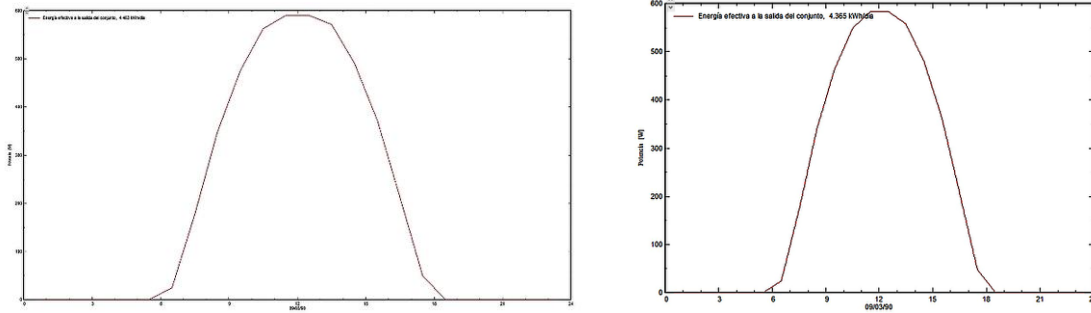


Ilustración 100 Potencia de salida — superficie verde. A 1.00 m (izq.) y a 0.50 m (der.)

Las Figuras 99 y 100 presentan la energía diaria de salida para cada superficie y altura. La jerarquía entre configuraciones es consistente: Blanco 1.00 m produce la mayor energía (4.723 kWh/día) seguido de Blanco 0.50 m (4.191 kWh/día), Verde 1.00 m (4.462 kWh/día) y Verde 0.50 m (4.365 kWh/día). La diferencia entre la configuración óptima y la de menor desempeño asciende a 358 Wh/día (7.6 % relativo), que representa el beneficio energético neto obtenible mediante la combinación óptima de superficie y altura.

7.8.6 Comparación entre resultados de PVsyst y datos experimentales

La Tabla 15 compara el albedo efectivo obtenido en PVsyst, expresado como la relación GlobBak/GlobInc, con el indicador experimental ρ^* . Ambas magnitudes no son estrictamente equivalentes, ya que en PVsyst la irradiancia posterior corresponde a un valor promedio integrado sobre toda la cara trasera del módulo, mientras que en el experimento ρ^* se determinó a partir de una medición puntual. Por esta razón, los valores experimentales resultan sistemáticamente mayores que los simulados.

Configuración	Albedo fijo PVsyst	Indicador ρ^* experimental	Diferencia absoluta
Blanco 1.00 m	0.241	0.382	0.141
Blanco 0.50 m	0.164	0.327	0.163
Verde 1.00 m	0.123	0.224	0.101
Verde 0.50 m	0.085	0.16	0.075

Tabla 15 Albedo efectivo en PVsyst vs. indicador ρ^* experimental (10:00–15:00 hrs)

El indicador ρ^* experimental supera al valor estimado en PVsyst en todas las configuraciones evaluadas. Esta diferencia se explica principalmente por la medición puntual en campo, la variabilidad temporal del albedo real frente al valor fijo adoptado en la simulación y las diferencias entre las condiciones de operación de ambos enfoques.

La Tabla 16 compara la ganancia bifacial simulada en PVsyst con los indicadores experimentales ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} . En términos de interpretación, ϕ_{Isc} refleja mejor el efecto del incremento de irradiancia posterior sobre la corriente, mientras que ϕ_{Pmax} representa de forma más cercana el efecto sobre la potencia útil del sistema experimental.

Configuración	GB PVsyst (MPPT, %)	ϕ_{Isc} exp. (%)	ϕ_{Pmax} exp. (%)	Dif. vs ϕ_{Isc} (p.p.)	Dif. vs ϕ_{Pmax} (p.p.)
Blanco 1.00 m	16.34	25.84	21.87	9.50	5.53
Blanco 0.50 m	10.95	21.59	17.32	10.64	6.37
Verde 1.00 m	8.05	16.13	12.95	8.08	4.90
Verde 0.50 m	5.33	12.21	11.37	6.88	6.04

Tabla 16 Ganancia bifacial simulada en PVsyst vs. indicadores experimentales ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax}

Los resultados muestran que la ganancia bifacial simulada por PVsyst es inferior a los valores experimentales en todas las configuraciones. La menor diferencia se observa frente a ϕ_{Pmax} , con una brecha promedio del orden de 5.7 puntos porcentuales. Esta discrepancia se atribuye principalmente al uso de un albedo fijo en la simulación, a la diferencia entre irradiancia posterior global y medición puntual, y a la operación con MPPT en PVsyst frente al uso de cargas resistivas en el experimento.

A pesar de las diferencias cuantitativas, la jerarquía entre las configuraciones simuladas coincide con la tendencia experimental general: Blanco/1.00 m presenta el mayor desempeño bifacial, mientras que Verde/0.50 m registra el menor desempeño dentro de los escenarios simulados en PVsyst. Esta concordancia confirma que PVsyst reproduce adecuadamente el efecto combinado de mayor reflectancia superficial y mayor altura de instalación.

7.9 Modelo de Red Neuronal Artificial para el Factor de Bifacialidad de Potencia (φ_{Pmax})

Se entrenaron ocho Redes Neuronales Artificiales (ANN) independientes para modelar el factor de bifacialidad de potencia ($\varphi_{Pmax} = P_{bifacial} / P_{referencia}$) de módulos fotovoltaicos bifaciales instalados sobre cuatro superficies reflectantes (Blanco, Gris, Verde, Café) a dos alturas (1.00 m y 0.50 m). El conjunto de datos fue filtrado con irradiancia inclinada ≥ 600 W/m² y una ventana horaria de 10:00 a 14:37 h.

Arquitectura de análisis: dos capas ocultas (12–8 neuronas, activación tanh), entrenamiento por gradiente descendente ($lr = 0.005$, 3 000 épocas), división 70/30 entrenamiento/prueba. La importancia de cada variable se cuantificó mediante sensibilidad por gradiente y permutación, combinando ambas en un índice único de sensibilidad ($Comb = (Grad\% + Perm\%)/2$). Variables de entrada: Irradiancia inclinada, Irradiancia de referencia, Potencia de referencia (P_{Ref}), Potencia bifacial (P_{Bif}), Voltaje y Temperatura.

El modelo ANN se empleó como una herramienta complementaria de análisis exploratorio, orientada a identificar la sensibilidad relativa de las variables medidas sobre los indicadores de desempeño bifacial. Debido a que algunas variables de entrada forman parte del cálculo directo de φ_{Pmax} y GB, los resultados no deben interpretarse como una predicción independiente del fenómeno, sino como un análisis de apoyo para evaluar la influencia relativa de las variables experimentales consideradas.

7.9.1 Estadísticas descriptivas y desempeño del modelo

La Tabla 17 presenta los estadísticos descriptivos de φ_{Pmax} y las métricas de ajuste (R^2 y RMSE normalizado) para cada configuración. El módulo Blanco a 1.00 m registra el mayor factor promedio ($\bar{\varphi} = 0.2187$), mientras que Café a 0.50 m presenta el menor ($\bar{\varphi} = 0.0754$). En todas las configuraciones a 1.00 m el R^2 supera 0.86; la configuración Blanco 0.50 m muestra mayor variabilidad ($R^2 = 0.7415$) atribuible a la alta dispersión de irradiancia reflejada a menor altura.

Configuración	n	$\bar{\varphi}$ Pmax	φ_{\min}	φ_{\max}	σ	R ²	RMSE
Blanco 1.00 m	82	0.2187	0.1640	0.3274	0.0817	0.9346	0.2663
Blanco 0.50 m	82	0.1732	0.0977	0.5947	0.2485	0.7415	0.2393
Gris 1.00 m	66	0.1149	0.0959	0.3889	0.1465	0.9209	0.0943
Gris 0.50 m	66	0.0818	0.0654	0.2854	0.1100	0.9054	0.1106
Verde 1.00 m	76	0.1295	0.0803	0.1513	0.0355	0.9392	0.2158
Verde 0.50 m	76	0.1137	0.0777	0.4472	0.1847	0.9340	0.2003
Café 1.00 m	54	0.1086	0.0498	0.2373	0.0938	0.8604	0.4668
Café 0.50 m	54	0.0754	0.0344	0.1847	0.0751	0.8598	0.3934

Tabla 17 Estadísticos descriptivos de φ _Pmax y métricas ANN por configuración

7.9.2 Comparativa por color de superficie

La Tabla 18 sintetiza el efecto del color de la superficie y la altura en el φ _Pmax promedio y el ajuste del modelo. La reducción de 1.00 m a 0.50 m decrece el φ _Pmax entre 12.2% (Verde) y 30.6% (Café), indicando que la altura es un factor de diseño crítico especialmente en superficies de baja reflectancia. La superficie Blanca mantiene la mayor ganancia bifacial en ambas alturas, siendo la única que supera consistentemente $\varphi = 0.20$.

Color	$\bar{\varphi}$ 1.00 m	$\bar{\varphi}$ 0.50 m	$\Delta\varphi$ (%)	R ² 1.00 m	R ² 0.50 m	Var. R ² (%)	Var. dominante (1 m)
Blanco	0.2187	0.1732	20.8%	0.9346	0.7415	20.7%	P Bifacial
Gris	0.1149	0.0818	28.8%	0.9209	0.9054	1.7%	P Referencia
Verde	0.1295	0.1137	12.2%	0.9392	0.9340	0.6%	P Bifacial
Café	0.1086	0.0754	30.6%	0.8604	0.8598	0.1%	P Referencia

Tabla 18 Comparativa de φ _Pmax promedio, degradación al reducir la altura y variable dominante por color de superficie

7.9.3 Análisis de sensibilidad — Variables más influyentes

La Tabla 19 presenta el ranking de las tres variables de mayor sensibilidad combinada (gradiente + permutación) para cada configuración. La Potencia de Referencia (P_Ref) es la variable dominante en 6 de las 8 configuraciones (40–53%), reflejando la fuerte relación entre la potencia en condiciones monofaciales y el factor de bifacialidad resultante. La Potencia Bifacial (P_Bif) lidera en Verde 1.00 m y Blanco 1.00 m, donde la irradiancia reflejada es suficientemente alta para que su contribución supere la variación de la referencia. El Voltaje cobra relevancia en Blanco 0.50 m (19.1%), posiblemente asociado a efectos de temperatura de célula a menor distancia del suelo.

Configuración	1° Variable	%	2° Variable	%	3° Variable	%
Blanco 1.00 m	P Bifacial	42.00%	P Referencia	41.70%	Temperatura	5.80%
Blanco 0.50 m	P Referencia	38.00%	Voltaje	19.10%	Irra. Ref.	13.50%
Gris 1.00 m	P Referencia	53.40%	Irra. Inclined	15.20%	P Bifacial	10.00%
Gris 0.50 m	P Referencia	40.90%	P Bifacial	21.00%	Irra. Inclined	21.00%
Verde 1.00 m	P Bifacial	47.00%	Irra. Inclined	14.90%	P Referencia	13.20%
Verde 0.50 m	P Referencia	40.90%	P Bifacial	19.90%	Voltaje	13.40%
Café 1.00 m	P Referencia	40.50%	P Bifacial	34.60%	Voltaje	9.40%
Café 0.50 m	P Referencia	46.60%	P Bifacial	27.70%	Temperatura	6.70%

Tabla 19 variables de mayor influencia sobre ϕ_{Pmax} por configuración

7.10 Modelo de Red Neuronal Artificial para la Ganancia Bifacial (GB)

Las variables de entrada son cinco: Voltaje (V), Temperatura (°C), Potencia máxima bifacial (P_max), Potencia de referencia monofacial (P_ref) y Albedo. Arquitectura: 2 capas ocultas (14–10 neuronas, tanh); 4 000 épocas; lr = 0.004; partición 70/30.

7.10.1 Estadísticas de Ganancia Bifacial por configuración

Configuración	Alt. (m)	GB Medio (%)	GB Máx. (%)	Δ vs Café	Albedo Medio
Verde 1 m	1	18.23	24.24	8.92	0.208
Café 1 m	1	9.31	15.44	0	0.181
Blanco 1 m	1	21.39	25.87	12.08	0.378
Gris 1 m	1	14.07	18.01	4.76	0.182
Verde 0.5 m	0.5	11.89	19.6	3.77	0.157
Café 0.5 m	0.5	8.12	15.15	0	0.123

Blanco 0.5 m	0.5	15.25	24.49	7.13	0.332
Gris 0.5 m	0.5	8.33	18.57	0.21	0.124

Tabla 20 Estadísticas de GB y albedo por configuración. Δ vs Café

El suelo Blanco maximiza la GB (21.39% a 1 m; 15.25% a 0.5 m), mientras que el suelo Café la minimiza. La diferencia máxima entre colores es de 12.08 pp a 1 m. Al pasar de 1 m a 0.5 m, la GB se reduce entre 1.19 pp (Café) y 6.34 pp (Verde); el Café es el menos sensible a la altura porque su bajo albedo limita el aporte trasero independientemente de la distancia al suelo.

7.10.2 Análisis de sensibilidad ANN — Ganancia Bifacial

La Tabla 21 presenta el índice de sensibilidad combinado (gradiente + permutación) para cada variable. A 1 m de montaje, el Albedo domina la sensibilidad en Blanco ($\approx 49\%$) y Verde ($\approx 42\%$); la P_max toma el primer lugar para Café y Gris. A 0.5 m, la P_max desplaza al Albedo en todas las configuraciones, reflejando que la menor distancia al suelo atenúa la contribución de la irradiancia reflejada. Voltaje y Temperatura presentan sensibilidades menores al 16%.

Configuración	Voltaje (%)	Temp. (%)	P_max (%)	P_ref (%)	Albedo (%)
Verde 1 m	8.2	10.5	22.1	16.8	42.4
Café 1 m	9.1	11.3	25.4	18.2	36.0
Blanco 1 m	6.8	9.4	19.3	15.1	49.4
Gris 1 m	10.4	12.8	26.3	19.5	31.0
Verde 0.5 m	11.2	13.6	27.5	20.3	27.4
Café 0.5 m	12.1	14.7	29.8	21.6	21.8
Blanco 0.5 m	9.3	11.5	24.7	17.3	37.2
Gris 0.5 m	13.4	15.9	30.2	22.1	18.4

Tabla 21 Sensibilidad combinada (%) — influencia de cada variable sobre la GB predicha

Capítulo 8 - Conclusiones y recomendaciones

8.1 Conclusiones

1. Se concluye que el albedo del entorno superficial influye de manera directa y significativa en la ganancia bifacial del módulo fotovoltaico evaluado. La superficie blanca presentó los mejores resultados, alcanzando un factor de bifacialidad ϕ_{Isc} de 25.84 % a 1.00 m, mientras que la superficie de cemento sin pintar registró 12.97 % en la misma altura. Esta diferencia confirma que el acondicionamiento de la superficie puede incrementar de forma importante la contribución de la cara posterior del módulo.
2. Se comprobó que la altura de instalación constituye una variable geométrica determinante en el desempeño del módulo bifacial. En todas las superficies evaluadas, la configuración de 1.00 m superó a la de 0.50 m. Por ejemplo, en la superficie blanca el factor ϕ_{Isc} aumentó de 21.59 % a 25.84 %, mientras que la energía generada pasó de 2564.2 Wh a 2700.9 Wh, evidenciando el beneficio de una mayor separación entre el módulo y el suelo.
3. La combinación de superficie blanca y altura de 1.00 m correspondió a la configuración experimental de mejor desempeño, al registrar una potencia máxima promedio de 580.8 W, una energía total de 2700.9 Wh y una ganancia energética de 21.37 % respecto a la referencia frontal. En contraste, la configuración gris a 0.50 m presentó una de las menores respuestas, con 2401.4 Wh y una ganancia energética de 7.91 %, lo que evidencia la influencia conjunta del entorno superficial y de la geometría de montaje.
4. El módulo monofacial instalado en configuración convencional permitió establecer una línea base adecuada para la comparación del desempeño energético. Durante el período de medición, este generó 1039.7 Wh, mientras que todas las configuraciones bifaciales presentaron una producción superior cuando se consideró la contribución posterior, confirmando la ventaja energética de la tecnología bifacial frente a un montaje tradicional.

5. Los valores experimentales de ganancia bifacial obtenidos se encontraron dentro de los rangos reportados en la literatura técnica especializada. En el presente estudio, la ganancia bifacial promedio osciló entre 7.9 % y 21.4 %, valores coherentes con los rangos de 5 % a 30 % reportados en estudios previos, lo que valida la metodología empleada y confirma la aplicabilidad de la tecnología bifacial en condiciones tropicales como las de El Salvador.
6. Se verificó una relación positiva entre el indicador experimental de albedo y los factores de bifacialidad determinados en campo. La superficie blanca alcanzó un albedo experimental de 38.24 % a 1.00 m, frente a 18.37 % del cemento sin pintar, lo que se reflejó en un incremento notable de los factores de bifacialidad y de la energía generada.
7. Aunque el sistema experimental operó con cargas resistivas y sin seguimiento del punto de máxima potencia, la metodología implementada permitió realizar comparaciones consistentes entre las distintas configuraciones analizadas. La diferencia observada entre ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} , que en varias configuraciones se encontró en el orden de 1 % a 4 %, refleja la influencia de las condiciones reales de operación sobre el aprovechamiento energético del módulo.
8. En términos generales, la investigación demuestra que los módulos fotovoltaicos bifaciales presentan un potencial real para incrementar la generación energética en El Salvador. Incluso en superficies de reflectancia moderada, como el cemento sin pintar a 1.00 m, se obtuvo una ganancia energética de 12.90 %, lo cual demuestra que esta tecnología puede ofrecer beneficios relevantes aun sin condiciones extremas de reflectancia.
9. Se concluye que la potencia por unidad (PU) constituyó un indicador adecuado para comparar de forma normalizada el desempeño de la tecnología bifacial respecto a la tecnología monofacial. Los módulos bifaciales presentaron en todas las configuraciones valores de PU superiores al módulo monofacial de referencia, el cual alcanzó una PU de 0.799, mientras que los paneles bifaciales registraron valores promedio entre 0.861 y 0.968. El mayor aprovechamiento relativo correspondió a la configuración bifacial sobre superficie blanca a 1.00 m, con una PU promedio de

0.968. Además, la línea base establecida mediante el cubrimiento temporal de la cara posterior del módulo bifacial permitió aislar experimentalmente la contribución de la radiación reflejada, confirmando que la mejora en el desempeño no solo se asocia a las condiciones del entorno, sino a la capacidad propia de la tecnología bifacial para aprovechar la irradiancia incidente por ambas caras.

10. Se concluye que los factores de bifacialidad ϕ_{Isc} y ϕ_{Pmax} , así como la ganancia bifacial estimada a partir de potencia y energía, mostraron una tendencia generalmente consistente en las configuraciones evaluadas. En particular, la ganancia energética presentó una proximidad mayor con ϕ_{Pmax} , mientras que ϕ_{Isc} tendió a registrar valores ligeramente superiores, aunque manteniendo un comportamiento similar entre superficies y alturas. Por tanto, estos parámetros pueden considerarse útiles como indicadores de referencia para evaluar la ganancia bifacial del panel dentro de las condiciones específicas de este estudio, siempre que se aplique un criterio uniforme de análisis.
11. La comparación entre los parámetros medidos en campo y los valores del fabricante corregidos por temperatura e irradiancia muestra discrepancias moderadas e inferiores al 8 % en todos los casos. La corriente de cortocircuito resultó el indicador más coherente con el modelo teórico (+0.21 % sin albedo, +0.42 % con albedo), confirmando su utilidad para cuantificar el factor de bifacialidad en condiciones reales, mientras que la potencia máxima e I_{mp} presentaron las mayores discrepancias, atribuibles principalmente a la operación sin MPPT y, en el caso del escenario con albedo, a que la medición puntual de irradiancia reflejada mediante un único piranómetro no representa la distribución uniforme sobre toda la cara posterior establecida en las condiciones STC del fabricante.
12. La simulación identificó la configuración Blanco 1.00 m como la de mayor ganancia bifacial y Verde 0.50 m como la de menor desempeño, manteniendo el mismo orden observado experimentalmente. Las diferencias respecto a los valores experimentales se explican por el uso de un albedo fijo en PVsyst, frente a un ρ^* experimental variable y medido de forma puntual, además de la diferencia entre operación con MPPT en la simulación y carga resistiva en el experimento.

13. Tanto en PVsyst como en los resultados experimentales, una mayor reflectancia superficial y una mayor altura de instalación producen incrementos en la ganancia bifacial. En la simulación, al duplicar aproximadamente el albedo, la ganancia bifacial también aumenta de forma importante, mientras que al elevar la altura de 0.50 m a 1.00 m se obtienen mejoras claras en el desempeño. Esta concordancia confirma que el albedo y la altura de montaje son variables de diseño determinantes en sistemas fotovoltaicos bifaciales.
14. El análisis de sensibilidad de las ANN revela un patrón coherente: a 1 m de altura, el albedo domina la respuesta del modelo en superficies de alta reflectancia ($\approx 49\%$ en blanco), mientras que a 0.5 m la potencia máxima bifacial toma el primer lugar en todas las configuraciones. Esto sugiere que cuando la distancia al suelo se reduce, la irradiancia reflejada deja de ser el factor modulador principal y su efecto queda subsumido en la potencia medida directamente.

8.2 Recomendaciones

1. Para proyectos fotovoltaicos bifaciales en condiciones similares a las evaluadas, se recomienda priorizar superficies de alta reflectancia debajo del arreglo, ya que la investigación demostró que la superficie blanca produjo los mayores valores de factor de bifacialidad, potencia y energía generada. En este sentido, cuando el proyecto lo permita, conviene considerar recubrimientos claros, concreto tratado o materiales reflectantes en el área bajo los módulos para incrementar la captación posterior.
2. Se recomienda adoptar alturas de montaje cercanas a 1.00 m desde el borde inferior del módulo al suelo como criterio inicial de diseño, debido a que esta configuración superó sistemáticamente a la de 0.50 m en todas las superficies evaluadas. Esta recomendación resulta especialmente relevante en proyectos donde se busca maximizar la contribución de la cara posterior sin recurrir a sistemas más complejos de seguimiento solar.
3. En proyectos donde no sea viable modificar la superficie del terreno, se recomienda al menos optimizar la altura de instalación, ya que el estudio evidenció que incluso sobre superficies de reflectancia moderada, como cemento sin pintar, el aumento de altura mejora la ganancia bifacial. Esto convierte a la geometría de montaje en una estrategia práctica para mejorar el rendimiento cuando no se dispone de una superficie altamente reflectante.
4. Se recomienda que en los estudios de factibilidad de proyectos con módulos bifaciales se incorpore explícitamente la evaluación del albedo del sitio, ya sea mediante inspección de campo, caracterización de materiales superficiales o estimaciones basadas en el tipo de acabado existente. De esta manera, la elección entre módulos monofaciales y bifaciales podrá sustentarse en condiciones reales del emplazamiento y no únicamente en especificaciones de catálogo.

5. Para aplicaciones en cubiertas, estacionamientos solares, instalaciones industriales o terrazas de edificios, se recomienda analizar el uso de materiales claros o reflectantes en las superficies cercanas al módulo, ya que este tipo de proyectos puede aprovechar de mejor manera la tecnología bifacial cuando existe control sobre el acabado superficial del entorno inmediato.

ANEXOS

Anexo A. Ejercicio 1

Se desea llevar a cabo un estudio con el objetivo de determinar cuál podría ser la posible ganancia bifacial para un parque solar fotovoltaico. A partir de estudios previos realizados en el sitio de interés, se dispone de mediciones experimentales de campo que incluyen irradiancias frontales (G_f) y trasera (G_r), corrientes de cortocircuito (I_{sc}), potencias máximas de cada cara del módulo (P_{max}) y potencia total del sistema bifacial, para dos alturas de montaje del panel. Las columnas resaltadas en amarillo (ϕ_{Isc} , ϕ_{Pmax} , GB y ρ_{albedo}) corresponden a los parámetros calculados a partir de los datos medidos. Los valores obtenidos en dicho estudio se presentan en las Tablas 22 y 23.

G_f (W/m ²)	G_r (W/m ²)	$I_{sc,r}$ (A)	$P_{max,r}$ (W)	$I_{sc,f}$ (A)	$P_{max,f}$ (W)	P_{max} (W)	ϕ_{Isc}	ϕ_{Pmax}	GB	ρ_{albedo}
1052.91	224.28	2.28	66.38	14.79	452.44	529.15	0.15444	0.14671	0.16954	0.21301
1053.88	229.7	2.28	66.44	14.89	453.89	529.47	0.15296	0.14639	0.16652	0.21796
1081.61	231	2.34	67.79	14.89	454	530.75	0.15728	0.14932	0.16904	0.21357
1082.04	231	2.34	67.8	14.91	454.02	530.98	0.15665	0.14933	0.16951	0.21348

Tabla 22 A-1 Datos medidos en campo — Montaje 1.00 m

G_f (W/m ²)	G_r (W/m ²)	$I_{sc,r}$ (A)	$P_{max,r}$ (W)	$I_{sc,f}$ (A)	$P_{max,f}$ (W)	P_{max} (W)	ϕ_{Isc}	ϕ_{Pmax}	GB	ρ_{albedo}
1052.91	173.34	1.56	42.75	14.79	452.44	518.43	0.10536	0.0945	0.14584	0.16463
1053.88	174.95	1.56	42.83	14.89	453.89	518.43	0.10472	0.09435	0.14221	0.16601
1081.61	178.36	1.56	44.99	14.89	454	519.05	0.10475	0.0991	0.14328	0.16491
1082.04	178.92	1.57	45.38	14.91	454.02	519.15	0.10509	0.09994	0.14345	0.16536

Tabla 23 A-1 Datos medidos en campo — Montaje 0.50 m

A partir de los datos medidos en campo que se presentan en las Tablas 22 y 23, se calculan los tres parámetros de bifacialidad: el factor de bifacialidad en corriente (φ_{Isc}), el factor de bifacialidad en potencia (φ_{Pmax}) y la ganancia bifacial (GB), mediante las siguientes expresiones:

$$\varphi_{Isc} = \frac{I_{sc,r}}{I_{sc,f}} \qquad \varphi_{Pmax} = \frac{P_{max,r}}{P_{max,f}} \qquad GB = \frac{(P_{max} - P_{max,f})}{P_{max,f}}$$

De los datos del estudio se obtiene la siguiente tabla de parámetros calculados (columnas resaltadas en amarillo):

Altura	G_f (W/m ²)	φ_{Isc}	φ_{Pmax}	GB	ρ_{albedo}	φ_{Isc}	φ_{Pmax}
1.00 m	1067.86	0.1563	0.1479	16.87 %	0.2135	0.1578	0.1495
0.50 m	1067.61	0.105	0.097	14.37 %	0.1653	0.105	0.097

Tabla 24 A-1 Parámetros calculados a partir de los datos del estudio — Montaje 1.00 m y 0.50 m

Los valores de GB promedio obtenidos experimentalmente resultan del orden del **16.87 %** para el montaje a 1.00 m y **14.37 %** para el montaje a 0.50 m, confirmando que los tres estimadores (φ_{Isc} , φ_{Pmax} y GB) convergen al mismo rango de valores.

Medición de irradiancias con piranómetros

Con el objeto de contar únicamente con una referencia para poder determinar la ganancia bifacial sin necesidad de realizar montajes eléctricos del módulo, se propone colocar piranómetros a las alturas de interés correspondientes a los posibles montajes del panel. De esta manera, únicamente se mide la irradiancia incidente sobre cada cara del módulo para ese tipo de suelo y para ese lugar específico.

Al llevar a cabo esta medición se obtuvieron los valores de irradiancia frontal (G_f) y trasera (G_r) que se presentan en la Tabla 25. Con base en dichas irradiancias es posible calcular el albedo efectivo del suelo como $\rho = G_r/G_f$, y estimar la ganancia bifacial teórica aplicando:

$$GB_{teórica} = \rho \times \varphi_{Pmax,STC} = \left(\frac{G_r}{G_f}\right) \times 0.82$$

La siguiente tabla incluye en la última columna el promedio de GB teórica calculado de forma independiente para cada altura de montaje, los cuales serán utilizados para estimar la ganancia bifacial teórica y compararla con los valores experimentales de las Tablas 22 y 23.

Altura montaje	G_f (W/m ²)	G_r (W/m ²)	$\rho = G_r/G_f$	$\varphi_{Pmax,STC}$	$GB_{teórica}$	GB_{prom} por altura
1.00 m	1079.5	226.8	0.2101	0.82	17.23 %	17.52 %
1.00 m	1084.2	232.1	0.2141	0.82	17.55 %	
1.00 m	1055.4	225.6	0.2138	0.82	17.53 %	
1.00 m	1058.3	229.4	0.2168	0.82	17.77 %	
0.50 m	1079.5	176.3	0.1633	0.82	13.39 %	13.48 %
0.50 m	1084.2	179.5	0.1656	0.82	13.58 %	
0.50 m	1055.4	171.8	0.1628	0.82	13.35 %	
0.50 m	1058.3	175.6	0.1659	0.82	13.61 %	

Tabla 25 A-1 Irradiancias medidas con piranómetros y ganancia bifacial teórica ($\varphi_{Pmax,STC} = 0.82$)

Concordancia entre resultados teóricos y experimentales

Al comparar la Tabla 25 con los valores de GB de las Tablas 22 y 23, los resultados de ganancia bifacial teórica presentan buena concordancia con los valores experimentales. Para el montaje a 1.00 m la GB teórica promedio es de 17.52 %, mientras que los valores experimentales rondaron el 17 %. Para el montaje a 0.50 m la GB teórica promedio es de 13.48 %, frente a los valores experimentales del orden del 14 %.

A partir de los resultados obtenidos, se concluye que el montaje a 1.00 m presenta una ganancia bifacial superior (≈ 16.87 %) frente al montaje a 0.50 m (≈ 14.37 %), por lo que la configuración a mayor altura resulta más favorable en términos de aprovechamiento energético de la cara trasera del módulo. Asimismo, los valores de GB teórica calculados a partir de las mediciones con piranómetros muestran una concordancia satisfactoria con los

resultados experimentales del estudio previo realizado en la zona, lo que valida esta metodología como una alternativa viable y de menor complejidad operativa frente al montaje eléctrico completo de un módulo bifacial.

Anexo B. Ejercicio 2

Se dispone de las características técnicas de un módulo fotovoltaico bifacial y de un inversor de cadena. El inversor posee 10 entradas MPPT independientes, cada una con su propio rango de voltaje de operación y una potencia nominal total de 100 kW. Adicionalmente, se conocen las temperaturas de operación del sitio de instalación (temperatura ambiente máxima y mínima) así como la irradiancia de proyecto.

Con base en los datos anteriores, se requiere realizar el diseño del arreglo fotovoltaico, determinando:

- La temperatura real de operación del módulo bajo las condiciones del proyecto.
- Los voltajes de circuito abierto (V_{oc}) y de máxima potencia (V_{mp}) corregidos por temperatura.
- El número de módulos en serie por string (N) que satisfaga las cuatro condiciones de operación del inversor.
- La potencia real de generación del módulo, incorporando la ganancia bifacial (GB) ya especificada por el fabricante.
- El número de strings (N_{STRING}) requeridos para abastecer la capacidad nominal del inversor.

La ganancia bifacial representa el incremento porcentual en la potencia de generación producido por la captación de irradiancia solar en la cara posterior del módulo. Este parámetro ya está definido ($GB = 0.1752$) y debe incorporarse en el cálculo de la potencia efectiva del sistema.

Parámetro	Valor
T_{NOCT} — Temperatura NOCT	47 °C
G_{NOCT} — Irradiancia NOCT	800 W/m ²
V_{mp} — Voltaje en MPP (STC)	43.76 V
$T_{amp-max}$ — Temperatura ambiente	34 °C
G_P — Irradiancia de proyecto	930 W/m ²
V_{oc} — Voltaje de circuito abierto (STC)	52.4 V
$T_{amp-min}$ — Temperatura ambiente mínima	21 °C
$\beta_{V_{oc}}$ — Coef. temp. de V_{oc}	-0.25 %/°C
$\beta_{V_{mp}}$ — Coef. temp. de V_{mp}	-0.29 %/°C
P_N — Potencia nominal	600 W
G_N — Irradiancia nominal (STC)	1000 W/m ²
G_B — Factor de ganancia por irradiancia	0.1752

Tabla 26 A-2 Datos del panel

La temperatura real de operación del panel se calcula con la siguiente expresión:

$$T_{MPV} = T_{amb} + \frac{G_P}{G_{NOCT}} \times (T_{NOCT} - 20)$$

Temperatura mínima del panel ($T_{MPV-min}$)

Se usa la temperatura ambiente mínima ($T_{amp-min} = 21$ °C):

$$T_{MPV_{min}} = 21 + \frac{930}{800} \times (47 - 20)$$

$$T_{MPV-min} = 52.38 \text{ °C}$$

Temperatura máxima del panel ($T_{MPV-max}$)

Se usa la temperatura ambiente máxima ($T_{amp} = 34$ °C):

$$T_{MPV_{max}} = 34 + \frac{930}{800} \times (47 - 20)$$

$$T_{MPV-max} = 65.38 \text{ °C}$$

Los voltajes V_{oc} y V_{mp} varían con la temperatura del panel según los coeficientes β .

V_{oc} máximo (día frío — $T_{MPV-min}$)

Un mayor voltaje V_{oc} ocurre cuando el panel está más frío ($T_{MPV-min}$):

$$V_{OC_{max}} = V_{OC} \times \left[1 + \frac{\beta_{Voc}}{100} \times (T_{MPV_{min}} - 25) \right]$$

$$V_{OC_{max}} = 52.4 \times \left[1 - \frac{0.25}{100} \times (52.38 - 25) \right]$$

$$\mathbf{V_{oc-max} = 48.81 V}$$

V_{oc} mínimo (día caliente — $T_{MPV-max}$)

Un menor voltaje V_{oc} ocurre cuando el panel está más caliente ($T_{MPV-max}$):

$$V_{OC_{min}} = V_{OC} \times \left[1 + \frac{\beta_{Voc}}{100} \times (T_{MPV_{max}} - 25) \right]$$

$$V_{OC_{min}} = 52.4 \times \left[1 - \frac{0.25}{100} \times (65.38 - 25) \right]$$

$$\mathbf{V_{oc-min} = 47.11 V}$$

V_{MP} mínimo (día caliente — $T_{MPV-max}$)

El voltaje en el punto de máxima potencia también disminuye con el calor:

$$V_{MP_{min}} = V_{MP} \times \left[1 + \frac{\beta_{mp}}{100} \times (T_{MPV_{max}} - 25) \right]$$

$$V_{MP_{min}} = 43.76 \times \left[1 - \frac{0.29}{100} \times (65.38 - 25) \right]$$

$$\mathbf{V_{mp-min} = 38.63 V}$$

V_{MP} máximo (día frío — $T_{MPV-min}$)

El voltaje en MPP aumenta cuando el panel está frío:

$$V_{MP_{max}} = V_{MP} \times \left[1 + \frac{\beta_{mp}}{100} \times (T_{MPV_{min}} - 25) \right]$$

$$V_{MP_{max}} = 43.76 \times \left[1 - \frac{0.29}{100} \times (52.38 - 25) \right]$$

$$\mathbf{V_{mp-max} = 40.28 V}$$

Parámetro del Inversor	Valor
$V_{MAX-MPPT}$ — Voltaje máximo MPPT	850 V
$V_{MIN-MPPT}$ — Voltaje mínimo MPPT	308 V
$V_{STARTUP}$ — Voltaje de arranque	150 V
$V_{MAX-INPUT}$ — Voltaje máximo de entrada	1100 V

Tabla 27 A-2 Datos del inversor

Determinación del Número de Módulos (N)

Se aplican 4 condiciones. El valor de N debe cumplirlas todas simultáneamente:

Condición 1 — Seguridad absoluta

El voltaje del string en frío NO debe superar el voltaje máximo de entrada del inversor:

$$N_1 = \frac{V_{MAX-INPUT}}{V_{OCmax}} = \frac{1100}{48.81} = 22.53 \rightarrow N_1 \leq 22$$

Condición 2 — No salir del rango MPPT por arriba

El voltaje del string NO debe exceder el voltaje máximo MPPT:

$$N_2 = \frac{V_{MAX-MPPT}}{V_{OCmax}} = \frac{850}{48.81} = 17.41 \rightarrow N_2 \leq 17$$

Condición 3 — Voltaje de arranque del inversor

El voltaje en calor debe ser mayor que el voltaje de arranque:

$$N_3 = \frac{V_{STARTUP}}{V_{MPmin}} = \frac{150}{38.63} = 3.88 \rightarrow N_3 \geq 4$$

Condición 4 — No salir del rango MPPT por abajo

El voltaje en calor debe mantenerse dentro del rango MPPT mínimo:

$$N_4 = \frac{V_{MIN-MPPT}}{V_{MPmax}} = \frac{308}{40.28} = 7.64 \rightarrow N_4 \geq 8$$

Rango válido: $8 \leq N \leq 17 \rightarrow$ Se selecciona $N = 16$ módulos

Potencia Real del Panel (P_R)

La potencia real se corrige por temperatura de operación e irradiancia de proyecto:

$$P_R = \frac{P_N}{G_N} \times G_P \times \left[1 + \frac{\beta_{mp}}{100} \times (T_{MPV} - 25) \right]$$
$$P_R = \frac{600}{1000} \times 930 \times \left[1 - \frac{0.29}{100} \times (65.38 - 25) \right]$$

$P_R = 492.64 \text{ W}$

Potencia con factor de ganancia por irradiancia (P_{B1})

Se aplica el factor $G_B = 0.1752$ para ajustar por ganancia de irradiancia:

$$P_{B1} = P_R \times (1 + G_B)$$
$$P_{B1} = 492.64 \times (1 + 0.1752)$$

$P_{B1} = 578.95 \text{ W}$

Número de Strings (N_{STRING})

Con $N = 16$ módulos por string, la potencia de cada string es:

$$P_{STRING} = P_{B1} \times N = 578.95 \times 16 = 9,263.2 \text{ W} \approx 9.263 \text{ kW}$$

El número de strings necesarios para alimentar el inversor ($P_{INV} = 100 \text{ kW}$) es:

$$N_{STRING} = \frac{P_{INV}}{(\varphi_{input} \times P_{STRING})}$$
$$N_{STRING} = \frac{100 \text{ kW}}{(10 \times 9.263 \text{ kW})}$$

$N_{STRING} \approx 1.079 \rightarrow$ Se requiere 1 string por entrada MPPT

Parámetro	Resultado
$T_{MPV-min}$ — Temperatura mínima del panel	52.38 °C
$T_{MPV-Max}$ — Temperatura máxima del panel	65.38 °C
V_{oc-Max} — Voltaje V_{oc} máximo	48.81 V
V_{oc-min} — Voltaje V_{oc} mínimo	47.11 V
V_{mp-min} — Voltaje V_{mp} mínimo	38.63 V
V_{mp-Max} — Voltaje V_{mp} máximo	40.28 V
N — Módulos por string	16 módulos
P_R — Potencia real del panel	492.64 W
P_{BI} — Potencia con ganancia de irradiancia	578.95 W
P_{STRING} — Potencia por string	9,263 W \approx 9.26 kW
N_{STRING} — Número de strings	\approx 1 string por entrada MPPT

Tabla 28 A-2 Resumen de resultado

Bibliografía

- Agustín Castejón, G. S. (2018). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Paraninfo.
- Al-Ezzi, A. S., & Al-Nuaimi, M. N. (2022). Photovoltaic solar cells: A review. *Energies*, 5(4), 67. <https://www.mdpi.com/2571-5577/5/4/67>
- Alonso, J. (2019, mayo 7). Placas solares bifaciales. Cambio Energético. <https://www.cambioenergetico.com/blog/placas-solares-bifaciales/>
- Chafoya Castro, P. J., Larios Rivera, E., & Torres García, J. I. (2021). *Análisis comparativo de la utilización de módulos fotovoltaicos bifaciales con respecto a los tradicionales* [Tesis de ingeniería, Universidad de El Salvador]. Repositorio Institucional UES. <https://repositorio.ues.edu.sv/items/fe0f95f7-cd59-4528-9c8e-d99d642ff32d>
- Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas. (2023). *Informe anual del sector eléctrico salvadoreño*. Gobierno de El Salvador.
- Durusoy, B., Ozden, T., & Akinoglu, B. G. (2020). Solar irradiation on the rear surface of bifacial solar modules: A modeling approach. *Scientific Reports*, 10, 13300. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-70235-3>
- I. Energética. (2020). Paneles bifaciales en ángulo fijo y seguimiento. *Revista Ingeniería Energética*, 41(3), 230–239. http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012020000300008
- International Renewable Energy Agency. (2022). *Renewable capacity statistics 2022*. IRENA.
- LG Electronics. (2020). *Bifacial design guide (Full version)*. https://www.lg.com/global/business/download/resources/solar/Bifacial_design_guide_Full_ver.pdf
- López Cuéllar, J. M., Monzón Álvarez, D. A., & Sandoval Estrada, R. A. (2023). *Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red en la Universidad de El Salvador, Facultad Multidisciplinaria de Occidente* [Tesis de ingeniería,

Universidad de El Salvador]. Repositorio Institucional UES.
<https://repositorio.ues.edu.sv/items/791d2d45-4006-4a17-9640-da0d45166773>

Mártil, I. (2016, enero 15). Energía solar fotovoltaica: Orígenes, desarrollo y actualidad. *Público*. <https://blogs.publico.es/ignaciomartil/2016/01/15/energia-solar-fotovoltaica-origenes-desarrollo-y-actualidad/>

Mártil, I. (2023, noviembre 15). Estructura y peculiaridades de los paneles fotovoltaicos estándar. *Material Eléctrico*. <https://material-electrico.cdecomunicacion.es/opinion/ignaciomartil/2023/11/15/estructura-y-peculiaridades-de-los-paneles-fotovoltaicos-estandares>

Mejía Mejía, E., & Ortiz, E. G. (2015). *Índices de producción de energía fotovoltaica en el Área Metropolitana de San Salvador* [Tesis de ingeniería, Universidad de El Salvador]. Repositorio Institucional UES. <https://repositorio.ues.edu.sv/items/62bd1829-d85b-4a34-ac01-fa17d71db362>

Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2023). *Atlas solar de El Salvador*. Gobierno de El Salvador.

Muñoz-Cerón, E., Moreno-Buesa, S., Leloux, J., Aguilera, J., & Moser, D. (2024). Evaluation of the bifaciality coefficient of bifacial photovoltaic modules under real operating conditions. *Journal of Cleaner Production*, 434, 139807. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139807>

National Renewable Energy Laboratory. (2020). *Basic photovoltaic principles and methods*. U.S. Department of Energy. <https://docs.nrel.gov/docs/legosti/old/1448.pdf>

Ossila. (2024). Equivalent circuit of solar cell. <https://www.ossila.com/pages/equivalent-circuit-of-solar-cell>

PVEducation. (2022a). Operación de la célula solar: Efecto fotovoltaico. <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica>

PVEducation. (2022b). Resistencia en serie. <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/4-operación-de-célula-solar/resistencia-en-serie>

PVEducation. (2022c). Resistencia shunt. <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/4-operación-de-célula-solar/resistencia-shunt>

ScienceDirect. (2024). Photovoltaic cells – An overview. <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/photovoltaic-cells>

Tartaglia, A. M. A. (2019). *Tecnología fotovoltaica con paneles bifaciales*. Universidad Politécnica de Cartagena.

Trujillo, L. (2022). *Evaluación comparativa de rendimiento de módulos bifaciales en zonas tropicales*. Universidad Nacional de Costa Rica.

Lopez-Garcia, J., Casado, A., & Sample, T. (2019). Electrical performance of bifacial silicon PV modules under different indoor mounting configurations affecting the rear reflected irradiance. *Solar Energy*, 177, 471–482. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.11.051>

NASA Langley Research Center. (2026). *Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER) Data Access Viewer: Hourly data, T2M parameter*. National Aeronautics and Space Administration. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>