

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTIAGO-CHILE



Caracterización del desempeño de módulos
fotovoltaicos bifaciales bajo condiciones de irradiancia
no homogénea en entornos desérticos de alta radiación

Martín Andrés Vera Poblete

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
MECÁNICO

Profesor Guía: PhD. Mauricio Osses

Profesor Co-referente: Mg. Robinson Cavieres

Profesor Co-referente: PhD. Carlos Cárdenas Bravo

Profesor Co-referente: Mg. Valentina Arias

10/04/2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Caracterización del desempeño de módulos fotovoltaicos bifaciales bajo condiciones de irradiancia no homogénea en entornos desérticos de alta radiación

Nombre del candidato(a): Martín Andrés Vera Poblete

Carrera / Grado: Ingeniero Civil Mecánico

Campus: San Joaquín Departamento: Ingeniería Civil Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Mauricio Osses Alvarado, en mi calidad de profesor guía del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (marcar una opción):

☐ 6 meses

☐ 12 meses

☐ 2 años

☐ 3 años

☐ 5 años

☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4. - FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 23/04/2026

Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 15/04/2026

Firma:

Dedicatoria

Finalmente, después de tantos años, puedo escribir estas palabras. Desde pequeño he esperado el momento en que pudiera incorporarme al mundo laboral y avanzar hacia mi independencia. A lo largo de todo este proceso, siempre conté con el apoyo de mi familia, por lo que quisiera dedicar este trabajo a ellos.

A mi madre, quien siempre me ha apoyado incondicionalmente y me ha motivado a seguir adelante, confiando en mí y en mis procesos. Una persona que, con su ejemplo me ha impulsado a ser mejor y me ha enseñado la importancia de crecer en la vida.

A mi padre, quien, pese a la distancia, ha estado presente y me ha brindado su apoyo a lo largo de este camino.

A mis hermanos, Ignacio, Benjamín y Amanda, a quienes considero mis compañeros de vida y una fuente constante de motivación. Gracias por todo el apoyo que me han brindado durante estos años y por su comprensión en todos esos momentos en los que no pude compartir con ustedes por dedicarme a estudiar. Me alegra profundamente haber sido testigo de su crecimiento, y espero que, independiente de las circunstancias de la vida, podamos seguir acompañándonos en los procesos que aún nos quedan por vivir.

Un agradecimiento especial a mi perro Lebron L. James, quien me acompañó durante el periodo de tesis, obligándome a tomar tiempos de descanso luego de horas trabajando para hacer sus "necesidades básicas".

Finalmente, agradezco a todas las personas que conocí en la universidad, especialmente a quienes compartieron conmigo estudiando y trabajando tanto tiempo. A aquellos con quienes enfrentamos desafíos y momentos de estrés, siempre dando lo mejor para llegar a este punto. Me llevo grandes recuerdos y, sobre todo, valiosas amistades que espero mantener más allá de esta etapa.

Agradecimientos

Quisiera expresar mis más sinceros agradecimientos a quienes hicieron posible la realización de este trabajo. En particular, a los profesores Robinson Cavieres y Carlos Cárdenas, quienes me acompañaron a lo largo de todo este proceso, brindándome su orientación, apoyo y dedicación. Gracias a sus enseñanzas, no solo fue posible desarrollar esta investigación, sino también comprender en mayor profundidad el mundo de la investigación y la forma de abordarlo.

Finalmente, se agradece a la empresa ATAMOSTEC por proporcionar los datos necesarios para el desarrollo de esta investigación, los cuales resultaron fundamentales para llevar a cabo esta investigación.

Resumen

Los sistemas fotovoltaicos han experimentado un crecimiento sostenido durante la última década, destacando los módulos bifaciales debido a la reducción de los costos de fabricación y a su mayor capacidad de captación energética. Sin embargo, esta tecnología introduce desafíos operacionales asociados a la no homogeneidad espacial de la irradiancia trasera, fenómeno que puede generar mismatch eléctrico entre celdas, pérdidas de desempeño e incluso la aparición de hotspots. Estas problemáticas se intensifican en entornos de alta radiación solar, donde los módulos operan bajo condiciones térmicas y radiativas más exigentes.

Con el objetivo de caracterizar el impacto de la irradiancia no homogénea en módulos fotovoltaicos bifaciales ubicados en entornos desérticos de alta radiación, en este trabajo se desarrolla un modelo acoplado óptico–eléctrico–térmico (O–E–T). El modelo es validado mediante datos experimentales obtenidos en la Planta Solar del Desierto de Atacama, que cuenta con un sistema bifacial compuesto por tres tecnologías distintas: una tecnología convencional y dos configuraciones half-cell. El sistema de estudio corresponde a un arreglo bifacial compuesto por 24 módulos fotovoltaicos bifaciales, con una potencia nominal total de 9467.5 [W]. Los módulos se encuentran instalados en configuración 2 up-landscape con una inclinación de 20°.

Dado el carácter localizado de la no homogeneidad, el modelo O–E–T se implementa mediante una discretización a nivel de celda fotovoltaica, lo que permite representar explícitamente la variabilidad espacial de la irradiancia y la temperatura a lo largo del módulo. La componente óptica se modela mediante técnicas de ray tracing utilizando BifacialRadiance. Los resultados muestran errores RMSE entre 10 [W/m²] y 21 [W/m²], valores de MBE entre -8 [W/m²] y 8 [W/m²], y coeficientes de determinación R² entre 0.82 [-] y 0.91 [-] en las posiciones representativas del sistema. Para la irradiancia frontal se obtiene un RMSE de 68 [W/m²], un MAPE de 8.6 [%] y una sobreestimación sistemática con MBE cercano a 29 [W/m²].

En el ámbito eléctrico se implementa el Single Diode Model (SDM) aplicado a módulos bifaciales, formulando esquemas eléctricos específicos para cada tecnología analizada. Al comparar con mediciones experimentales, el modelo eléctrico desacoplado presenta errores relativos en la estimación de la potencia máxima del orden de 7–17 [%]. La incorporación del acoplamiento O–E–T reduce estos errores, alcanzando valores entre 4.9 [%] y 14.9 [%], además de permitir reproducir la forma completa de la curva I–V y capturar efectos asociados al mismatch eléctrico generado por la distribución no uniforme de irradiancia. Asimismo, el modelo O–E–T demuestra ser capaz de representar los efectos producidos por sombreadamientos localizados generados por la estructura del sistema, fenómeno que no es adecuadamente capturado cuando el modelo eléctrico se aplica de manera desacoplada.

Para la modelación térmica se emplea un modelo estacionario de Faiman mejorado que incorpora explícitamente el intercambio radiativo. Al compararlo con el modelo acoplado O–E–T, se observa una mejora significativa en la estimación de la temperatura de operación del módulo. Mientras el modelo de Faiman desacoplado presenta errores RMSE cercanos a 5.9–6.0 [°C] y coeficientes de determinación R^2 del orden de 0.83 [-], el modelo O–E–T reduce el RMSE a valores entre 3.4 [°C] y 3.7 [°C], con R^2 cercanos a 0.94 [-], evidenciando el beneficio de incorporar explícitamente el acoplamiento termoeléctrico en la modelación del sistema.

A partir del modelo desarrollado se analiza la distribución espacial y estacional de la irradiancia trasera en el sistema de estudio. Los resultados muestran que la irradiancia presenta una distribución no uniforme cuya intensidad depende tanto de la altura del módulo como de la época del año. El índice de no homogeneidad GNU presenta valores entre 0.19 [-] y 0.29 [-] en el módulo inferior y entre 0.07 [-] y 0.26 [-] en el módulo superior, observándose mayores niveles de no uniformidad durante los meses de primavera y verano. Estos resultados evidencian que la interacción entre el albedo del suelo, la geometría de la estructura y los sombreamientos locales genera gradientes espaciales de irradiancia que varían a lo largo del año.

Finalmente, el modelo O–E–T se utiliza para evaluar el impacto de esta no homogeneidad en la estimación del bPR. Los resultados muestran que la posición de medición de la irradiancia trasera introduce variaciones sistemáticas en este indicador de desempeño, siendo la zona central del módulo la que mejor representa el comportamiento promedio del sistema bajo condiciones de alta radiación. Al comparar entre tecnologías, se observa que el impacto de esta variación depende del grado de bifacialidad del módulo, por su parte la tecnología HET21, con una bifacialidad de 0.9 [-], presenta la mayor sensibilidad a la altura de medición, mientras que las tecnologías PERC+21 y PERC+23, con una bifacialidad de 0.7 [-], muestran una menor variabilidad del bPR frente a cambios en la posición de medición. En conjunto, los resultados permiten caracterizar el impacto de la irradiancia no homogénea en el desempeño de módulos bifaciales y muestran la utilidad del modelo O–E–T para el análisis de sistemas fotovoltaicos bifaciales en entornos desérticos.

Abstract

Photovoltaic systems have experienced sustained growth over the last decade, with bifacial modules emerging as a prominent technology due to reduced manufacturing costs and their increased energy harvesting capability. However, this technology introduces operational challenges associated with the spatial non-uniformity of rear-side irradiance, a phenomenon that can lead to electrical mismatch between cells, performance losses, and even hotspot formation. These issues become more critical under high solar radiation environments, where modules operate under more demanding thermal and radiative conditions.

In order to characterize the impact of non-uniform irradiance on bifacial photovoltaic modules operating in desert environments with high solar radiation, this work develops a coupled optical–electrical–thermal (O–E–T) model. The model is validated using experimental data obtained from the Atacama Desert Solar Plant, which includes a bifacial system composed of three different technologies: one conventional technology and two half-cell configurations. The studied system corresponds to a bifacial array composed of 24 photovoltaic modules with a total nominal power of 9467.5 [W]. The modules are installed in a 2 up-landscape configuration with a tilt angle of 20°.

Due to the localized nature of irradiance non-uniformity, the O–E–T model is implemented using a cell-level discretization, allowing the explicit representation of the spatial variability of irradiance and temperature across the module. The optical component is modeled using ray tracing techniques with BifacialRadiance. The results show a good agreement with measured rear irradiance, with RMSE values between 10 [W/m²] and 21 [W/m²], MBE values between -8 [W/m²] and 8 [W/m²], and coefficients of determination R^2 between 0.82 [-] and 0.91 [-] at representative measurement positions. For front irradiance, an RMSE of 68 [W/m²], a MAPE of 8.6 [%], and a systematic overestimation with an MBE close to 29 [W/m²] are observed.

For the electrical modeling, the Single Diode Model (SDM) adapted for bifacial modules is implemented, developing specific electrical schemes for each analyzed technology. When compared with experimental measurements, the uncoupled electrical model presents relative errors in the estimation of maximum power between 7 [%] and 17 [%]. The incorporation of the optical–electrical–thermal coupling reduces these errors to values between 4.9 [%] and 14.9 [%], while also enabling the reproduction of the full I–V curve and capturing mismatch effects generated by the spatially non-uniform irradiance distribution. Furthermore, the O–E–T model is able to represent the effects produced by localized shading caused by the support structure, a phenomenon that is not adequately captured when the electrical model is applied independently.

For the thermal modeling, a radiation-enhanced steady-state Faiman model is employed. When compared with the coupled O–E–T model, a significant improvement in the estimation of module operating temperature is observed. While the uncoupled Faiman model presents RMSE values close to 5.9–6.0 [°C] and coefficients of determination around $R^2 = 0.83$ [-], the O–E–T model reduces the RMSE to values between 3.4 [°C] and 3.7 [°C], with R^2 values close to 0.94 [-], highlighting the benefits of explicitly incorporating thermoelectric coupling in system modeling.

Using the developed model, the spatial and seasonal distribution of rear irradiance in the studied system is analyzed. The results show that irradiance presents a non-uniform distribution whose intensity depends on both module height and season. The non-uniformity index GNU ranges between 0.19 [-] and 0.29 [-] for the lower module and between 0.07 [-] and 0.26 [-] for the upper module, with higher non-uniformity levels observed during spring and summer months. These results indicate that the interaction between ground albedo, structural geometry, and localized shading generates irradiance gradients that vary throughout the year.

Finally, the O–E–T model is used to evaluate the impact of rear irradiance non-uniformity on the estimation of the bifacial Performance Ratio (bPR). The results show that the rear irradiance measurement position introduces systematic variations in this performance indicator, with the central region of the module providing the most representative estimation under high-radiation conditions. A comparison between technologies indicates that this sensitivity depends on the module bifaciality: the HET21 technology, with a bifaciality of 0.9, shows the highest sensitivity to the measurement height, whereas the PERC+21 and PERC+23 technologies, with bifacialities of 0.7, exhibit a lower variability of the bPR. These results highlight the impact of rear irradiance spatial variability on the performance assessment of bifacial photovoltaic systems operating in desert environments.

Glosario

AM: Air Mass.

AM0: Air Mass cero (radiación extraterrestre).

AM1.5: Air Mass 1.5 (espectro estándar de referencia).

ASTM: American Society for Testing and Materials.

BGE: Bifacial Gain Energy (ganancia bifacial de energía).

BIF: Bifacial Irradiance Factor.

bPR: Bifacial Performance Ratio.

BPV: arreglos fotovoltaicos bifaciales.

bPV: Bifacial Photovoltaic (módulo fotovoltaico bifacial).

DC: Direct Current (corriente continua).

DIR: Direct Irradiance (irradiancia directa horizontal).

DHI: Diffuse Horizontal Irradiance (irradiancia difusa horizontal).

DNI: Direct Normal Irradiance (irradiancia directa normal).

EVA: Ethylene Vinyl Acetate (encapsulante del módulo).

FF: Fill Factor (factor de forma).

G: Irradiancia.

$G_{b,i}$: Irradiancia directa sobre la superficie i.

$G_{d,i}$: Irradiancia difusa sobre la superficie i.

$G_{r,i}$: Irradiancia reflejada sobre la superficie i.

G_{back} : Irradiancia trasera.

G_{front_POA} : Irradiancia frontal en el plano del arreglo.

G_{rear_POA} : Irradiancia trasera en el plano del arreglo.

GE: Irradiancia equivalente bifacial.

GHI: Global Horizontal Irradiance (irradiancia global horizontal).

GNU: Índice de no uniformidad de irradiancia.

I: Corriente eléctrica.

I_{sc} : Corriente de cortocircuito.

I_{mp} : Corriente en el punto de máxima potencia.

$I_{sc, rear}$: Corriente de cortocircuito bajo iluminación trasera.

$I_{sc, front}$: Corriente de cortocircuito bajo iluminación frontal.

IEC: International Electrotechnical Commission.

LCOE: Levelized Cost of Energy (costo nivelado de la energía).

LID: Light Induced Degradation (degradación inducida por luz).

MAPE: Mean Absolute Percentage Error.

MBE: Mean Bias Error.

mPV: Módulo fotovoltaico monofacial.

NMOT: Nominal Module Operating Temperature.

NOCT: Nominal Operating Cell Temperature.

NPI: Normalized Performance Index.

OET: Óptico–Eléctrico–Térmico.

P: Potencia eléctrica.

P_{max} : Potencia máxima.

P_{mp} : Potencia en el punto de máxima potencia.

P_{STC} : Potencia nominal en condiciones STC.

P_{rear} : Potencia máxima bajo iluminación trasera.

P_{front} : Potencia máxima bajo iluminación frontal.

PPI: Power Performance Index.

PR: Performance Ratio.

PERC: Passivated Emitter and Rear Cell.

PERC+: Variante bifacial de PERC.

HET / HJT: Heterojunction Technology.

TOPCon: Tunnel Oxide Passivated Contact.

n-PERT: n-type Passivated Emitter Rear Totally Diffused.

POA: Plane of Array (plano del arreglo).

RPOA: Rear Plane of Array (plano posterior del arreglo).

RMSE: Root Mean Square Error.

SDM: Single Diode Model (modelo de un diodo).

SHJ: Silicon Heterojunction.

Si: Silicio.

STC: Standard Test Conditions (condiciones estándar de prueba).

T_{amb} : Temperatura ambiente.

T_{cell} : Temperatura de celda.

TMY: Typical Meteorological Year (año meteorológico típico).

VF: View Factor (factor de visión).

RT: Ray Tracing (trazado de rayos).

V: Voltaje.

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto.

Ray Tracing: Voltaje en el punto de máxima potencia.

ϕ : Coeficiente de bifacialidad.

ρ : Albedo.

η : Eficiencia de conversión.

Índice

Dedicatoria	I
Agradecimientos	II
Resumen	III
Abstract	V
Glosario	VII
Índice	X
LISTA FIGURAS.....	XIII
LISTA TABLAS	XVI
Introducción	XVII
Objetivo General	XIX
Objetivos específicos.....	XIX
1. Tecnología fotovoltaica	1
1.1 Radiación Solar	1
1.2 Efecto fotovoltaico	2
1.3 Funcionamiento Celda Fotovoltaica	4
1.3.1 Celda Fotovoltaica Monofacial	4
1.3.2 Celda Fotovoltaica Bifacial	5
1.4 Módulo Fotovoltaico	6
1.5 Sistema fotovoltaico	8
1.5.1 Operación en condiciones reales	8
1.6 Estándares de medición	9
1.6.1 STC	9
1.6.2 NOCT	9
1.7 Variables Eléctricos	9
1.8 Métricas de desempeño	10

1.9	Conclusión	12
2.	Caracterización de Celdas Fotovoltaicas.....	13
2.1	Caracterización Óptica	13
2.1.1	Irradiancia.....	14
2.1.2	Irradiancia en Módulos Fotovoltaicos Bifaciales	16
2.1.3	Medición de irradiancia.....	18
2.1.4	Conclusión Caracterización óptica	22
2.2	Caracterización Eléctrica.....	23
2.2.1	Curva I-V	23
2.2.2	Modelos Eléctricos Curva I-V	27
2.2.3	Consideraciones SDM	33
2.2.4	Conclusión Caracterización Eléctrica.....	37
2.3	Caracterización Térmica.....	38
2.3.1	Transferencia de Calor en Módulos Fotovoltaicos.....	38
2.3.2	Conclusión Caracterización Térmica.....	42
2.4	Acoplamiento de Modelos O-E-T	44
2.4.1	Modelo Termo-Eléctrico.....	44
2.4.2	Acople Modelo Óptico-Eléctrico-Térmico.....	45
2.4.3	Conclusión Modelos O-E-T.....	47
2.5	Performance Ratio	49
2.5.1	PR corregido	49
2.5.2	PR Bifacial.....	51
2.5.3	Conclusión PR.....	52
3.	Método	53
3.1	Montaje experimental.....	54
3.2	Métricas para validación de modelos	56
3.3	Modelo Óptico.....	56

3.3.1	Tonatiuh	56
3.3.2	Bifacial Radiance.....	57
3.4	Modelo Eléctrico	60
3.4.1	Procesamiento de datos	60
3.4.2	Desarrollo modelo eléctrico.....	61
3.4.3	Esquema eléctrico N°2	65
3.5	Modelo Térmico	68
3.6	Acople O-E-T	69
3.7	Performance Ratio	70
4.	Resultados, Análisis y Discusión.....	72
4.1	Implementación y Validación	72
4.1.1	Modelo Óptico.....	72
4.1.2	Mapa de irradiancia	87
4.1.3	Modelo eléctrico	88
4.1.4	Modelo térmico	95
4.2	Desempeño Modelo O-E-T	99
4.2.1	Validación eléctrica.....	99
4.2.2	Termografía	101
4.2.3	Evolución temporal de temperatura.....	105
4.3	Desempeño sistema fotovoltaico	108
4.3.1	Distribución espacial y estacional de la irradiancia trasera	109
4.3.2	Sensibilidad del bPR a la altura de medición de la irradiancia trasera.....	111
5.	Conclusión	115
6.	Trabajos futuros.....	118
7.	Referencias	120
8.	Anexo	125
8.1	Balance de energía estacionario en la celda bifacial	125

LISTA FIGURAS

Figura 1: Espectro electromagnético [14].	1
Figura 2: Distribución espectral de la radiación solar [14].	2
Figura 3: Enlaces entre átomos de silicio [18].	3
Figura 4: Unión p-n [15].....	5
Figura 5: Comparación entre celda bifacial y monofacial [19].	5
Figura 6: Esquema sub-strings.[20].....	6
Figura 7: Comparación entre módulo fotovoltaico monofacial y bifacial [11].	7
Figura 8: Esquema de las componentes de irradiancia. Modificado de [27].	15
Figura 9: Ejemplo de irradiancia no homogénea [27].	17
Figura 10: Esquema de factores de visión para un módulo fotovoltaico bifacial [19].	19
Figura 11: Curva I-V y P-V para una celda fotovoltaica en operación normal [22].	24
Figura 12: Curvas I-V para configuraciones en serie y en paralelo [22].	24
Figura 13: Funcionamiento del diodo de derivación frente a sombreamiento parcial. La línea segmentada representa la transformación que sufre la curva I-V respecto de la operación sin sombreamiento [42].	25
Figura 14: Influencia de parámetros externos sobre la curva I-V [20].	26
Figura 15: Modelo ideal de la celda fotovoltaica. [49].....	27
Figura 16: Esquema Single Diode Model (SDM) [48].....	28
Figura 17: Probabilidad de recolección de portadores de carga en un módulo fotovoltaico bifacial [51].....	30
Figura 18: Configuración paralela del SDM para módulos fotovoltaicos bifaciales [52].	31
Figura 19: Esquema sub-strings [20].	35
Figura 20: Esquema de transferencia de calor en un módulo fotovoltaico bifacial [41].	39
Figura 21: Diagrama esquemático del acoplamiento termo-eléctrico [42].	44
Figura 22: Diagrama esquemático del acoplamiento O-E-T [41].	45
Figura 23: Esquema acople O-E-T.	53

Figura 24: Arreglo experimental separado por tecnología. Extremos (verde y rosado) PERC y en el medio (amarillo) HET.	54
Figura 25: Posición de las celdas de referencia en el arreglo fotovoltaico (vista superior). ..	55
Figura 26: Ubicación de sensores RC (celdas de referencia) y TS (sensor de temperatura) en el arreglo fotovoltaico (vista lateral).	55
Figura 27: Escena de estudio generada en Tonatiuh.....	57
Figura 28: Escena de estudio generada en BifacialRadiance.	59
Figura 29: Esquema N°1 módulo eléctrico.	62
Figura 30: Representación eléctrica del sub-string a nivel de celda fotovoltaica.	63
Figura 31: Esquema conexión entre módulos fotovoltaicos.....	65
Figura 32: Esquema módulo fotovoltaico half cell en distintas escalas.	66
Figura 33: Representación eléctrica del sub-string half cell a nivel de celda fotovoltaica. .	68
Figura 34: Esquema proceso iterativo del modelo O-E-T.	71
Figura 35: Evolución temporal de irradiancia día 27-06-2024. Irradiancia obtenida en terreno v/s Irradiancia obtenida por software (Totaniuh y BifacialRadiance). Datos registrados cada 5 minutos.	75
Figura 36: Evolución temporal de irradiancia día 22-09-2024. Irradiancia obtenida en terreno v/s Irradiancia obtenida por software (Totaniuh y BifacialRadiance). Datos registrados cada 5 minutos.	77
Figura 37: Evolución temporal de irradiancia día 12-21-2024. Irradiancia obtenida en terreno v/s Irradiancia obtenida por software (Totaniuh y BifacialRadiance). Datos registrados cada 5 minutos.	79
Figura 38: Evolución temporal de irradiancia día 03-20-2025. Irradiancia obtenida en terreno v/s Irradiancia obtenida por software (Totaniuh y BifacialRadiance). Datos registrados cada 5 minutos.	81
Figura 39: Evolución temporal de R^2 para irradiancia medida v/s irradiancia modelada con BifacialRadiance.....	83
Figura 40: Evolución temporal de RMSE relativo de irradiancia medida v/s irradiancia modelada con BifacialRadiance.	84
Figura 41: Evolución temporal de MAPE para irradiancia medida v/s irradiancia modelada con BifacialRadiance.	84

Figura 42: Evolución temporal de MBE para irradiancia medida v/s irradiancia modelada con BifacialRadiance.....	85
Figura 43: Mapa de irradiancia HET21 para a)2024-09-11 y b)2025-01-22.	87
Figura 44: Curvas I-V para distintas temperaturas. Tecnología HET21.	89
Figura 45: Curvas I-V para distintas temperaturas. Tecnología PERC+21.....	90
Figura 46: Curvas I-V para distintas temperaturas. Tecnología PERC+23.....	91
Figura 47: Comparación entre curvas I-V medida en terreno y simuladas. Tecnología a) HET21, b) PERC+21 y c) PERC+23.	93
Figura 48: Promedio del producto $F\epsilon$ en función de la posición y para las distintas tecnologías.....	96
Figura 49: Promedio de a) u_0 y b) u_1 en función de la posición y.....	98
Figura 50: Comparación entre curvas I-V medidas en terreno y simuladas modelo O-E-T. Tecnología a) HET21, b) PERC+21 y c) PERC+23.....	100
Figura 51: Comparación entre termografía y mapa de temperatura obtenido mediante el modelo O-E-T para a)HET21, b)PERC+21 y c)PERC+23.....	104
Figura 52: Evolución temporal de temperatura medida y simulada mediante modelo O-E-T. Medición cada 30 minutos a)2024-09-22, b)2024-12-21 y c)2025-03-22.	106
Figura 53: Irradiancia en función de la altura para fechas de estudio.	110
Figura 54: Evolución anual de GNU.	111
Figura 55: Boxplot de bPr en función de la altura para un periodo de once meses con mediciones cada 30 min.	114

LISTA TABLAS

Tabla 1: Resumen de estudios comparación VF vs RT.....	21
Tabla 2: Resumen modelos eléctricos aplicados en módulos fotovoltaicos bifaciales.....	32
Tabla 3: Resumen modelos térmicos.	43
Tabla 4: Resumen de modelos O-E-T.	48
Tabla 5: Resumen de métricas para irradiancia medida y modelada. 27-06-2024.	75
Tabla 6: Resumen de métricas para irradiancia medida y modelada. 22-09-2024.	77
Tabla 7: Resumen de métricas para irradiancia medida y modelada. 21-12-2024.	79
Tabla 8: Resumen de métricas para irradiancia medida y modelada. 20-03-2025.	81
Tabla 9: Resumen de métricas para el periodo analizado.	86
Tabla 10: Métricas de puntos característicos para los ocho módulos fotovoltaicos HET21.	89
Tabla 11: Métricas de puntos característicos para los ocho módulos fotovoltaicos PERC+21.	90
Tabla 12: Métricas de puntos característicos para los ocho módulos fotovoltaicos PERC+23.	91
Tabla 13: Comparación entre Pmp medido en terreno y simulado para distintas posiciones.	94
Tabla 14: Comparación entre Pmp medido en terreno y simulado mediante el modelo O–E– T.	101
Tabla 15: Resumen de errores globales entre termografías y mapas de temperatura.	104
Tabla 16: Métricas de temperatura medida y simulada mediante el modelo O–E–T y Faiman.	108

Introducción

Durante los últimos años, los avances tecnológicos han impulsado un crecimiento acelerado en la generación de energía a partir de fuentes renovables, destacando la energía solar. En 2024, la solar representó el 42 [%] de la capacidad total instalada de energías renovables a nivel mundial [1], mientras que en Chile alcanzó el 30.4 [%] del total nacional [2]. Su alta representación en el país no es de extrañar, dado que la zona norte del país se posiciona como uno de los lugares más privilegiados del planeta para la energía solar. En particular el Desierto de Atacama y el Altiplano registran los niveles más altos de irradiación superficial global conocidos, debido a su elevada altitud, cielo despejado, baja humedad y atmósfera limpia, consolidando a Chile como un punto de irradiación solar de referencia mundial [3].

Dentro de la industria fotovoltaica, los *arreglos fotovoltaicos bifaciales* (BPV) han adquirido en poco tiempo un rol predominante debido a su capacidad de captar irradiancia tanto por la cara frontal como por la posterior, lo que se traduce en un mayor rendimiento energético y en una reducción significativa del *Levelized Cost of Energy*¹ (LCOE) [4]. Desde su adopción comercial masiva en torno a 2017, los BPV han experimentado un crecimiento acelerado, representando ya un 63 [%] del mercado global en 2024, con proyecciones que indican una participación cercana al 73 [%] hacia 2034 [5].

El aprovechamiento de la *irradiancia trasera* (G_{back}) constituye la principal ventaja de los módulos bifaciales, sin embargo, esta componente introduce desafíos adicionales. A diferencia de la *irradiancia frontal* (G_{front}), cuya distribución es uniforme, la irradiancia trasera presenta un carácter espacialmente no homogéneo, influenciado por factores como el albedo del suelo, la geometría de montaje, la altura del arreglo y las condiciones atmosféricas [6], [7]. Diversos estudios han demostrado que esta no uniformidad genera pérdidas por *mismatch*² entre celdas y substrings [8], [9], lo que se traduce en una reducción de potencia y en la aparición de *hotspots*³, que deterioran el encapsulado y acortan la vida útil de los módulos [10].

En la práctica, el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos se suele evaluar mediante el *Performance Ratio* (PR), definido en la norma IEC 61724-1 [6]. Si bien esta métrica está consolidada para sistemas monofaciales, su aplicación en bifaciales es más compleja debido a la incertidumbre en la medición representativa de la irradiancia trasera [11]. Como

¹ Corresponde al costo promedio por unidad de energía producida.

² Pérdida eléctrica producida por diferencias en la corriente generada entre celdas o módulos conectados en serie, generalmente originada por variaciones de irradiancia, temperatura o sombreado.

³ Sobre calentamiento localizado en una celda fotovoltaica provocado por sombreado o mismatch, que puede llevar a operación en polarización inversa y a degradación del módulo.

respuesta, se han propuesto extensiones como el PR bifacial, aunque aún no existe consenso en la industria sobre metodologías estandarizadas de medición y cálculo [7].

Frente a estas limitaciones, los modelos físicos han adquirido una creciente relevancia. En particular, los modelos ópticos permiten estimar el recurso solar incidente sobre el módulo. En los últimos años, estas herramientas han evolucionado significativamente, incorporando la capacidad de representar los efectos del entorno sobre la distribución espacial de la irradiancia en la cara trasera. Este avance ha sido impulsado principalmente por la implementación de técnicas de *ray tracing*⁴, las cuales permiten cuantificar la energía incidente incluso a nivel de celda. Por su parte, los modelos eléctricos permiten describir la generación de potencia del módulo fotovoltaico, cuantificando las pérdidas por mismatch asociadas a la operación bajo condiciones de irradiancia no uniforme. Finalmente, los modelos térmicos permiten estimar la temperatura de operación del módulo, variable que influye directamente en su desempeño eléctrico. Dado que estos tres aspectos se encuentran fuertemente acoplados, ya que las condiciones ópticas afectan la generación eléctrica y la temperatura que va adoptando el módulo, y a su vez, estas últimas influyen mutuamente en la respuesta final de potencia y temperatura, la integración de estos enfoques en *modelos óptico-eléctrico-térmicos* (O-E-T) constituye una herramienta fundamental para caracterizar el comportamiento de los módulos bifaciales bajo condiciones de irradiancia no homogénea.

A nivel académico, el estudio de módulos bifaciales mediante modelos integrados aún se encuentra en una etapa inicial. Si bien existen estudios que abordan el modelado O-E-T en *módulos fotovoltaicos bifaciales* (bPV) [12], estos trabajos se centran en evaluar los efectos globales sobre el bPV y no han abordado en profundidad la distribución espacial de irradiancia y su impacto en el sistema.

⁴ Técnica de modelación óptica que simula la propagación de rayos de luz considerando reflexión, absorción y sombreado, permitiendo estimar la distribución espacial de irradiancia sobre un módulo fotovoltaico.

Objetivo General

Caracterizar el impacto de la irradiancia no homogénea en módulos fotovoltaicos bifaciales ubicados en entornos desérticos de alta radiación, mediante la integración de modelos óptico, eléctrico y térmico.

Objetivos específicos

- Analizar el estado del arte relevante en cuanto a la caracterización de módulos fotovoltaicos bifaciales.
- Implementar modelos óptico, eléctrico y térmico para módulos fotovoltaicos bifaciales.
- Validar modelos implementados mediante datos experimentales obtenidos en entornos desérticos de alta radiación.
- Evaluar el impacto de la irradiancia no homogénea en el Bifacial Performance Ratio (PR_{bif}).

1. Tecnología fotovoltaica

En esta sección se revisan los principios generales de funcionamiento de los módulos solares, su evolución tecnológica y las configuraciones actualmente utilizadas en aplicaciones a gran escala. Se pone especial atención en la tecnología bifacial, considerando sus particularidades operativas y los factores que influyen en su desempeño energético.

1.1 Radiación Solar

Dentro del Sol se produce una reacción continua de fusión, mediante este proceso se genera la energía que posteriormente se emite en forma de radiación hasta la Tierra, esta energía es llamada *energía solar* [13].

La radiación electromagnética está compuesta por partículas llamadas fotones, los que llevan una cantidad específica de energía determinada por las propiedades espectrales de su fuente. Los fotones también exhiben un carácter ondulatorio, cuya *longitud de onda* (λ) está asociada a la energía del fotón [14]. En la Figura 1 se observa el espectro electromagnético, el cual abarca una amplia gama de longitudes de onda, que varían desde menos de 10^{-10} [μm], para los rayos cósmicos, hasta más de 10^{10} [μm], para las ondas de energía eléctrica.

El espectro que emite el Sol se encuentra entre los 0.3 a 3 [μm], cubriendo una porción del espectro ultravioleta y extendiéndose hasta el rango de la radiación térmica, pasando entremedio por el espectro visible.

La energía solar que llega a la atmósfera terrestre se llama *irradiancia solar*, cuyo valor es 1.353 [kW/m^2] [13]. Cuando la radiación choca contra la atmósfera, una parte es reflejada, otra absorbida y la componente restante logra transmitirse de manera directa. La absorción produce una atenuación en la radiación solar, afectando al contenido espectral e intensidad de esta, lo que se cuantifica mediante el parámetro *air mass* (AM).

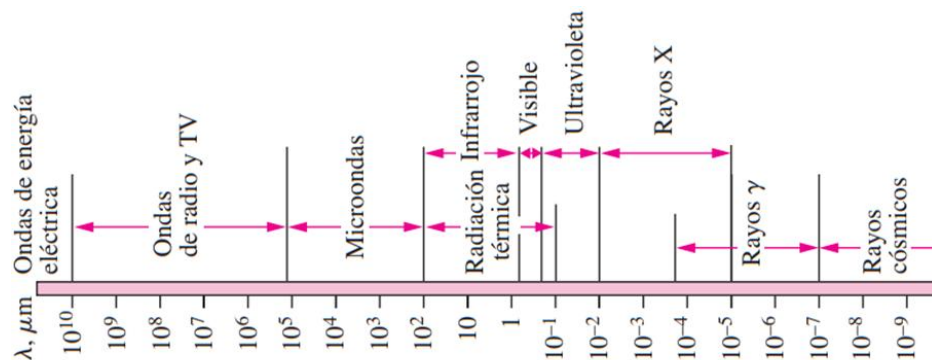


Figura 1: Espectro electromagnético [13].

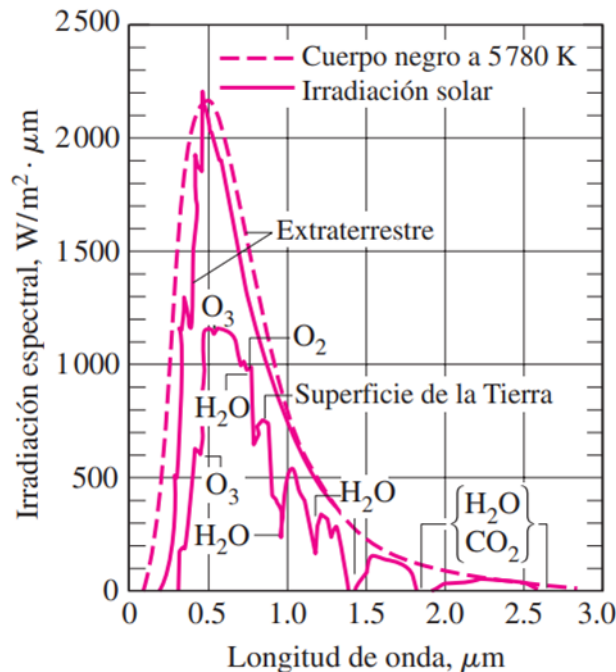


Figura 2: Distribución espectral de la radiación solar [13].

Como se observa en la Figura 2, la irradiancia solar disminuye progresivamente desde la radiación extraterrestre, caracterizada por AM0 [14], hasta la radiación que alcanza la superficie terrestre. Esta atenuación no es uniforme en el espectro y está dominada por la absorción de distintos gases atmosféricos, principalmente ozono (O_3), oxígeno (O_2), vapor de agua (H_2O) y dióxido de carbono (CO_2), los cuales presentan bandas de absorción en el rango ultravioleta, visible e infrarrojo cercano.

En particular, El vapor de agua cumple un rol relevante en la atenuación del infrarrojo cercano, por lo que en ambientes desérticos su baja concentración reduce dichas pérdidas, aumentando la transmitancia de la radiación solar y dando lugar a una irradiancia directa más elevada y a un espectro más cercano al extraterrestre, condición relevante para la evaluación del desempeño de sistemas fotovoltaicos en estas zonas.

1.2 Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico fue descubierto en 1839 por el físico francés A. Becquerel, y consiste en la energización de una superficie fotovoltaica al momento de ser impactada por radiación, por lo que la respuesta depende de la intensidad y distribución espectral de la radiación recibida [15].

La unidad básica de un módulo fotovoltaico y la encargada de efectuar el efecto fotovoltaico es la celda fotovoltaica, cuyo elemento principal es un material semiconductor, siendo el más común el silicio (Si), debido a que sus características de absorción se ajustan bastante bien al espectro solar [14].

Un material semiconductor se caracteriza por la cantidad y disposición de sus electrones de valencia, que son los electrones en la capa más externa de sus átomos. Como se puede observar en la Figura 3, estos electrones participan en la formación de enlaces con átomos vecinos, creando una estructura cristalina ordenada.

Cuando cada átomo comparte un número específico de electrones de valencia con sus vecinos, se forma una red estable donde la mayoría de los electrones están ocupando niveles de energía que no permiten la conducción eléctrica libre. Sin embargo, debido a la naturaleza de esos enlaces, con una pequeña cantidad de energía, algunos electrones pueden liberarse de sus enlaces y moverse a niveles de energía superiores, generando *electrones libres* y *huecos* (ausencias de electrones que actúan como cargas positivas).

Así, la cantidad de electrones de valencia determina cuántos enlaces covalentes pueden formarse, y esta estructura de enlaces define el *bandgap* del material, es decir, la energía necesaria para liberar electrones desde la banda de valencia y permitir la conducción, por lo que solo los fotones la energía suficiente crean el par electrón-hueco [14]. En [16] se observa que la radiación con una longitud de onda de 540 nm (correspondiente al rango visible), produce la máxima eficiencia en celdas fotovoltaicas de silicio policristalino.

Finalmente, la combinación de la estructura electrónica (electrones de valencia) y la forma en que los átomos se unen es lo que define si un material puede actuar como semiconductor [14], por lo que para propiciar el efecto fotovoltaico se buscan materiales que optimicen la generación de electrones-huecos y así, el flujo de electrones permite la generación de corriente.

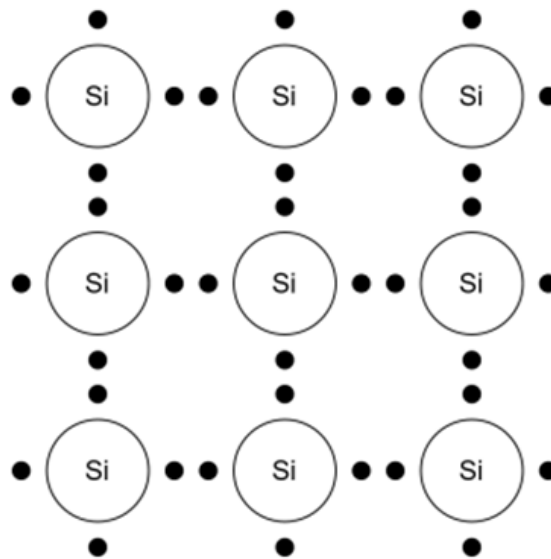


Figura 3: Enlaces entre átomos de silicio [17].

1.3 Funcionamiento Celda Fotovoltaica

Para comprender el desempeño de un sistema fotovoltaico es necesario analizar el principio físico que permite la conversión de radiación solar en energía eléctrica a nivel de celda. El comportamiento eléctrico del módulo está directamente determinado por los procesos de generación, separación y transporte de portadores de carga dentro del semiconductor, los cuales dependen de su estructura interna y configuración tecnológica.

En esta sección se describen los fundamentos asociados a la unión p-n, para posteriormente distinguir las características estructurales y operativas de las celdas monofaciales y bifaciales.

1.3.1 Celda Fotovoltaica Monofacial

Un material semiconductor por sí solo no permite efectuar el efecto fotovoltaico de forma eficiente, dado que los pares electrón-hueco generados por el efecto fotovoltaico se *recombinan*⁵ inmediatamente después de ser generados. En este contexto, tanto los electrones como los huecos se denominan portadores de carga, pues son los responsables del transporte de corriente dentro del material. Para evitar su recombinación es necesario establecer un campo eléctrico interno que los separe y dirija hacia contactos opuestos. Esto se logra formando una estructura similar a la de un diodo, uniendo dos regiones del semiconductor con diferente dopado: una tipo-n, con portadores mayoritarios de electrones libres, y otra tipo-p, con huecos como portadores mayoritarios. La unión metalúrgica resultante, denominada unión p-n, crea la *Depletion región*, o zona de agotamiento, donde el campo eléctrico incorporado fuerza la separación de cargas fotogeneradas, permitiendo su recolección en un circuito externo [14].

Como se mencionó anteriormente, la unidad básica de un módulo fotovoltaico es la celda fotovoltaica, en la Figura 5 se observa la estructura convencional que sigue una celda fotovoltaica monofacial. La luz solar incide desde la parte frontal de la celda fotovoltaica, mientras que una rejilla metálica forma los contactos eléctricos del diodo y permite que la luz incida sobre el semiconductor entre las líneas de la rejilla, para posteriormente recolectar los electrones y conducirlos, obteniendo así *energía eléctrica continua* (DC). Por otra parte, una capa anti reflectante, generalmente EVA, entre las líneas de la rejilla aumenta la cantidad de luz transmitida al semiconductor [14]. Por la parte posterior se dispone de un contacto metálico que cierra el circuito y aporta en la recolección de electrones.

⁵ El electrón excitado retorna a la banda de valencia y se vuelve a unir con el hueco, anulando el par generado.

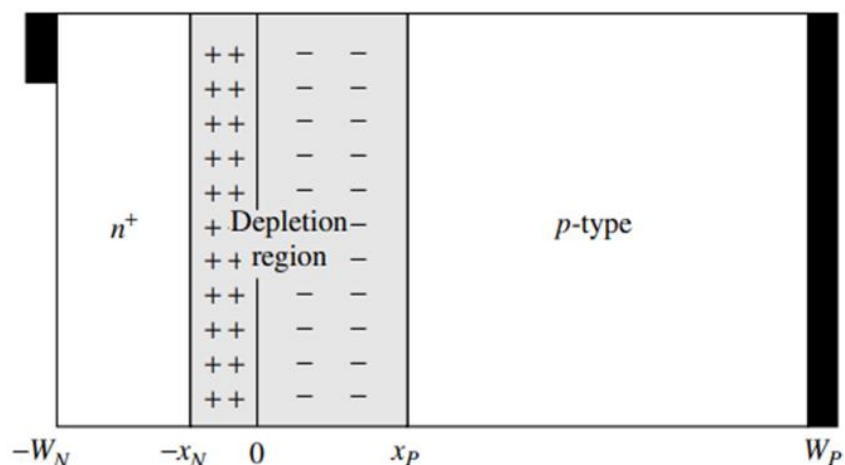


Figura 4: Unión p-n [14].

1.3.2 Celda Fotovoltaica Bifacial

La búsqueda de mayores eficiencias en el aprovechamiento de la radiación solar impulsó el desarrollo de las celdas fotovoltaicas bifaciales, capaces de captar energía tanto por su cara frontal como por la posterior. El principio de funcionamiento de una celda bifacial es análogo al de una monofacial, como se observa en la Figura 5 la diferencia principal radica en la sustitución del contacto metálico opaco posterior por una rejilla conductora fina cubierta por una capa anti reflectante, lo que permite el paso de la luz hacia la cara posterior y su aprovechamiento. Esto incrementa la generación de energía especialmente en entornos con superficies de alta reflectancia.

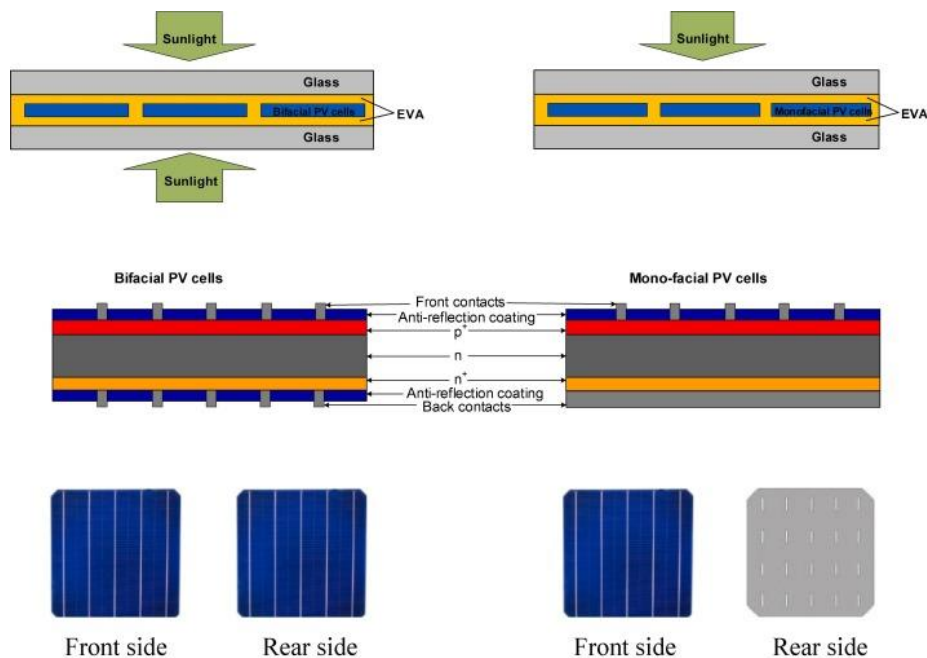


Figura 5: Comparación entre celda bifacial y monofacial [18].

La tecnología bifacial comenzó a explorarse hacia la década de 1960, pero su implementación masiva no se concretó hasta el año 2016, cuando la producción industrial de celdas *Passivated Emitter and Rear Cell* (PERC) permitió reducir costos y mejorar la calidad del material, facilitando el uso de caras posteriores activas [4], [19], adaptando su aplicación a sistemas bifaciales mediante las celdas PERC+. Paralelamente, la evolución hacia elementos n-type (n-PERT, TOPCon, SHJ) aceleró la adopción bifacial. El material tipo-n aportó ventajas tangibles, menor *degradación inducida por luz* (LID), mejor tolerancia a impurezas y mayor potencial de bifacialidad, que combinadas con contactos pasivados, abrieron la puerta a factores de bifacialidad altos (>85–90 [%] en algunos diseños *Heterojunction Technology* (HET)).

1.4 Módulo Fotovoltaico

Una celda fotovoltaica por si sola entrega un voltaje pequeño en comparación al consumo común de un dispositivo eléctrico, por lo que para alcanzar estas capacidades se unen varias celdas en arreglos, conectándolas en serie, paralelo o en combinaciones dependiendo del voltaje y capacidad deseados [15], por lo que la capacidad final del módulo estará dada por la combinación de celdas fotovoltaicas utilizadas y las características de estas.

Para su fabricación, las conexiones de las celdas se hacen mediante cintas metálicas soldadas, formando cadenas o sub-strings que luego se conectan en serie o paralelo con otros sub-strings para alcanzar el voltaje y la corriente deseados. En la Figura 6 se observa la conexión en serie entre las celdas correspondientes a la cadena 1 (sub-string). Entre la entrada y salida de las cadenas se suele incorporar un diodo de bypass, cuyo propósito es permitir que la corriente fluya alrededor de secciones sombreadas o defectuosas, evitando así pérdidas significativas de energía y protegiendo el módulo de sobrecalentamientos localizados. En las conexiones en serie, la producción de corriente del módulo queda limitada por la cadena con menor corriente, lo que hace que un sombreado parcial o una celda dañada reduzca la salida total del módulo.

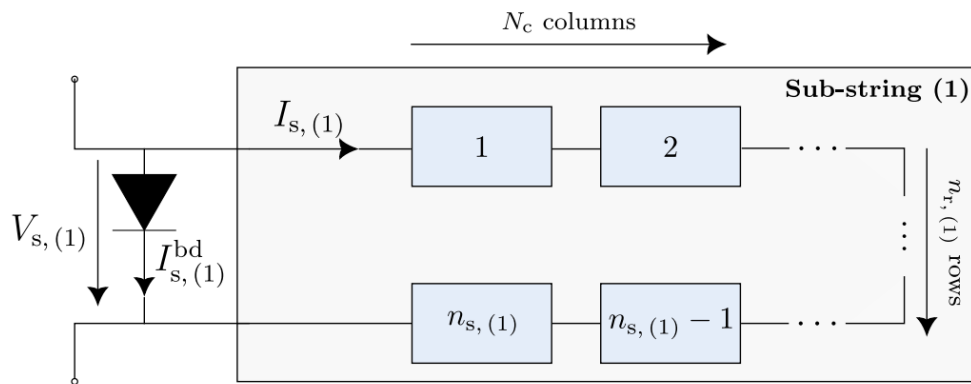


Figura 6: Esquema sub-strings.[20]

En la Figura 7 se observa la diferencia entre un módulo fotovoltaico monofacial (mPV) y uno bifacial (bPV). En ambos casos, para proteger los elementos eléctricos de las condiciones exteriores, sobre el encapsulado (EVA) se dispone de una lámina de vidrio templado de alta transmitancia que permite el paso de la luz y aporta rigidez estructural. En la parte posterior, los mPV emplean un backsheet opaco que refleja la radiación que no fue absorbida en un primer paso por el módulo fotovoltaico y adicionalmente, lo protege frente a humedad y esfuerzos mecánicos, mientras que los bPV sustituyen este elemento por una capa transparente (vidrio o polímero) y un contacto posterior en forma de rejilla con recubrimiento anti reflectante, lo que permite captar radiación por ambas caras. Finalmente, el conjunto queda sellado y rigidizado perimetralmente mediante un marco metálico que protege y mantiene la integridad del módulo.

La capacidad de aprovechar la irradiancia por la cara trasera permite que los módulos bifaciales generen entre un 5 [%] y un 20 [%] más energía anual que sus equivalentes monofaciales, dependiendo de las condiciones de instalación y el tipo de superficie circundante [4].

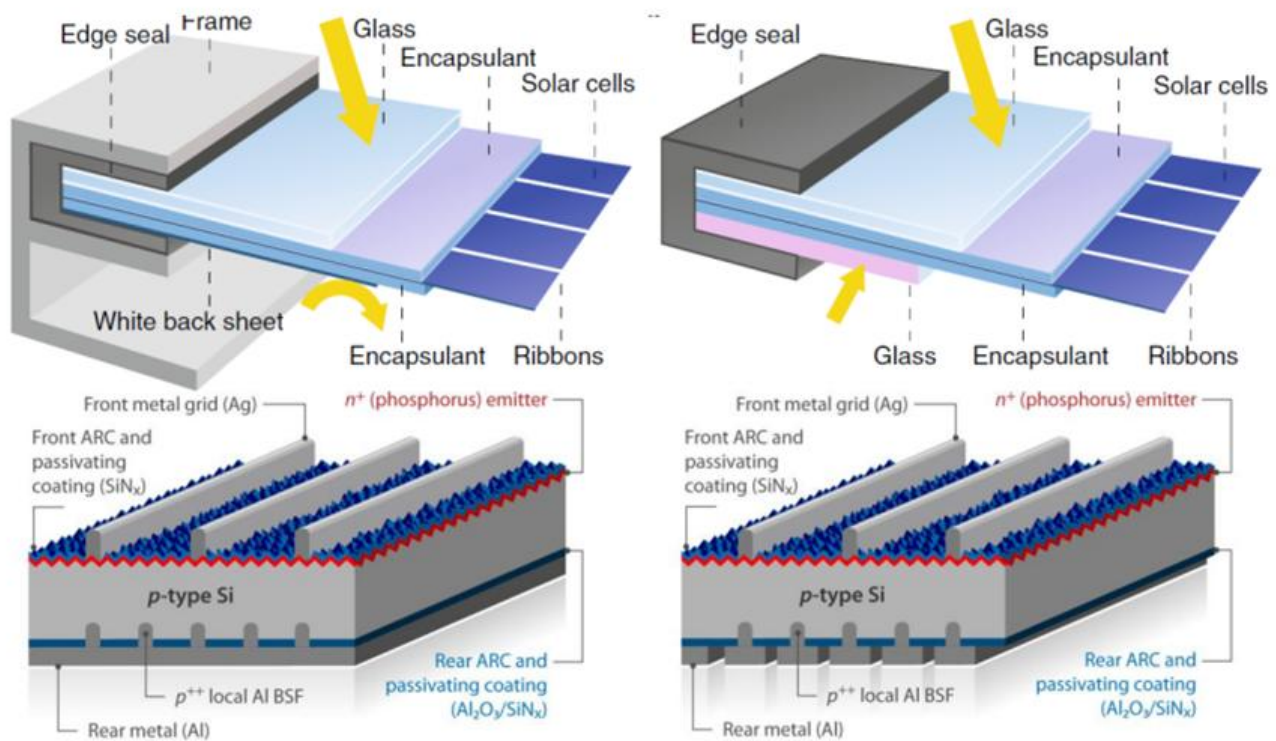


Figura 7: Comparación entre módulo fotovoltaico monofacial y bifacial [19].

1.5 Sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico es una instalación compuesta por módulos fotovoltaicos que en conjunto a distintos equipos eléctricos permiten convertir la energía solar en energía eléctrica útil. Bajo condiciones reales de operación, el desempeño de dicha cadena no está determinado únicamente por la eficiencia nominal de los módulos fotovoltaicos, sino por la acumulación de pérdidas eléctricas, térmicas y operacionales que se manifiestan a distintas escalas del sistema.

Estas pérdidas adquieren especial relevancia en sistemas que operan bajo condiciones no ideales, tales como variaciones espaciales de la irradiancia, gradientes térmicos y condiciones ambientales cambiantes. En este contexto, el análisis del desempeño del sistema debe considerar no solo el comportamiento individual de los módulos, sino también la interacción entre sus componentes eléctricos y las condiciones reales de operación.

1.5.1 Operación en condiciones reales

Entre las principales fuentes de degradación del desempeño de un sistema fotovoltaico se encuentran las pérdidas asociadas a la no uniformidad en las condiciones de operación de las celdas que componen un módulo. Dado que las celdas se encuentran eléctricamente conectadas en serie dentro de sub-strings, la corriente entregada por el conjunto queda limitada por la celda con menor generación, fenómeno conocido como *mismatch eléctrico*.

El mismatch puede originarse por múltiples factores, entre ellos variaciones espaciales de la irradiancia, sombreado parcial, acumulación de suciedad o diferencias térmicas entre celdas. Cuando estas condiciones se presentan, ciertas celdas son forzadas a operar fuera de su punto de máxima potencia, lo que se traduce en una reducción del rendimiento eléctrico global del módulo.

En situaciones más severas, el desbalance eléctrico puede dar lugar a la activación de diodos de bypass, alterando la curva I-V del módulo y reduciendo su potencia entregada. Además, la disipación localizada de potencia en celdas puede provocar incrementos de temperatura, conocidos como hotspots, los cuales no solo afectan el desempeño instantáneo, sino que también pueden acelerar mecanismos de degradación a largo plazo.

En el caso de los módulos fotovoltaicos bifaciales, estos efectos adquieren una relevancia adicional debido a que la irradiancia incidente no se limita a la cara frontal del módulo, sino que incorpora una contribución posterior cuya magnitud y distribución espacial dependen de las condiciones del entorno y de la geometría de instalación. A diferencia de los sistemas monofaciales, esta irradiancia trasera presenta de forma inherente patrones no uniformes sobre la superficie activa del módulo, lo que incrementa la probabilidad de desbalances eléctricos entre celdas y sub-strings. En consecuencia, las pérdidas asociadas a la operación no uniforme dejan de ser situaciones puntuales y pasan a constituir una característica propia

del funcionamiento de los sistemas bifaciales. Dado que estos efectos se manifiestan de manera integrada a nivel de módulo y sistema, resulta fundamental disponer de métricas que permitan cuantificar su impacto sobre el desempeño global bajo condiciones reales de operación.

1.6 Estándares de medición

Como se verá en los capítulos posteriores (2.2.1), la respuesta de las celdas y módulos depende fuertemente de variables ambientales como la temperatura, la irradiancia y la distribución espectral de la luz solar, por lo que la caracterización del desempeño fotovoltaico requiere condiciones controladas. Para poder comparar distintas tecnologías sin sesgos asociados al entorno, se emplean protocolos de ensayo normalizados que definen condiciones de referencia reproducibles en laboratorio. Estas normas permiten establecer valores comparables de potencia, eficiencia y parámetros eléctricos, que luego sirven como base para evaluar y contrastar el rendimiento en operación real.

1.6.1 STC

Para determinar cómo varía el rendimiento eléctrico del módulo con la carga se usan las *Standard Test Conditions* (STC) [21], que definen los parámetros 1000 [W/m²] de irradiancia, AM1.5 espectral y 25 [°C] de temperatura de celda. Las STC son ampliamente utilizadas debido a que las hojas técnicas de los fabricantes suelen estar en STC.

1.6.2 NOCT

El concepto de temperatura nominal de operación, o *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT), fue formalizado en normas IEC anteriores (ensayo MQT 05 de IEC 61215), aunque en la versión más reciente de IEC 61215-2:2021 [21] dicho ensayo dejó de formar parte de la certificación obligatoria, pasando a utilizarse *Nominal Module Operating Temperature* (NMOT). A pesar de ello, el parámetro sigue siendo reportado por fabricantes como NOCT y utilizado en modelos de simulación y cálculo de rendimiento. En esencia, se define como la temperatura que alcanza un módulo en condiciones de referencia (800 [W/m²], AM1.5, 20 [°C] ambiente, 1 [m/s] de viento, montaje abierto), y permite estimar la temperatura de celda en operación mediante la expresión:

$$T_{cell} \approx T_{amb} + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \cdot G \quad (1)$$

1.7 Variables Eléctricos

La operación de la celda fotovoltaica es caracterizada por tres parámetros eléctricos la *corriente de cortocircuito* (I_{sc}), la *tensión de circuito abierto* (V_{oc}) y la *potencia máxima* (P_{max}).

- I_{sc} : corriente que circula por el circuito externo cuando los electrodos de la celda solar están cortocircuitados. Esta corriente depende del flujo de fotones incidente en la celda solar, que es determinado por el espectro de luz incidente.
- V_{oc} : tensión que aparece en bornes del dispositivo fotovoltaico cuando no hay corriente fluyendo por el circuito externo, lo que se puede lograr aplicando una polaridad inversa, cuando la densidad de corriente en oscuridad es contrarrestada por la densidad de fotocorriente.
- P_{max} : Punto en el que el producto entre corriente y voltaje entregan la potencia máxima.

$$P_{max} = V_{mpp} \cdot I_{mpp} \quad (2)$$

A partir de los parámetros anteriores se puede determinar el desempeño del sistema mediante distintas métricas, tales como la *eficiencia de conversión* (η) y el *Fill Factor* (FF).

$$\eta = \frac{P_{max}}{E_{tot} \cdot A} \cdot 100 \quad (3)$$

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (4)$$

Donde P_{max} representa el máximo peak de potencia fotovoltaica y E_{tot} la irradiancia total y A el área de la celda o módulo.

Por otra parte, FF muestra la capacidad de generación de energía de un módulo o conjunto fotovoltaico. FF varía según la tecnología de celdas, oscilando entre 0,75 y 0,85 en celdas de silicio cristalino y entre 0,55 y 0,75 para la mayoría [22].

En bPV, se deben evaluar métricas adicionales definidas por la IEC, donde se añade el aporte de la *ganancia bifacial*⁶.

1.8 Métricas de desempeño

El análisis del rendimiento de un sistema fotovoltaico requiere de métricas estandarizadas que permitan comparar su producción real con la energía teórica esperada, considerando tanto las condiciones de operación como las pérdidas intrínsecas de los componentes. Estas

⁶ Incremento porcentual de la energía o potencia generada por un módulo fotovoltaico bifacial en comparación con su operación considerando únicamente la irradiancia en la cara frontal.

métricas permiten evaluar la confiabilidad, eficiencia y estabilidad del sistema a lo largo del tiempo, y son fundamentales para estudios comparativos y de diagnóstico.

Existen distintos organismos que proponen métricas de desempeño, entre las principales se encuentra el *Performance Ratio* (PR), establecido en la norma IEC 61724-1-2021 [6] y es ampliamente utilizada tanto en fases de operación como en pruebas de aceptación, especialmente dentro de acuerdos contractuales [23]. Esta métrica expresa el efecto agregado de todas las pérdidas del sistema y permite comparar plantas entre sí independientemente de su tamaño, ubicación o recursos solares disponibles.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_R} \quad (5)$$

Donde Y_f es el rendimiento final del sistema, que hace referencia la salida neta de energía de todo el sistema fotovoltaico (AC) respecto de la energía (DC) esperada en condiciones ideales, y Y_R corresponde al rendimiento de referencia, que representa la irradiancia frontal total que recibe el sistema sobre la irradiancia que se espera bajo condiciones STC.

En paralelo, como se detalla en [6], la norma IEC 61724-2 introduce el *Power Performance Index* (PPI), que busca comparar la energía medida con la energía esperada o simulada a partir de datos meteorológicos y del diseño del sistema.

$$PPI = \frac{\sum_i P_i^{\text{measured}}}{\sum_i P_i^{\text{expected}}} \quad (6)$$

Este indicador permite identificar desviaciones respecto al comportamiento previsto y es especialmente útil en evaluaciones de largo plazo, donde los modelos de referencia incluyen tanto la irradiancia como la temperatura y otros parámetros de operación.

Por su parte, la ASTM E2848-13 propone el *Normalized Performance Index* (NPI), que ajusta la energía generada a condiciones de referencia mediante técnicas de regresión estadística. Este enfoque permite separar variaciones debidas al clima de aquellas propias del sistema, facilitando la identificación de degradación o fallas incipientes.

La elección de la métrica a emplear depende del contexto y del nivel de detalle requerido. Mientras que índices como PPI y NPI permiten diagnósticos específicos frente a modelos de referencia, el PR normaliza las condiciones de operación mediante las STC, lo que permite hacer comparaciones validas entre distintos lugares de operación, y, por lo tanto, entre distintas plantas solares, por lo que esta métrica es ampliamente utilizada en acuerdos contractuales [11], [23]. En conjunto a lo anterior, y dado la robustez técnica del PR en cuanto a la representación de las pérdidas agregadas en el proceso de conversión energética, este trabajo centra al PR como métrica de desempeño.

Adicionalmente, para los sistemas bifaciales surgen otras métricas para la caracterización del desempeño. Una de ellas es la *ganancia bifacial* (BGE) [19], que representa el incremento relativo de energía de un módulo o sistema bifacial respecto a uno monofacial equivalente bajo las mismas condiciones. Matemáticamente, puede expresarse como:

$$BGE = \left(\frac{\sum E_{bifacial}/P_{STC,bifacial}}{\sum E_{monofacial}/P_{STC,monofacial}} - 1 \right) \quad (7)$$

donde E corresponde a la energía medida y P_{STC} a la potencia nominal de referencia medida en STC.

1.9 Conclusión

La evolución de las celdas fotovoltaicas ha permitido que los módulos fotovoltaicos bifaciales alcancen eficiencias y costos competitivos, consolidándose como una alternativa atractiva para aplicaciones a gran escala. Sin embargo, la operación de estos sistemas no está exenta de desafíos que, dada la reciente implementación de la tecnología, aún no han sido abordados en profundidad. En particular, la presencia de una componente de irradiancia trasera introduce dificultades tanto en su medición precisa como en la definición de métricas adecuadas para cuantificar su aporte, lo que repercute en la evaluación del rendimiento y en la estandarización de procedimientos a nivel industrial.

Existen distintas métricas para analizar el desempeño de sistemas fotovoltaicos, entre ellas el Performance Ratio (PR) se presenta como una de las más utilizadas debido a su capacidad para representar adecuadamente los fenómenos presentes en la conversión energética y adicionalmente, por su utilidad para comparar la operación entre distintas plantas fotovoltaicas, caracterizadas por condiciones operacionales distintas. En función de lo anterior, este trabajo centra al PR como métrica de desempeño, buscando analizar el impacto de la irradiancia trasera sobre este parámetro.

2.Caracterización de Celdas Fotovoltaicas

El diseño de un sistema fotovoltaico requiere predecir su producción anual de energía la que está sujeta a múltiples factores externos y operacionales. Así mismo, la operación del sistema debe ser constantemente monitorizada para evaluar el rendimiento energético y el diagnóstico de fallas [22]. En este contexto, la caracterización de celdas y módulos fotovoltaicos constituye una herramienta fundamental, pues permite describir su comportamiento real bajo condiciones específicas, identificar degradaciones y establecer métricas de desempeño comparables.

La principal vía para caracterizar un módulo fotovoltaico suele ser mediante el análisis de su comportamiento eléctrico, para lo que se determina la curva corriente-voltaje ($I-V$) [4], sin embargo, el desempeño no depende únicamente de esta relación, sino también de parámetros como la temperatura de las celdas fotovoltaicas, la temperatura ambiente, la velocidad del viento, el ensuciamiento de la superficie y otras pérdidas asociadas. Finalmente, el tipo de caracterización requerida dependerá directamente del objetivo del estudio.

En el caso de los módulos fotovoltaicos bifaciales, el análisis del desempeño suele abordarse desde tres perspectivas complementarias: eléctrica, térmica y óptica. En este capítulo se revisan las metodologías existentes para cada una de estas dimensiones, con énfasis en los modelos que permiten representar adecuadamente el comportamiento de los módulos bajo condiciones de irradiancia no homogénea.

2.1 Caracterización Óptica

La irradiancia es el principal recurso de un sistema fotovoltaico y su correcta caracterización resulta fundamental para evaluar el rendimiento de módulos y plantas solares. En la práctica, la monitorización de irradiancia se emplea tanto en análisis de rendimiento a largo plazo como en pruebas de capacidad a corto plazo, permitiendo comparar la energía producida con las garantías de diseño y detectar desviaciones operacionales [24].

El aprovechamiento de la irradiancia trasera constituye la principal ventaja de los módulos fotovoltaicos bifaciales, sin embargo, esta componente introduce desafíos adicionales. A diferencia de la irradiancia frontal, que tiende a distribuirse de forma más uniforme, la irradiancia trasera presenta un carácter espacialmente no homogéneo [19], [20], [22], [25].

Para determinar la distribución de irradiancia se tienen dos vías principales, hacer mediciones directas con instrumentos radiómetros o bien, modelando en base al albedo y datos de irradiancia. En particular, para esta última opción se tienen dos métodos principales, modelos 2D o 3D a partir de factores de visión o bien, simulaciones mediante Ray Tracing. En esta sección se profundizará en estas dos últimas metodologías para evaluar cual se adapta en mejor medida al propósito de este estudio.

2.1.1 Irradiancia

La irradiancia es la medida de radiación que incide sobre una superficie ($[W/m^2]$), como se puede observar en la Figura 8, la irradiancia incidente sobre una superficie o *Plane of array* (POA) posee tres componentes principales: *radiación directa* ($G_{b,i}$), *radiación difusa* ($G_{d,i}$) y *radiación reflejada* ($G_{r,i}$), por lo que matemáticamente se describe como [26]:

$$G_i = G_{b,i} + G_{d,i} + G_{r,i} \quad (8)$$

Donde el subíndice i hace referencia a la superficie de estudio. Por su parte G_i corresponde a la irradiancia total sobre la superficie i . La irradiancia directa es la radiación solar que incide en la misma dirección de los rayos solares [15], es decir, su dirección no es modificada por la interacción con la atmosfera. Por el contrario, la irradiancia difusa es el producto de esta interacción, donde no solo se genera una variación en la dirección de los rayos solares, sino que adicionalmente se produce una atenuación debido a la dispersión y absorción de la radiación. Finalmente, la irradiancia reflejada corresponde a la radiación solar que ha sido reflejada desde el suelo o cualquier cuerpo hacia la superficie.

En la práctica, los valores de irradiancia suelen derivarse de archivos meteorológicos, como los *Typical Meteorological Year*⁷ (TMY), los cuales proporcionan las componentes medidas sobre el plano horizontal. En este caso, la *irradiancia global horizontal* (GHI) se expresa como:

$$GHI = DIR + DHI \quad (9)$$

donde GHI corresponde a la irradiancia global sobre el plano horizontal (G_h), DIR a la irradiancia directa ($G_{b,h}$) y DHI a la irradiancia difusa horizontal ($G_{d,h}$). Al complementar los datos anteriores con la orientación y parámetros geométricos del arreglo fotovoltaico, se puede llegar a los valores de irradiancia sobre la superficie de interés.

La distribución de estas componentes dependerá del lugar donde se analicen, por ejemplo, en entornos altiplánicos, la atmósfera se caracteriza por una baja carga de aerosoles y vapor de agua, lo que favorece una alta transmisión de la radiación solar. En consecuencia, la irradiancia global horizontal (GHI) está dominada por la componente directa (DIR), mientras que la fracción difusa (DHI) resulta comparativamente baja [3]. Por el contrario, en entornos con presencia de nubosidades, la componente difusa aumenta.

⁷ Archivo Meteorológico Típico o TMY por sus siglas en inglés, corresponde a la información meteorológica más representativa del lugar a lo largo de varios años.

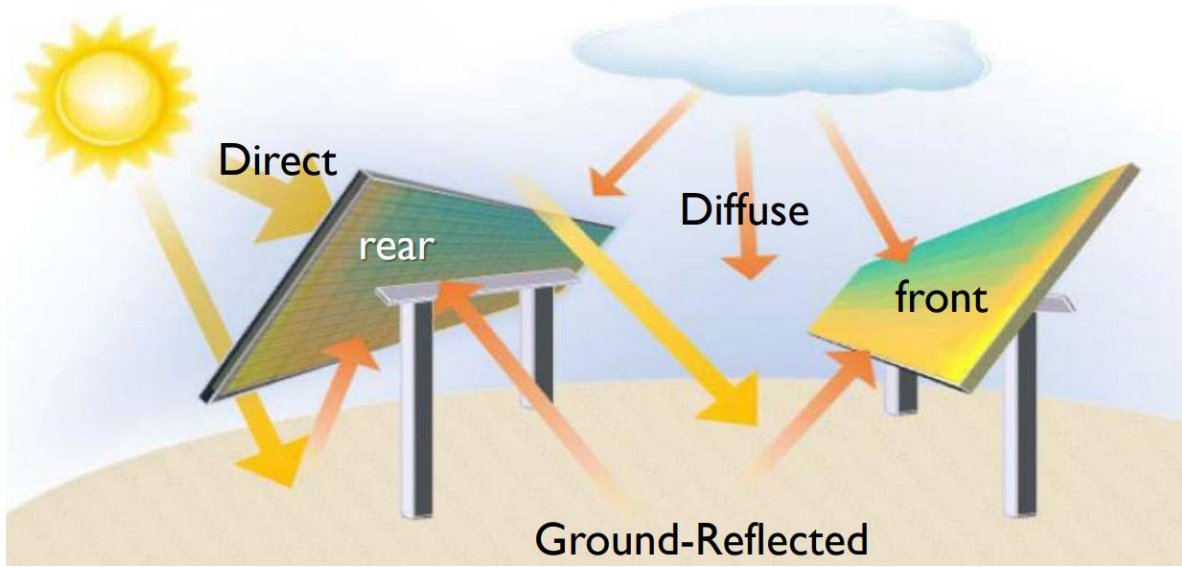


Figura 8: Esquema de las componentes de irradiancia. Modificado de [27].

La irradiancia directa sobre la superficie i estará dada por:

$$G_{b,i} = DNI \cdot \cos(\theta_i) \quad (10)$$

donde DNI corresponde a la irradiancia directa normal sobre el plano horizontal y θ_i corresponde al ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la superficie inclinada.

La irradiancia difusa presenta mayor complejidad en su cálculo, ya que depende de las condiciones atmosféricas y del modelo empleado. En general se calcula mediante [26]:

$$G_{d,i} = DHI \cdot R_d \quad (11)$$

donde R_d es el factor de transposición difusa, cuyo cálculo varía según el modelo utilizado.

Finalmente, la irradiancia reflejada se calcula mediante:

$$G_{g,i} = \rho \cdot GHI \cdot \frac{1 - \cos(\theta_i)}{2} \quad (12)$$

donde ρ es el albedo, que representa la relación entre la irradiancia total reflejada y la irradiancia total recibida por una superficie [7], por lo que permite cuantificar que tan reflectante es una superficie.

$$\rho = \frac{RHI}{GHI} \quad (13)$$

Los valores de albedo van desde 0 a 1 y es una función de las características inherentes de la superficie, el estado atmosférico y las condiciones de iluminación, por lo que presenta una alta variabilidad en función del espacio y tiempo.

2.1.2 Irradiancia en Módulos Fotovoltaicos Bifaciales

En un módulo fotovoltaico bifacial se recibe irradiancia por ambas caras, por lo que se tiene irradiancia frontal (POA) e irradiancia trasera (*rear plan of array*: RPOA), de esta forma la irradiancia total es la composición de ambos aportes, sin embargo, no se obtiene simplemente sumando la irradiancia frontal y trasera, esto debido a que la relación entre irradiancia y potencia no es lineal y está afectada por factores eléctricos como las pérdidas por mismatch, activación de diodos de derivación y variaciones de eficiencia entre celdas.

Para compensar el efecto dado entre la irradiancia y la potencia, se incorpora un coeficiente de bifacialidad [6], de esta forma, la *irradiancia equivalente bifacial* se describe como:

$$G_E = G_{front_POA} + G_{rear_POA} \cdot \varphi \quad (14)$$

donde φ es el *coeficiente de bifacialidad* de máxima potencia, parámetro definido en la norma IEC 60904-1-2 [28], utilizado para cuantificar la contribución de la irradiancia trasera, representa la relación entre la potencia producida por las contribuciones de irradiancia de la parte trasera y la de la parte frontal.

$$\varphi = \min \left\{ \frac{P_{rear}}{P_{front}}, \frac{I_{SC, rear}}{I_{SC, front}} \right\} \quad (15)$$

- P_{rear} : Potencia máxima cuando el dispositivo está iluminado solo en la parte trasera, en STC.
- P_{front} : Potencia máxima cuando el dispositivo está iluminado solo en la parte frontal, en STC.
- $I_{SC, rear}$: Corriente de cortocircuito cuando el dispositivo está iluminado solo en el lado trasero, en STC.
- $I_{SC, front}$: Corriente de cortocircuito cuando el dispositivo está iluminado solo en el lado frontal, en STC.

Así, finalmente se obtiene el *factor de irradiancia bifacial* [6].

$$BIF = 1 + \frac{G_{rear_POA}}{G_{front_POA}} \cdot \varphi \quad (16)$$

Como se observa en la Figura 9, al medir la irradiancia en el plano trasero, diversos estudios [10], [19], [20], [21] han evidenciado que la distribución de la irradiancia trasera varía en



Figura 9: Ejemplo de irradiancia no homogénea [27].

función de la posición de medición (zona inferior, media o superior del módulo). Lo que provoca que determinar con precisión el recurso solar de la parte trasera de los sistemas bifaciales represente una mayor dificultad en comparación a la irradiancia frontal.

Para mitigar el sesgo proveniente de la medición de irradiancia trasera se suelen usar múltiples sensores a lo ancho de un mismo módulo, lo que permite cuantificar el nivel de no homogeneidad mediante el *índice de no uniformidad de la irradiancia* (GNU) [8], [9].

$$GNU = \frac{G_{max} - G_{min}}{G_{max} + G_{min}} \quad (17)$$

El análisis de la irradiancia trasera evidencia una marcada variabilidad espacial y temporal, condicionada por los patrones de sombreado, las características de la estructura de montaje, las propiedades ópticas del suelo y las variaciones estacionales [18]. Como resultado, la irradiancia trasera está dominada principalmente por fuentes de luz dispersa. Este comportamiento confirma el carácter no homogéneo inherente de la componente de irradiancia trasera, motivo por el cual suele ser descrito de esta manera en la literatura.

En [29] se realizó una síntesis de distintos estudios que analizan el comportamiento de la irradiancia trasera en sistemas fotovoltaicos, para lo que se utilizaron modelos de factor de visión y/o ray tracing, analizando como la variación en las condiciones del cielo y de parámetros del emplazamiento (altura de instalación, ángulo de inclinación y albedo del suelo).

A partir de esta síntesis se identifican patrones consistentes de distribución espacial de la irradiancia trasera:

1. Los módulos de borde son más brillantes que los módulos interiores.

2. Se observa una mayor homogeneidad en condiciones de cielo nublado (alta radiación difusa) que en condiciones de cielo despejado.
3. Cuanto más cerca esté una celda del tubo de torsión del seguidor, mayor será la pérdida de sombra.
4. Las pérdidas por desajuste a nivel de módulo son mayores al mediodía en un día despejado y se mantienen constantes en días nublados.
5. Las pérdidas por desajuste son mayores en condiciones de albedo alto que en condiciones de albedo bajo.
6. La homogeneidad mejora en función de la altura del conjunto desde el suelo.

Estas conclusiones han sido confirmadas por diversos estudios [7], donde se sugiere que la naturaleza espectral del albedo desempeña un rol central en la no uniformidad de la irradiancia posterior en módulos bifaciales [30]. Como se menciona en el punto 5, un albedo elevado incrementa la cantidad de radiación reflejada hacia la parte trasera del módulo, pero bajo la condición de no uniformidad, provoca mayores diferencias de generación entre zonas del mismo módulo. De la misma forma, en [23], se observó que la ganancia bifacial tiende a incrementarse en días nublados, es decir, cuando la componente difusa (DHI) adquiere mayor magnitud.

Esto se traduce en diferencias significativas entre distintas secciones de un mismo módulo, lo que provoca condiciones desiguales de generación de corriente entre celdas. Dichas desigualdades pueden derivar en problemas operacionales como caídas de potencia y la formación de hotspots [19]. Adicionalmente, generan dificultades en la medición de parámetros, ya que la falta de certeza respecto al punto que representa de manera más precisa la irradiancia trasera introduce un sesgo en los resultados. Por esta razón, al seleccionar un método para determinar la irradiancia trasera, es fundamental optar por enfoques capaces de adaptarse y representar con precisión la configuración y las condiciones operacionales específicas de cada sistema fotovoltaico.

2.1.3 Medición de irradiancia

Cuando se habla de sistemas fotovoltaicos monofaciales, la irradiancia frontal posee una metodología bien establecida, tanto en su formulación técnica como en la metodología experimental para obtener los datos, no así para la irradiancia trasera, donde los estudios han aparecido en los últimos años y, por lo tanto, las pautas de mejores prácticas para el monitoreo de la irradiancia en sistemas con módulos fotovoltaicos bifaciales aún están evolucionando [7].

Para ambos casos, existen distintos organismos [6] [31] [23] que entregan recomendaciones de cómo llevar a cabo las mediciones. En particular, el IEC propone un marco base para su

medición, con una opción de mayor precisión (Sistemas de clase A), utilizando instrumentos especializados y mediante instrumentos comerciales, una opción accesible (Sistemas de clase B).

Para su medición se tienen dos vías principales, hacer mediciones directas con instrumentos radiómetros o bien, modelando en base al albedo y datos de irradiancia. En particular, para esta última opción se tienen dos métodos principales, modelos 2D o 3D a partir de factores de visión o bien, simulaciones mediante Ray Tracing.

2.1.3.1 Factores de Visión

Uno de los enfoques más utilizados para estimar la irradiancia trasera en sistemas bifaciales es el basado en *Factores de Visión* (VF). Este método se basa en los principios geométricos de radiación, modelando la fracción del cielo y del suelo visible desde la parte del módulo para calcular las componentes de irradiancia reflejada y difusa. La Figura 10 muestra un esquema típico para establecer los factores de visión, a partir de los cuales se busca resolver las ecuaciones de irradiancia, descritas anteriormente (2.1.1). Existen distintos modelos que difieren principalmente en el cálculo de la irradiancia difusa, ecuación (11), en particular en el término R_d . La precisión del modelo depende críticamente de la representación de este parámetro, la cual puede estimarse mediante enfoques isotrópicos o anisotrópicos.

Cuando se describe la irradiancia difusa, esta consta de tres componentes: irradiancia isotrópica, irradiancia anisotrópica (o circumsolar difusa) y la radiación de horizonte. Un enfoque será representativo en la medida en la que contemple estas componentes y como lo haga. En general, se recomienda utilizar modelos anisotrópicos en escenarios con alta variabilidad atmosférica [32], siendo el modelo de Perez uno de los más robustos para este propósito [33].

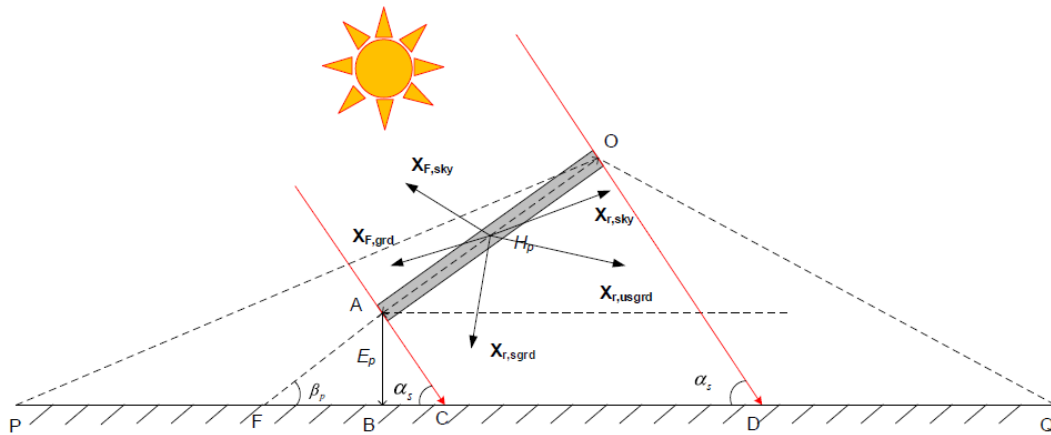


Figura 10: Esquema de factores de visión para un módulo fotovoltaico bifacial [18].

Por otra parte, la validez del método VF depende de las condiciones del entorno. En escenarios con albedo bajo y geometrías simples, donde la reflectancia del suelo es aproximadamente homogénea, los modelos basados en VF entregan resultados globales aceptables aun cuando no se incluyan elementos estructurales. En [9], [18], se encuentra que la simplificación geométrica permitió simulaciones eficientes sin una pérdida significativa en la estimación promedio de irradiancia trasera. En cambio, en condiciones de albedo alto o configuraciones con estructuras complejas (como tubos de torque o marcos), VF puede introducir sesgos notables. En [34] se demostró que estas estructuras modifican de forma apreciable la distribución espacial de irradiancia, mientras que [35] reportaron que VF tiende a subestimar respecto a mediciones directas. De forma similar, en [29] encontraron que, aunque VF reproduce adecuadamente promedios globales, falla en capturar la no uniformidad espacial que afecta al rendimiento eléctrico de módulos bifaciales.

En la práctica, este enfoque está implementado en herramientas de simulación ampliamente utilizadas, como *PVsyst* [36], *SAM* o *SISIFO*, lo que ha facilitado su adopción en la industria para estudios de plantas fotovoltaicas bifaciales. Finalmente, la principal ventaja de VF es su baja complejidad computacional, lo que lo convierte en la opción más extendida para simulaciones preliminares o estudios de rendimiento a gran escala. Sin embargo, presenta limitaciones importantes, como su incapacidad de representar geometrías complejas, efectos estructurales detallados u obstrucciones tridimensionales, lo que puede inducir errores sistemáticos en la estimación de RPOA.

2.1.3.2 Ray Tracing

Las simulaciones por Ray Tracing (RT) modelan la propagación de la radiación siguiendo trayectorias de rayos individuales y permiten reproducir reflexiones, sombras y efectos angulares con alta fidelidad. Este enfoque posibilita analizar con precisión los efectos de características específicas en el diseño de módulos y arreglos, como el espaciado entre módulos o las celdas dentro de un módulo, aspectos que no pueden abordarse fácilmente mediante los modelos basados en VF [8].

Como se vio anteriormente, se han desarrollado distintos softwares basados en RT, entre ellos *Tonatiuh* [37], *SolTrace* [38], *Solstice* y *bifacial_radiance* [39], todos implementados sobre el método Monte Carlo⁸ para simular la propagación de la luz. Como se puede observar en la Tabla 1, en diversos estudios se ha observado que al contrastarse con mediciones experimentales, el enfoque por RT suelen entregar resultados más precisos que los modelos mediante VF.

Es importante mencionar que, debido a la limitada disponibilidad de datos experimentales en módulos fotovoltaicos bifaciales, en algunos estudios [12] [40] han validado sus modelos

⁸ El método Monte Carlo es una técnica numérica que usa números aleatorios para simular fenómenos físicos.

contrastándolos únicamente con simulaciones realizadas en otros softwares. Si bien este enfoque resulta útil para analizar tendencias globales y comparar metodologías, no permite capturar los efectos específicos asociados al funcionamiento real en campo. En sistemas fotovoltaicos bifaciales, una herramienta usualmente empleada ha sido *bifacial_radiance*, que es una herramienta de código abierto apoyada por el NREL, la cual incorpora el modelo Pérez para estimar la componente difusa en superficies inclinadas, lo que le permite representar adecuadamente la irradiancia difusa incidente en el reverso del módulo.

En los últimos años, los estudios sobre módulos bifaciales ([12], [40], [41], [42]) han empleado tanto herramientas de RT como de VF. No obstante, la mayoría de estas investigaciones se han desarrollado en entornos controlados y no bajo condiciones reales de operación, lo que limita la representatividad de los resultados.

Tabla 1: Resumen de estudios comparación VF vs RT.

Referencia	Comparación	Software RT	Resultado / observación
Kang et al. (2019) [35]	VF (PVsyst) vs RT vs mediciones	SolTrace (NREL)	VF subestima la irradiancia trasera. RT reduce MBE frente a datos reales.
Peláez et al. (2019) [34]	Múltiples modelos (incl. VF y RT) vs mediciones de campo	Solstice y <i>bifacial_radiance</i>	RT se ajusta mejor en albedos altos VF necesita correcciones empíricas.
Ledesma et al. (2020) [9]	VF (modelo propio) vs otros simuladores	—	Consistencia entre modelos Validación experimental muy limitada.
Gu et al. (2020) [18]	VF vs PVsyst (modelo-modelo)	—	Por falta de datos experimentales, validación contra PVsyst y Sun model.
Riedel-Lyngskær et al. (2021) [29]	VF vs RT vs sensores distribuidos	<i>bifacial_radiance</i>	VF adecuado para promedios globales, pero falla en no-uniformidad. RT concuerda mejor con mapas experimentales.

2.1.4 Conclusión Caracterización óptica

El funcionamiento de módulos fotovoltaicos bifaciales implica una componente de irradiancia trasera, cuya naturaleza es de carácter no homogénea, es decir, la distribución de irradiancia trasera varia en gran medida dependiendo del lugar en el que se mida, y dado que la incorporación de módulos fotovoltaicos bifaciales es relativamente reciente, en conjunto a que la magnitud de la no homogeneidad depende de múltiples factores, aun no existe un consenso claro que permita evaluar adecuadamente la irradiancia trasera. Por otra parte, dado que el módulo fotovoltaico está sometido a distintas cantidades de irradiancia trasera, las distintas celdas fotovoltaicas pueden generar distintas cantidades de potencia, lo que conlleva problemas operacionales. Al analizar la irradiancia trasera en entornos nubosos, caracterizados por una alta componente de radiación difusa (DHI), se encuentra que la no homogeneidad tiende a disminuir. En contraste, en entornos de alta radiación, caracterizados por una componente mayor de radiación directa (DIR), se espera que la no uniformidad aumente, incrementando los problemas operacionales asociados a este fenómeno.

Para la estimación de la irradiancia trasera se han utilizado principalmente dos enfoques, factores de visión (VF), de bajo costo computacional, pero con limitaciones para capturar la no uniformidad espacial, y las simulaciones de ray tracing (RT), que ofrecen mayor precisión en la representación de escenarios complejos. Aunque la literatura coincide en que RT constituye la alternativa más adecuada para el análisis detallado, los estudios recientes tienden a validar sus resultados utilizando únicamente datos provenientes de otros modelos u obtenidos en condiciones controladas, sin suficiente contraste con mediciones de campo. Esta falta de validación experimental genera incertidumbre sobre la representatividad real de los resultados, más aún en entornos de alta radiación, donde la componente trasera aún no ha sido estudiada en profundidad.

2.2 Caracterización Eléctrica

Un módulo fotovoltaico es un dispositivo eléctrico, por lo que el desempeño del sistema está directamente ligado a su respuesta eléctrica [20]. La caracterización eléctrica de módulos bifaciales suele orientarse a la estimación de la ganancia bifacial, utilizando principalmente tres enfoques: el análisis completo de la *curva I-V* mediante modelos como el SDM, los métodos de punto único de potencia y las variantes basadas en puntos característicos [43]. Aunque los dos últimos métodos son métodos directos, que dada su baja complejidad son útiles para estimar la ganancia, no permiten obtener la curva I-V ni los parámetros eléctricos del módulo, por lo que en este trabajo se opta por enfoques basados en el SDM para una caracterización completa.

Junto con la evolución de los modelos, también se ha avanzado en los métodos de resolución, pasando de enfoques analíticos de bajo costo computacional a métodos numéricos más robustos y adaptables, capaces de manejar condiciones de operación complejas y no homogéneas.

En esta sección se hace una búsqueda de los distintos modelos utilizados para representar el comportamiento eléctrico I-V, y con el objetivo de capturar de manera más precisa los efectos de irradiancia no homogénea, se hace énfasis en modelos aplicables a nivel de celda, integrando posteriormente estas formulaciones en la representación del módulo completo.

2.2.1 Curva I-V

La curva I-V representa todas las combinaciones de *corriente* (I) y *voltaje* (V), para el caso de una celda fotovoltaica I_{pv} y V_{pv} , respectivamente, con las que se puede operar o cargar el módulo, proporcionando la medida más completa del estado y la capacidad de un módulo o conjunto fotovoltaico, brindando mucha más información que los métodos de prueba eléctricos tradicionales [22].

En la Figura 11 se presenta una curva I-V, como se puede observar la curva posee ciertos puntos de interés, también llamados puntos críticos: corriente de cortocircuito ($0, I_{sc}$), tensión de circuito abierto ($V_{oc}, 0$), y punto de potencia máxima (P_{max}), dado en el punto (V_{mp}, I_{mp}) [14].

A partir de la curva I-V se puede construir la curva de potencia-voltaje (P-V), de esta forma la curva permite analizar visualmente el comportamiento eléctrico del módulo fotovoltaico y adicionalmente, a partir de los puntos críticos se puede determinar el desempeño del sistema utilizando métricas como la η y el FF, indicadas anteriormente (1.7).

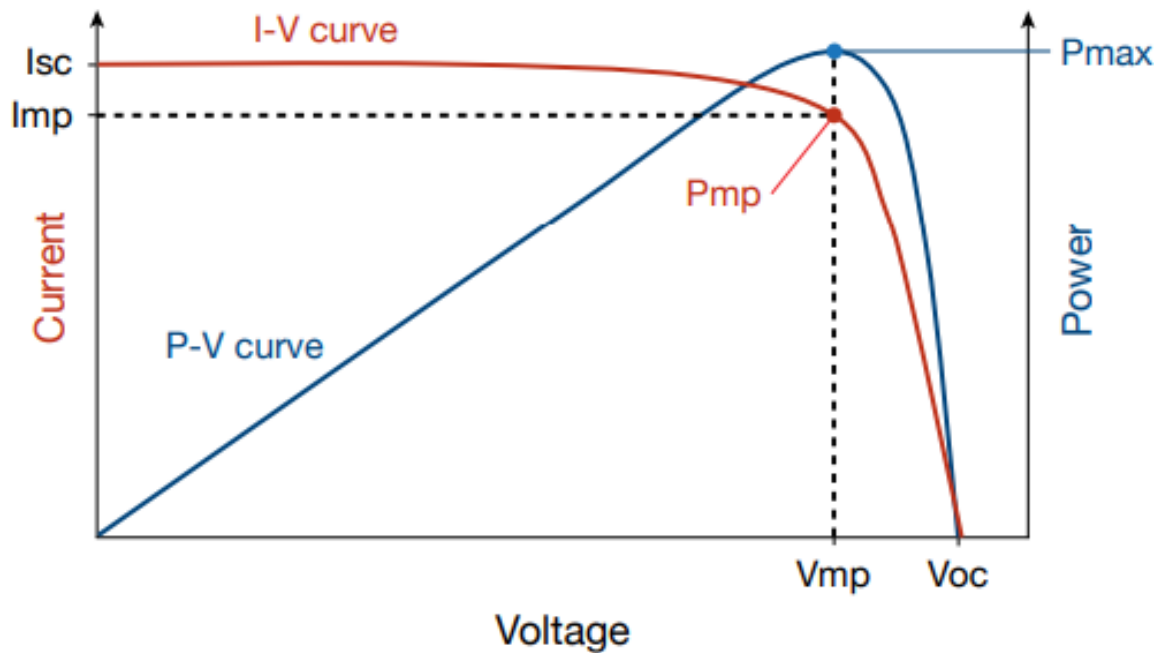


Figura 11: Curva I-V y P-V para una celda fotovoltaica en operación normal [22].

Como se observa en la Figura 12, cuando se tiene un sistema compuesto por más de una celda, cada una posee su respectiva curva I-V, la curva del sistema completo será la composición de todas estas dependiendo del tipo de conexión que se emplee (paralelo, en serie o la combinación de estas) [22].

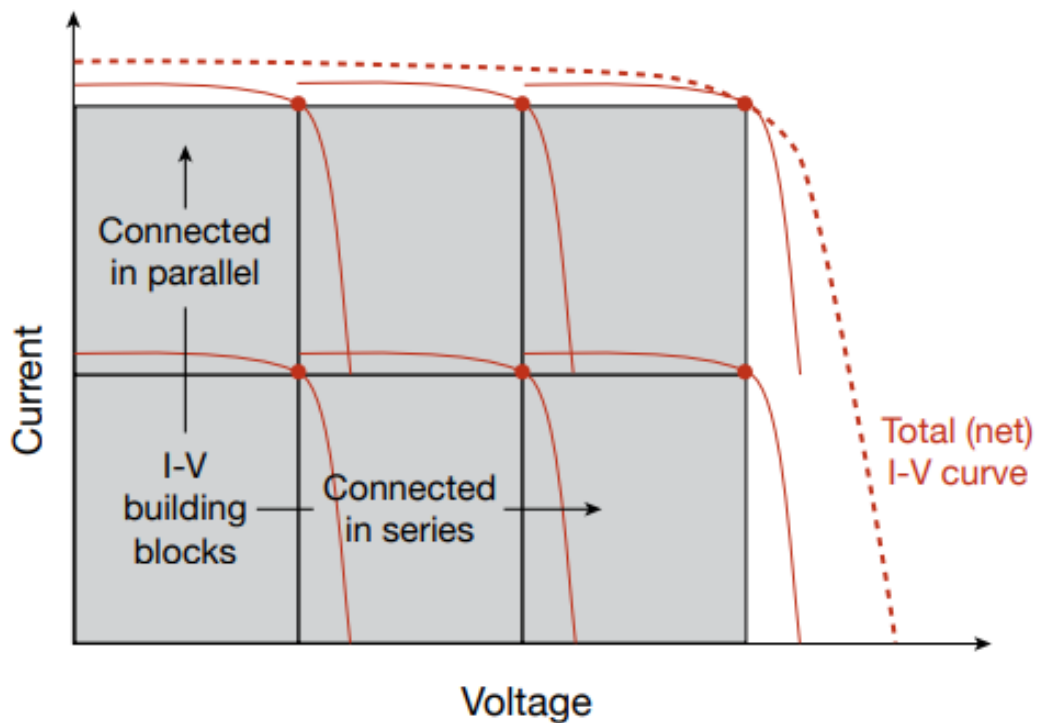


Figura 12: Curvas I-V para configuraciones en serie y en paralelo [22].

Como se mencionó en la Sección 1.8, las celdas de un módulo fotovoltaico se interconectan en serie formando sub-strings, en los cuales se incorporan diodos de derivación con el fin de desviar la corriente cuando una celda no puede generar la misma potencia que sus vecinas. Esta configuración busca mitigar las llamadas pérdidas por mismatch, que surgen cuando celdas con diferentes características I–V son interconectadas, lo que provoca que la potencia del arreglo sea inferior a la suma de las potencias individuales [14]. Dichas diferencias pueden deberse a dispersión de fabricación, irradiancia no uniforme o variaciones de temperatura [9].

La Figura 13 ilustra cómo frente al sombreado parcial de una celda, se produce un desajuste eléctrico (mismatch) que limita la corriente del conjunto. Como consecuencia, la celda afectada presenta un corriente de cortocircuito (I_{sc}) menor que el resto de dispositivos del string, al estar conectadas en serie todas deben conducir la misma corriente, por lo que la celda sombreada es forzada a operar en polarización inversa. Bajo este régimen, deja de generar energía y pasa a disipar la potencia impuesta por las demás celdas, lo que puede originar un sobrecalentamiento localizado o hotspot [14] [20]. En este escenario, el diodo de bypass se activa cuando la tensión inversa alcanza un valor suficiente, desviando la corriente alrededor de la sección afectada. Esta protección reduce el riesgo de daño permanente, aunque introduce pérdidas adicionales de potencia y genera escalones característicos en la curva I–V del módulo, tal como se observa en la. En casos severos, si la tensión inversa sobre la celda supera un umbral crítico, la unión p-n puede entrar en avalanche breakdown, fenómeno que acelera la degradación local y compromete la confiabilidad del módulo [14]. La Figura 11 muestra la curva I–V de una celda en condiciones normales; sin embargo, bajo operación real, la presencia de polarización inversa y avalanche breakdown pueden desplazar la curva hacia el segundo cuadrante, evidenciando el paso de la celda de generador a consumidor de potencia [20].

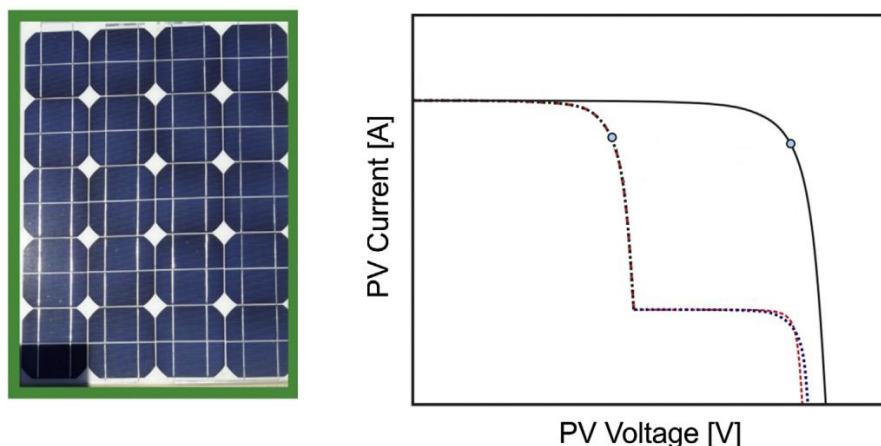


Figura 13: Funcionamiento del diodo de derivación frente a sombreamiento parcial. La línea segmentada representa la transformación que sufre la curva I-V respecto de la operación sin sombreamiento [44].

El caso anterior corresponde a un sombreado clásico, en módulos bifaciales el mecanismo es análogo, la irradiancia trasera no homogénea genera diferencias locales de fotocorriente que acentúan las pérdidas por mismatch [19] [9]. Este comportamiento no solo reduce la potencia máxima extraíble y puede originar múltiples puntos de operación en la curva P–V, sino que también incrementa la probabilidad de fallas térmicas y de activación temprana de diodos de bypass, comprometiendo la confiabilidad del módulo a largo plazo [14]. Las pérdidas por mismatch se pueden cuantificar usando [45]:

$$\text{Mismatch loss}\% = M[\%] = 1 - \frac{P_{array}}{\sum P_{cells}} \quad (18)$$

El desempeño eléctrico de un módulo fotovoltaico depende fuertemente de las condiciones ambientales, siendo la irradiancia incidente y la temperatura de la celda los factores más determinantes. Como se observa en la Figura 14, la irradiancia se refleja directamente en la fotocorriente (I_{ph}), de modo que al aumentar la radiación crece de manera casi lineal la corriente de cortocircuito (I_{sc}). En contraste, la temperatura de la unión p–n impacta de forma negativa sobre la tensión de circuito abierto (V_{oc}), ya que su efecto neto se traduce en una variación lineal de este parámetro según el coeficiente de temperatura del dispositivo [46].

Asimismo, temperaturas elevadas reducen el FF y, en consecuencia, la eficiencia global del dispositivo, al incrementar las pérdidas resistivas y modificar la banda prohibida del semiconductor [47]. En términos prácticos, se estima que un incremento de 1[K] en la temperatura reduce la potencia máxima entre 0.3 y 0.5[%] [48].

Cabe señalar que la irradiancia y la temperatura no son independientes: niveles elevados de irradiancia tienden a incrementar la temperatura de operación, lo que limita las ganancias netas de potencia. En ambientes de radiación extrema, como el desierto de Atacama y el altiplano andino, también se han documentado pérdidas adicionales vinculadas a la irradiancia trasera no homogénea en módulos bifaciales [10].

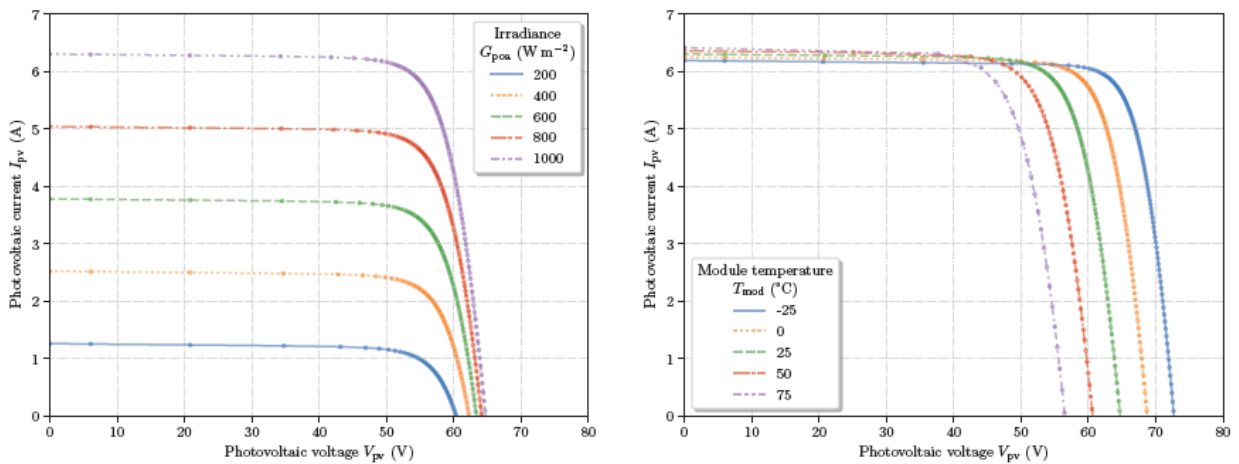


Figura 14: Influencia de parámetros externos sobre la curva I-V [20].

Diversos estudios de revisión [47], [48] coinciden en que el impacto térmico constituye el principal factor de pérdida en climas de alta irradiancia, al degradar de forma progresiva V_{oc} y FF . Estos mecanismos explican por qué, incluso bajo condiciones de alta radiación, la eficiencia no aumenta de manera proporcional al recurso disponible. Por estas razones, la medición experimental de la curva I-V resulta fundamental para caracterizar con precisión el comportamiento real de los módulos fotovoltaicos más allá de los valores nominales en condiciones estándar de medida (STC) [46], [49].

Existen dos enfoques principales para obtener la curva I-V, los métodos directos que la miden experimentalmente siguiendo procedimientos normalizados como la IEC 60904-1, y los métodos indirectos, que recurren a modelos eléctricos basados en parámetros característicos. Dado que este estudio se orienta a la construcción y análisis de modelos, se profundiza en la segunda aproximación, tal como se hizo en la caracterización óptica.

2.2.2 Modelos Eléctricos Curva I-V

Los modelos eléctricos buscan representar el comportamiento físico de la celda fotovoltaica a partir de un circuito equivalente, existen distintos modelos, cuya representatividad dependerá directamente de la cantidad de parámetros que se consideren en el circuito y de las consideraciones iniciales asumidas.

2.2.2.1 Modelos iniciales

Los modelos iniciales se basan en un circuito ideal, la Figura 15 muestra el esquema de este circuito compuesto por dos elementos principales, la fuente de corriente I_{pv} o I_{ph} , que es generada por el efecto fotovoltaico desencadenado por la luz incidente, por lo que es proporcional a esta [46] y un diodo que representa la recombinación que ocurre en la zona de agotamiento [50].

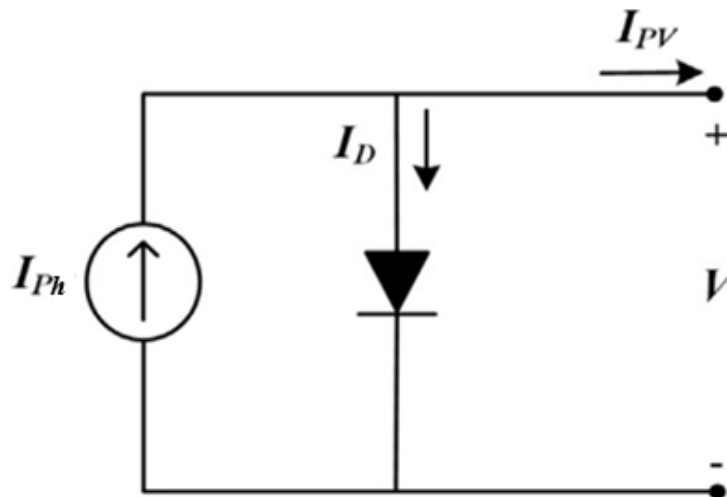


Figura 15: Modelo ideal de la celda fotovoltaica. [51].

Al aplicar la Ley de corrientes de Kirchoff (LCK) en el circuito anterior, es posible describir matemáticamente el comportamiento del circuito y de esta forma, generar la curva I-V.

$$I_{pv} = I_{ph} - \underbrace{I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot V}{a \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right]}_{I_d} \quad (19)$$

Donde I_d se puede describir utilizando la ecuación del diodo de Shockley, de esta forma I_0 representa la corriente de saturación inversa o fuga, q es la carga del electrón ($(1.60217646 \times 10^{-19} \text{ [C]})$), k es la constante de Boltzmann ($(1.3806503 \times 10^{-23} \text{ [J/K]})$), T es la temperatura de la unión p-n, parámetro entregado por el fabricante, y a es la constante de idealidad del diodo [46].

2.2.2.2 Single Diode Model (SDM)

En el funcionamiento real de una celda fotovoltaica existen distintas condiciones que generan que el comportamiento se aleje de la idealidad, como pérdidas debidas a la resistencia de contacto entre el silicio y las superficies de los electrodos, la resistencia al flujo de corriente en el material de silicio y la resistencia de los electrodos [14]. Para representar estas condiciones se incorpora la resistencia en serie (R_s) y así, se tiene un modelo de 4 parámetros. Por otra parte se incorpora la resistencia en paralelo (R_p), también llamada *shunt resistance* (R_{sh}) [20], que representa la corriente de fuga (I_{sh}) en la unión p-n [51].

Con la incorporación de las dos resistencias el modelo es comúnmente llamado *Single Diode Model* (SDM). Este modelo representa a la celda fotovoltaica a partir de cinco parámetros que buscan resumir globalmente el comportamiento físico del dispositivo fotovoltaico [20], sin dejar de capturar los efectos reales del sistema derivados de fuentes de no-idealidad.

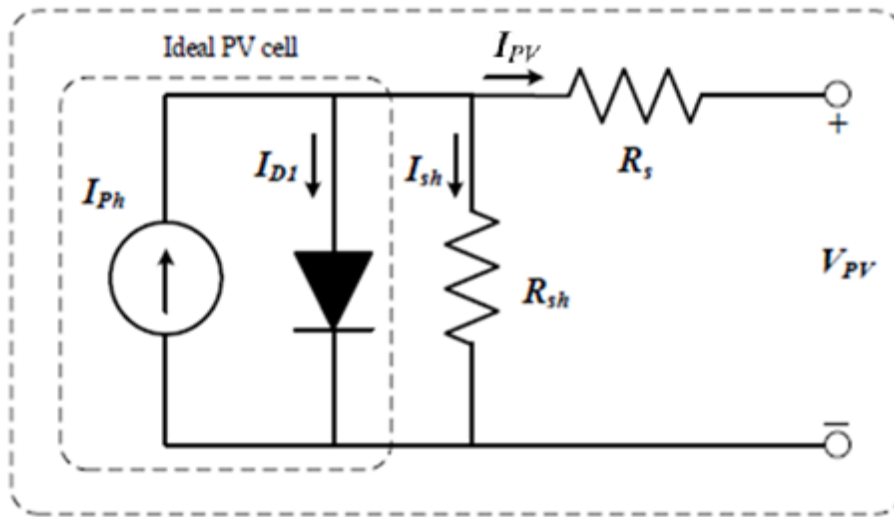


Figura 16: Esquema Single Diode Model (SDM) [50].

En casos ideales, el valor de la resistencia en serie es cero (R_s), mientras que el valor de la resistencia en derivación tiende a infinito [20].

Aplicando la LCK al circuito equivalente de la Figura 16, se llega a la ecuación (20), que al ser desarrollada queda finalmente como la ecuación (21).

$$I_{ph} = I_d + I_{sh} + I_{pv} \quad (20)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - \underbrace{I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot V_j}{a \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right]}_{I_d} - \underbrace{\frac{V_j}{R_{sh}}}_{I_{sh}} \quad (21)$$

Donde $V_j = V_{pv} + R_{s_c} I_{pv}$ es la tensión del diodo, y el subíndice “c” que acompaña a las resistencias hace referencia a que el modelo está actuando a nivel de la celda fotovoltaica.

Es común reescribir la ecuación (21) utilizando la expresión:

$$V_t = \frac{a \cdot k_B \cdot T_c}{q} \quad (22)$$

donde V_t representa el voltaje térmico [52]. Este parámetro relaciona la energía térmica disponible con la carga eléctrica y define la pendiente exponencial de la curva I–V del diodo.

En la literatura se han propuesto variantes más complejas, como el Double Diode Model (DDM) o el Triple Diode Model (TDM), que buscan mejorar la precisión en condiciones extremas (baja irradiancia, películas delgadas) [50] [51] [52]. No obstante, dado que este modelo fue concebido originalmente para módulos monofaciales, en el caso de los bifaciales es usual introducir modificaciones que permitan representar adecuadamente los efectos asociados a la irradiancia trasera.

2.2.2.3 Modelos en Eléctricos en Módulos Fotovoltaicos Bifaciales

Los módulos bifaciales comparten los mismos principios básicos de operación que los monofaciales, aunque su diseño incorpora capas y contactos optimizados para captar irradiancia por ambas caras. Esta particularidad hace que el comportamiento eléctrico de los portadores generados por la luz incidente en la parte frontal y trasera no sea idéntico. Una noción clave para entender esta diferencia es la *probabilidad de colección*, es decir, la capacidad de los electrones y huecos fotogenerados de llegar a los contactos antes de recombinarse. Esta probabilidad depende de la distancia al plano de la unión p–n y de la calidad del material. En la zona de agotamiento la recolección es prácticamente total, mientras que en zonas más alejadas disminuye drásticamente.

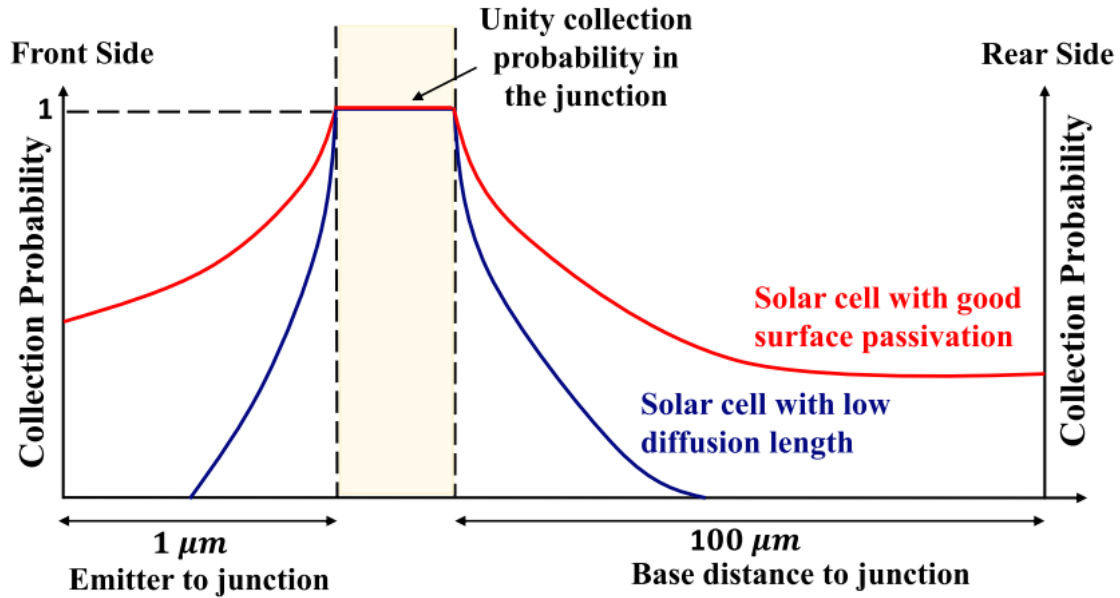


Figura 17: Probabilidad de recolección de portadores de carga en un módulo fotovoltaico bifacial [53].

Dado que la capa emisora (tipo n) suele ser muy delgada y la capa base (tipo p) más gruesa, la eficiencia de recolección es mayor en la cara frontal que en la trasera. Aumentar el espesor del material absorbente permite captar más fotones y elevar la corriente de cortocircuito, aunque al mismo tiempo favorece la recombinación de portadores, reduciendo la tensión de circuito abierto. Este compromiso explica por qué, bajo condiciones de irradiancia equivalentes, las respuestas frontales y traseras de un módulo bifacial no son simétricas [53].

Estas diferencias tienen implicancias directas en el modelado eléctrico. El SDM, descrito inicialmente para módulos monofaciales, no logra describir adecuadamente el comportamiento bifacial si se aplica de forma directa [53], pues asume una fotocorriente uniforme y parámetros invariantes entre caras. En [54] se realiza una caracterización indoor comparando distintas variantes del SDM en distintas tecnologías fotovoltaicas, concluyendo la propuesta desarrollada en (Wenbo, 2020) [18], que ajusta la fotocorriente (I_{ph}) y la resistencia paralela (R_{sh}) en función de la irradiancia trasera, ofrece la representación más acertada. No obstante, el propio estudio reporta errores residuales en la reconstrucción de la curva I-V, con errores cercanos al 20[%], lo que evidencia que incluso este enfoque es limitado.

Otra variante utilizada en la literatura es el modelo paralelo (dual-SDM), Figura 18, donde las contribuciones de la cara frontal y trasera se representan mediante dos circuitos equivalentes conectados en paralelo. Este enfoque busca reflejar de manera intuitiva la doble generación de corriente en módulos bifaciales, asignando un conjunto de parámetros eléctricos a cada cara.

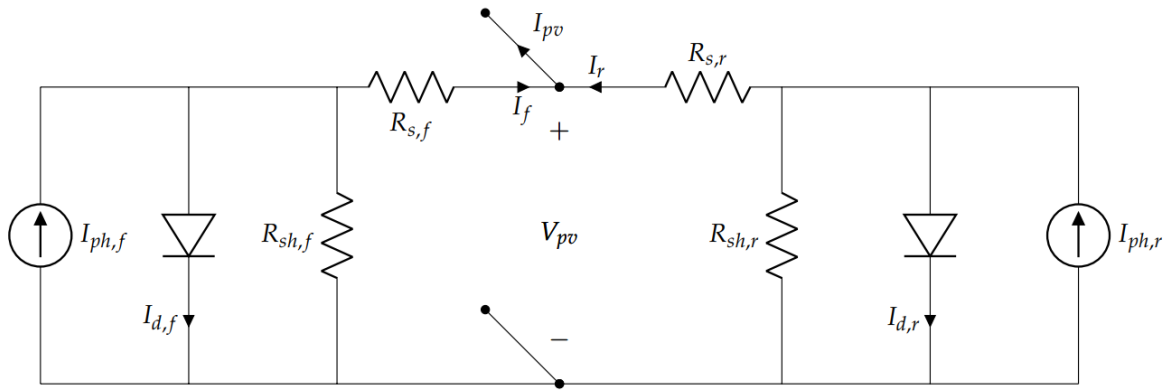


Figura 18: Configuración paralela del SDM para módulos fotovoltaicos bifaciales [54].

En [55] se implementa esta configuración, aunque con una simplificación relevante, en lugar de resolver dos conjuntos completos de parámetros del SDM, las corrientes de cada cara se aproximan de forma empírica como proporcionales a la irradiancia incidente respecto a condiciones de referencia. Si bien esta aproximación facilita el cálculo, deja de lado el efecto físico de los parámetros R_s , R_{sh} y n sobre el cálculo de corrientes.

Por otra parte, en [54] se aborda la misma configuración, pero resolviendo un SDM completo para cada cara, lo que implica la estimación de diez parámetros independientes mediante la formulación de Lambert W^9 . Bajo esta implementación más rigurosa, el modelo paralelo mostró el peor desempeño en la validación experimental indoor, ya que tendió a subestimar tanto la tensión de circuito abierto (V_{oc}) como la potencia máxima (P_{max}), en comparación con otras variantes como el modelo de Wenbo o incluso configuraciones de doble diodo.

Por otra parte, en [53] argumentan que la corrección parcial de parámetros, como la propuesta de Wenbo, o la aproximación mediante dos circuitos paralelos, no logra capturar de manera fiel el comportamiento de un módulo bifacial. Mediante ensayos experimentales, los autores demuestran que los cinco parámetros eléctricos del SDM (I_{ph} , I_o , R_s , R_{sh} y n) presentan variaciones diferenciadas entre la cara frontal y la trasera. A partir de esta observación, formulan un modelo extendido que incorpora explícitamente el efecto de la bifacialidad en cada parámetro, constituyendo así una versión más completa del SDM para módulos bifaciales. Aunque su implementación exige una caracterización más detallada, esta formulación permite reducir significativamente los errores en la reconstrucción de curvas I–V, mostrando un mejor ajuste bajo condiciones de irradiancia asimétrica. Sin embargo, el modelo fue validado únicamente en un módulo bifacial tipo p (Adani ASB–7–380), por lo que aún no existe evidencia de su aplicabilidad a otras tecnologías bifaciales como n-type, HJT o TOPCon. Esta limitación abre interrogantes respecto a la generalización del modelo y su validez en configuraciones distintas a las evaluadas por los autores.

⁹ Forma de reescribir el modelo eléctrico (SDM) de manera explícita y analítica, evitando métodos iterativos.

Tabla 2: Resumen modelos eléctricos aplicados en módulos fotovoltaicos bifaciales.

Referencia	Modelo	Descripción	Observación	Validación
Villalva et al. (2009)	SDM tradicional	Representa el módulo mediante una fuente de corriente dependiente de la irradiancia, un diodo y resistencias R_s y R_{sh} . Es el modelo más usado en monofaciales.	Base conceptual para los demás modelos, pero no representa adecuadamente módulos bifaciales al asumir fotocorriente uniforme y parámetros invariantes entre caras.	Validado extensamente en módulos monofaciales.
Gu & Wenbo (2020)	SDM corregido	Ajusta la fotocorriente (I_{ph}) y la resistencia serie (R_s) en función de la irradiancia trasera, manteniendo el esquema básico del SDM.	Práctico y de baja complejidad, pero con errores residuales que limitan su precisión en irradiancia no uniforme.	Validación mediante simulaciones acopladas O–E–T y comparación con mediciones experimentales de curvas I–V.
Bhang (2019) [55]	Modelo paralelo (dual-SDM) simplificado	Representa el módulo como dos SDM en paralelo, pero las corrientes frontales y traseras (I_f , I_r) se aproximan empíricamente en función de la irradiancia.	Aproximación simple y ligera, pero físicamente inconsistente. Los resultados no muestran mal desempeño, aunque la falta de rigor limita su extrapolación	Validado con datos outdoor en arreglo experimental con módulo bifacial c-Si P.
Becerra (2024)	Modelo paralelo (dual-SDM)	Representa al módulo mediante dos circuitos equivalentes (uno por cara) conectados en paralelo, cada uno con sus parámetros propios.	Enfoque intuitivo, pero sobreestima/subestima resultados; no captura el acoplamiento real entre caras. Su aplicabilidad práctica es limitada.	Evaluado en estudios teóricos y en pruebas indoor. Presenta grandes desviaciones en V_{oc} y P_{max} .
Sahu et al. (2025)	SDM extendido	Formula un SDM en el que los cinco parámetros (I_{ph} , I_o , R_s , R_{sh} y n) difieren entre cara frontal y trasera, incorporando explícitamente la bifacialidad.	Reduce significativamente los errores, pero requiere caracterización completa. Aún no se ha validado en otras tecnologías bifaciales (n-type, HJT, TOPCon).	Validado experimentalmente (indoor y outdoor) en un módulo bifacial tipo p (Adani ASB–7–380), mostrando mejor ajuste que modelos previos.

2.2.3 Consideraciones SDM

Usualmente, para aplicar el SDM se utilizan los datos entregados por el fabricante, los cuales se encuentran definidos bajo las STC. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, en la operación normal de los módulos fotovoltaicos las condiciones de irradiancia y temperatura son variables, por lo que es necesario aplicar correcciones que permitan trasladar los parámetros obtenidos en STC a las condiciones reales de operación.

En esta sección se analizan las correcciones necesarias para aplicar adecuadamente el modelo de un diodo simple (SDM) bajo condiciones reales de operación.

2.2.3.1 Parámetros bajo STC

Para trasladar los parámetros definidos en STC a condiciones reales de operación, se aplican correcciones que consideran la influencia de la irradiancia y la temperatura. Estas relaciones permiten describir el comportamiento eléctrico de la celda fotovoltaica en escenarios de campo, donde la temperatura se estima inicialmente a partir de la condición NOCT, lo que entrega una representación más realista del funcionamiento.

A los parámetros de la ecuación (21) se les aplican las siguientes modificaciones:

$$I_{ph} = \frac{G_E}{G_{ref}} \cdot (I_{ph,ref} + \alpha_{sc} \cdot (T_{cell} - T_{cell,ref})) \quad (23)$$

$$V_t = \frac{T_{cell}}{T_{cell,ref}} \cdot V_{t,ref} \quad (24)$$

$$I_o = I_{o,ref} \cdot \left(\frac{T_{cell}}{T_{cell,ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{q \cdot E_{gap}}{a \cdot k_B} \cdot \left(\frac{1}{T_{cell,ref}} - \frac{1}{T_{cell}} \right) \right] \quad (25)$$

$$R_{sh} = \frac{G_E}{G_{ref}} \cdot R_{sh,ref} \quad (26)$$

$$R_s = R_{s,ref} \quad (27)$$

donde E_{gap} corresponde a banda gap. Las relaciones anteriores consideran el aporte de irradiancia trasera mediante la irradiancia equivalente (G_E) de acuerdo a la configuración adoptada por Wenbo et al [18], por lo que son válidas para módulos fotovoltaicos bifaciales.

Estas ecuaciones muestran la necesidad que existe para complementar el modelo eléctrico con algún método que permita determinar la temperatura de la celda.

2.2.3.2 Avalanche breakdown

Un modelo eléctrico para una celda fotovoltaica se considera eficaz en la medida en la que es capaz de describir adecuadamente el comportamiento de la curva I-V en los tres cuadrantes de operación (primero, segundo y cuarto). Para esta tarea, tanto el modelo de diodo único como el de diodo doble son adecuados para describir el comportamiento eléctrico del primer y cuarto cuadrantes[20]. Como se vio en el capítulo 2.2.1, bajo ciertas condiciones de operación la celda fotovoltaica puede estar bajo el efecto del avalanche breakdown, actuando como carga en vez de fuente, por lo que se encontrará trabajando en el segundo cuadrante de la curva I-V.

Para representar este comportamiento, se modifica la corriente de fuga (I_{sh}) añadiendo un factor no lineal [14], quedando finalmente como:

$$I_{sh} = \frac{V_j}{R_{sh}} \cdot \left(1 + a \cdot \left(1 - \frac{V_j}{V_{br}} \right)^{-m} \right) \quad (28)$$

donde a es la fracción de corriente óhmica envuelta en el avalanche breakdown, m es el exponente de avalanche breakdown y V_{br} el voltaje de ruptura de la unión.

2.2.3.3 SDM en módulo

La ecuación (21) permite describir el comportamiento eléctrico en el nivel de una celda fotovoltaica, en la práctica se busca representar el comportamiento del módulo fotovoltaico completo, lo que se hace a partir de las cadenas o sub-strings, tal como se ilustra en la Figura 19. Como se vio en el capítulo 2.2.1 el módulo fotovoltaico se compone por varias cadenas, cada una compuesta por un número N_s de celdas fotovoltaicas y separadas entre si por un diodo de derivación.

Para representar el comportamiento eléctrico del conjunto de celdas fotovoltaicas, de acuerdo con [20], la ecuación (21) se reescribe como:

$$\begin{aligned} I_{ph} &= I_o \cdot \left(\exp \left(\frac{1}{V_t} \left(\frac{V_{pv}}{N_s} + R_s \cdot I_{pv} \right) \right) - 1 \right) + \frac{(V_{pv} + R_s \cdot I_{pv})}{R_{sh}} + I_{pv} \\ &= I_o \cdot \left(\exp \left(\frac{(V_{pv} + R_s \cdot I_{pv})}{V_t \cdot N_s} \right) - 1 \right) + \frac{(V_{pv} + R_s \cdot I_{pv})}{R_{sh}} + I_{pv} \end{aligned} \quad (29)$$

con $R_s = R_{s_c} \cdot N_s$ y $R_{sh} = R_{sh_c} \cdot N_s$. Esta formulación permite analizar los parámetros a nivel de cadena. En Bhang [55] se adopta una configuración similar, sin embargo, el efecto individual de las resistencias de cada celda se sustituye por una única resistencia equivalente a nivel de módulo.

Adicionalmente, se debe considerar el efecto del diodo de derivación dispuesto entre las cadenas, lo que limita la corriente entre las celdas de una misma cadena.

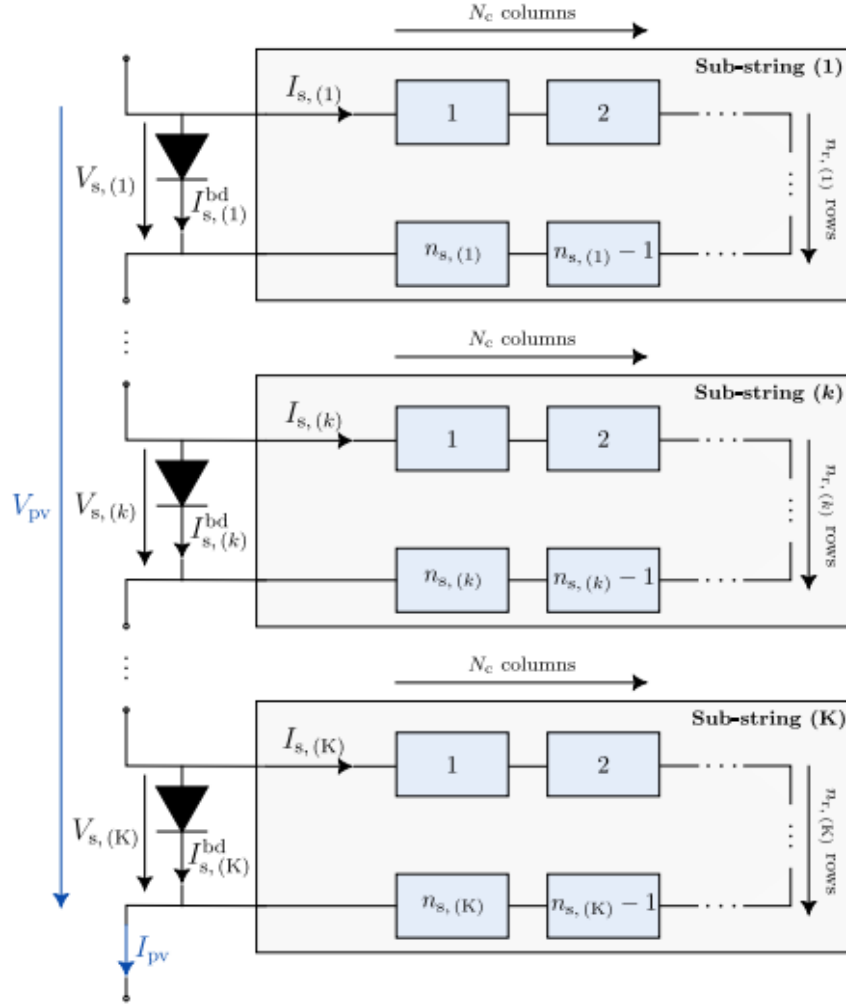


Figura 19: Esquema sub-strings [20].

$$I_{s,(k,n_{s,(k)})} + I_{s,(k)}^{bd} - I_{s,(k+1, k)} - I_{s,(k+1)}^{bd} = 0 \quad (30)$$

donde $I_{s,(k,n_{s,(k)})} + I_{s,(k)}^{bd}$ representa la corriente que sale de la cadena k , y $I_{s,(k+1, k)} - I_{s,(k+1)}^{bd}$ la que entra en la siguiente cadena $k + 1$.

De manera análoga a la expresión I_d ecuación (19), el diodo de derivación queda representado por:

$$I^{bd} = I_o^{bd} \cdot \left(\exp\left(\frac{(V^{bd} + R_s^{bd} \cdot I^{bd})}{n^{bd} \cdot V_t}\right) - 1 \right) \quad (31)$$

Los parámetros de esta ecuación se encuentran en las hojas técnicas entregadas por el fabricante.

En conjunto a la corriente de fuga por avalanche breakdown, estas consideraciones permiten representar adecuadamente los efectos del mismatch y otros fenómenos que ocurren en la operación normal del módulo. No obstante, la aplicación práctica de estas formulaciones requiere de métodos de resolución específicos, los cuales se abordan en la siguiente sección.

2.2.3.4 Resolución SDM

Existen diferentes enfoques para la resolución de modelos fotovoltaicos, los cuales pueden clasificarse en dos categorías principales: métodos analíticos y métodos numéricos.

Los métodos analíticos utilizan relaciones o algoritmos que permiten llegar a resultados de manera directa. En [50] se hace una compilación de 14 métodos analíticos aplicados al SDM para su posterior comparación, destacando que en general, se emplean los datos proporcionados por el fabricante como condiciones iniciales, o bien se realizan suposiciones sobre algún parámetro específico para posteriormente determinar el resto. Su principal ventaja radica en la simplicidad y bajo costo computacional, ya que la información contenida en las hojas de datos suele ser suficiente para extraer los parámetros del modelo [50].

En contraste con los métodos analíticos, los métodos numéricos se basan en la formulación de algoritmos que, mediante un proceso iterativo, permiten aproximarse progresivamente a la solución buscada. Entre los enfoques más empleados destacan el método de Newton-Raphson, el método de Gauss-Seidel y las aproximaciones por tramos [50]. Diversos estudios han evaluado la eficacia de estos métodos, en particular, en [56] concluyen que el algoritmo de Newton-Raphson ofrece resultados más representativos al modelar diferentes tecnologías fotovoltaicas bajo variadas condiciones de irradiancia y temperatura. Asimismo, este método presenta, en general, uno de los menores tiempos de convergencia, lo que lo convierte en la alternativa más utilizada en la práctica.

Aunque los métodos analíticos permiten una resolución rápida y con bajo costo computacional, su precisión se ve limitada frente a las incertidumbres propias de instalaciones de gran escala y a las variaciones en las condiciones ambientales [50]. En este sentido, en [49] se realizó una comparación entre distintos métodos analíticos y un método numérico para la resolución del SDM, evidenciando que el desempeño de los primeros depende tanto de las condiciones climáticas como de las características del módulo. Por el contrario, el método numérico analizado mostró un comportamiento más robusto, preciso y consistente en todos los escenarios, lo que respalda su aplicación en estudios de caracterización avanzada. Finalmente, la selección del método de resolución dependerá de la relación entre costo computacional y precisión requerido en el estudio.

2.2.4 Conclusión Caracterización Eléctrica

El modelamiento eléctrico constituye la principal herramienta para evaluar el desempeño de un módulo fotovoltaico. En este contexto, un modelo adecuado debe ser capaz de representar el comportamiento real del sistema, incorporando su dependencia con la temperatura, la irradiancia y otros fenómenos operacionales. En el caso particular de los módulos bifaciales, resulta especialmente relevante considerar los efectos del mismatch derivados de las no homogeneidades en la irradiancia incidente, sin embargo, los estudios recientes sobre modelos O-E-T se inclinan por métodos similares al método del punto fijo, los cuales permiten estimar directamente el P_{mp} sin describir el comportamiento completo observable en la curva I-V.

Cuando el objetivo es caracterizar el desempeño completo del sistema, resulta necesario recurrir a modelos capaces de reconstruir la curva I-V en toda su extensión. Dentro de los enfoques utilizados para construir la curva, el modelo de diodo único (SDM) continúa siendo la herramienta más utilizada para representar la curva I-V de módulos bifaciales, en particular la metodología empleada en [18] ha sido validada experimentalmente en distintos estudios, demostrando su efectividad al implementar correcciones en sus parámetros en función de la irradiancia trasera. No obstante, se ha reportado que sus resultados pueden presentar discrepancias del orden del 20 [%] respecto a las mediciones. Por este motivo, se han propuesto variantes con correcciones en los parámetros de entrada que muestran un mejor ajuste, sin embargo, dichos enfoques aún no han sido validados en diferentes tecnologías ni en estudios independientes.

2.3 Caracterización Térmica

El diseño de un sistema fotovoltaico requiere predecir su producción anual de energía, lo que implica estimar la temperatura de operación de los módulos bajo condiciones ambientales locales [57]. Como se señaló en el capítulo anterior 2.2.1, la temperatura de la celda fotovoltaica desempeña un rol central en el proceso de conversión energética, ya que el voltaje de salida y, en consecuencia, la potencia generada disminuye al aumentar la temperatura de operación. Asimismo, la temperatura de la celda también depende de la potencia generada, por lo que en la operación real ambos parámetros están vinculados.

La caracterización térmica en principio busca determinar la temperatura de la celda, la cual es dinámica frente a cambios en las condiciones climáticas [44]. En su operación interactúan los tres mecanismos de transferencia de calor: conducción, convección y radiación [48]. Para representar la respuesta térmica del módulo, se han desarrollado distintas metodologías de modelado que difieren en precisión, complejidad, coste computacional y aplicación. En general, estos modelos difieren en los supuestos iniciales respecto al estado del módulo fotovoltaico, los modelos estáticos que evalúan la temperatura del módulo suponiendo estado estacionario, y los modelos dinámicos, que permiten describir la evolución temporal de la temperatura considerando la inercia térmica de los materiales que componen el panel [48].

En esta sección se analizan distintos modelos utilizados en la literatura para la caracterización térmica de módulos fotovoltaicos, comenzando con los enfoques estáticos, hasta llegar a los modelos dinámicos o transientes. Se hace especial énfasis en estos últimos, dado que permiten una mayor representatividad de los fenómenos de transferencia de calor y capturan los efectos transitorios asociados a la operación real de los sistemas fotovoltaicos.

2.3.1 Transferencia de Calor en Módulos Fotovoltaicos

Cuando la luz solar incide sobre la superficie del vidrio, una parte se refleja, una pequeña parte se absorbe, mientras que el resto se transmite a través del vidrio y funciona como energía de entrada [58]. Dentro de toda la radiación que el módulo fotovoltaico es capaz de absorber, únicamente los fotones con la energía suficiente son capaces de desencadenar el efecto fotovoltaico, la radiación fuera de este rango, como el espectro infra rojo, solo incrementan la temperatura del módulo [46], por lo que solo una porción de la energía de entrada logra desencadenar el efecto fotovoltaico.

En la Figura 20 se observan los mecanismos de transferencia de calor en las distintas capas de un módulo bifacial. Debido a las pérdidas eléctricas y por recombinación [48], una vez que la radiación es absorbida por la celda fotovoltaica parte de esta energía se transforma en calor, lo que genera un aumento de temperatura en esta sección que posteriormente se transfiere mediante conducción hacia las capas externas, así finalmente el módulo transfiere calor al entorno mediante convección y conducción [58].

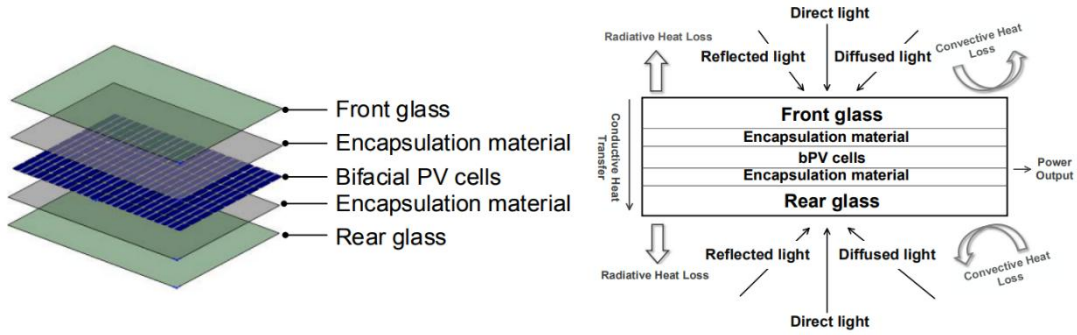


Figura 20: Esquema de transferencia de calor en un módulo fotovoltaico bifacial [43].

En función de lo anterior, cada capa está sometida a distintos mecanismos de transferencia de calor, en terminos generales, la ecuación (32) describe el intercambio de energía en cualquier capa.

$$E_{absorbida} = E_{out} - E_{in} \quad (32)$$

Es común abordar la transferencia de calor de manera unidimensional a lo largo del grosor del módulo, para lo que se tienen distintos enfoques, los que se dividen en modelos estacionarios y modelos transientes. Como se destaca en [44], un buen modelo térmico debe tener suficiente representatividad para integrarse con modelos eléctricos en un marco termo-eléctrico conjunto, lo que permite analizar el efecto de la temperatura en la producción de potencia y viceversa.

2.3.1.1 Modelos transientes

Los modelos transientes [12], [20], [44], [58], [59], [60] consideran la evolución temporal de la temperatura en las capas del módulo por lo que son especialmente útiles para el estudio de fenómenos como el sombreadamiento [20], [44]. En general son resueltos mediante redes de resistencias que permiten evaluar la temperatura en cada capa. En [12], [58] este enfoque evidencio que la transferencia radiativa del módulo con el entorno comprende sobre el 70[%] de las pérdidas térmicas, mientras que la conducción se mantiene entorno al 1[%], demostrando que es posible ignorar la conducción interna asumiendo que el módulo se comporta como un bloque sólido con propiedades homogéneas.

Si bien la transferencia radiativa comprende la mayor porción de pérdidas térmicas, los estudios anteriores suelen representar este mecanismo mediante la ley de Stefan-Boltzmann

$$\dot{E}_{rad} = F \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot A \cdot (T_{mod}^4 - T_{sky}^4) \quad (33)$$

Donde ε es la emisividad del módulo, σ es la constante de Stefan-Boltzmann $5.67 \times 10^{-8} [W/(m^2 K^4)]$ y F es el factor de visión, que es comúnmente abordado como una constante en función del ángulo de inclinación. Sin embargo, dada la anisotropía del cielo, este enfoque resulta insuficiente debido a que la emisividad efectiva de la atmósfera varía significativamente según el ángulo cenital, como se indica en [61] la atmósfera se comporta de manera más densa y cálida cerca del horizonte y más transparente en el cenit, lo que implica que un factor de visión constante no logra capturar la verdadera capacidad de disipación hacia el espacio profundo. Adicionalmente, la emisividad del módulo fotovoltaico varía en función de la temperatura y la composición del espectro infrarrojo, por lo que, siendo la transferencia radiativa el mecanismo dominante, debe abordarse con mayor rigurosidad técnica. Estos conceptos son profundizados en otra área de estudio fotovoltaica que busca optimizar la refrigeración pasiva mediante la incorporación de materiales con emisividad selectiva en el espectro de la ventana atmosférica, como se analiza en el trabajo de [62].

2.3.1.2 Modelos estacionarios

Los modelos estacionarios se basan en la suposición de que el módulo alcanza el equilibrio térmico, por lo que el balance de energía se reduce a la igualdad entre la energía absorbida y la energía disipada.

$$0 = E_{out} - E_{in} \quad (34)$$

$$q_{sol} = q_{elect} + q_{rad} + q_{conv} + q_{cond} \quad (35)$$

Este balance es global y al igual que en algunos modelos transientes, este enfoque asume al módulo fotovoltaico como un bloque con propiedades homogéneas, por lo que no considera la distribución de temperatura dentro del módulo, sin embargo, permiten representar la temperatura del módulo con errores de RMSE que oscilan entre 2 [°C] y 3 [°C] [61] bajo condiciones estándar de operación.

En la literatura se presentan diversos modelos estacionarios como los de Faiman, SAPM (Sandia Array Performance Model) y el modelo de Fuentes (NOCT). Todos ellos comparten suposiciones fundamentales, destacando la simplificación de la transferencia de calor mediante la linealización del intercambio radiativo. Esta suposición permite establecer una expresión matemática general para la temperatura del módulo:

$$T_m = T_{amb} + \frac{q_{sol}}{u_1 + u_0 \cdot v_w} \quad (36)$$

Donde los coeficientes u_1 y u_0 representan la transferencia de calor por convección y radiación. La ecuación anterior corresponde al modelo de Faiman, el cual se caracteriza por

su simplicidad al agrupar las pérdidas térmicas en coeficientes globales. Es importante destacar que al igual que en el SAMP model, en esta formulación no se trata de manera directa el aporte de calor derivado de la producción de potencia eléctrica, por lo que estos modelos no pueden ser utilizados para generar un modelo termo-eléctrico, contrario a modelos como el de SAM o el de PVsyst, que incorporan el efecto eléctrico.

$$T_m = T_{amb} + \frac{G_{poa} \cdot \alpha - G_{poa} \cdot \eta}{u_1 + u_0 \cdot v_w} \quad (37)$$

Si bien todos estos modelos siguen una estructura similar, la diferencia radica en la forma en que abordan y parametrizan los términos de transferencia de calor, lo que termina caracterizando la sensibilidad de cada modelo ante variables como la irradiancia y la velocidad del viento v_w .

Una de las limitaciones de este enfoque radica en la linealización de la tasa de rechazo de calor radiativo, lo que impide una representación físicamente precisa de dicho mecanismo. En condiciones de operación real, el módulo experimenta una pérdida energética mediante la radiación de onda larga hacia la bóveda celeste, cuya temperatura efectiva es significativamente inferior a la temperatura ambiente. Esta deficiencia es abordada en profundidad en [61], donde se propone una modificación al modelo de Faiman para incorporar explícitamente las pérdidas radiativas hacia la bóveda celeste. Al integrar este término no lineal, se logra corregir la subestimación del enfriamiento alcanzando un mejor ajuste con una incertidumbre reducida y una mayor fidelidad física tanto en periodos nocturnos como diurnos.

Si bien el enfoque estacionario no considera la totalidad de los fenómenos térmicos internos y gradientes entre capas, su robustez estadística y facilidad de implementación han permitido que estos modelos sean el estándar en la industria. Esto ha derivado en su uso en softwares comerciales de simulación energética como PVsyst, SAM (System Advisor Model) y PVLib, consolidándose como herramientas fundamentales para la predicción de rendimiento en sistemas fotovoltaicos a gran escala.

2.3.1.3 Modelos aplicados en bPV

Al comparar el comportamiento térmico de módulos monofaciales y bifaciales, no se observan diferencias significativas en los mecanismos de transferencia de calor, por lo que los modelos son adaptados incorporando el aporte trasero. Los modelos transientes incorporan su efecto de manera directa, incluyendo el aporte en la red de resistencias, sin embargo, dado que los modelos estacionarios suelen emplearse como modelos empíricos con parámetros definidos (u_1 y u_0), estos deben ser readaptados para considerar el aporte trasero.

En [63] se extiende el SAPM model a la tecnología bifacial incluyendo la irradiancia trasera mediante factores de visión. En dicha investigación, se logró representar la temperatura de la

celda con un RMSE de 3.4 [°C], una precisión ligeramente inferior a la variante monofacial que registró un RMSE de 3.1 [°C].

En la Tabla 3 se presenta una síntesis de los principales modelos térmicos reportados en la literatura. En términos generales, la mayoría de ellos se formulan en una sola dimensión, lo que implica que los gradientes laterales de temperatura no son considerados. En el caso de los modelos transientes, más allá del método de resolución numérica adoptado, las diferencias radican principalmente en las consideraciones asumidas para estimar el calor disipado por la celda y en el tratamiento de los mecanismos de transferencia con el entorno.

2.3.2 Conclusión Caracterización Térmica

La temperatura de operación de la celda fotovoltaica es un parámetro crítico en la estimación del rendimiento energético, dado su impacto directo sobre el voltaje y la potencia generada. A su vez, la potencia eléctrica producida influye en la temperatura del módulo, estableciendo una interacción termo-eléctrica que debe ser considerada para representar adecuadamente el comportamiento real del sistema. Por esta razón, los modelos que desacoplan completamente ambos fenómenos presentan limitaciones conceptuales en escenarios de operación real.

En la literatura se reportan diversos modelos térmicos basados en supuestos estacionarios y transientes, incluyendo extensiones para módulos bifaciales. Los modelos transientes ofrecen una mayor capacidad para analizar fenómenos dinámicos y espaciales, pero presentan un alto costo computacional y, en muchos casos, simplifican el tratamiento de la transferencia radiativa, a pesar de que este mecanismo constituye la principal vía de disipación térmica del módulo. Adicionalmente, una parte significativa de los modelos transientes reportados en la literatura han sido validados principalmente mediante comparaciones con otros simuladores, más que con mediciones experimentales en terreno, lo que refuerza la necesidad de estudios basados en datos reales para evaluar el desempeño térmico de módulos fotovoltaicos en estas condiciones extremas.

Por otro lado, los modelos estacionarios destacan por su simplicidad, robustez y facilidad de implementación, y mediante ciertas modificaciones permiten representar de mejor manera las pérdidas radiativas. Estos modelos han sido adaptados también a módulos bifaciales, pudiendo calibrarse para condiciones específicas de operación. Sin embargo, al formular la temperatura del módulo como un valor promedio, no logran capturar las variaciones espaciales inducidas por distribuciones de irradiancia no homogénea, particularmente relevantes en sistemas bifaciales donde el aporte trasero puede variar localmente. En este contexto, los gradientes térmicos y eléctricos dentro del módulo pueden afectar los índices de desempeño, lo que motiva el desarrollo de enfoques que permitan una discretización espacial compatible con modelos estacionarios y con un costo computacional acotado.

Tabla 3: Resumen modelos térmicos.

Referencia	Modelo	Formulación	Observaciones	Error/Validación
[64]	Faiman	$T_m = T_{amb} + \frac{q_{sol}}{u_1 + u_0 \cdot v_w}$	-No consideran los efectos termo-eléctricos.	$\pm 1-3$ [°C] bajo condiciones específicas
	SAMP	$T_m = T_{amb} + \frac{G_{poa}}{e^{-(a+b \cdot WS)}}$	-Limitados a condiciones específicas. -Bajo costo computacional.	
	PVsyst	$T_m = T_{amb} + \frac{G_{poa} \cdot \alpha \cdot (1 - \eta)}{u_1 + u_0 \cdot v_w}$	-Limitados a condiciones específicas.	
	SAM	$T_m = T_{amb} + \frac{G_{poa} \cdot \tau \alpha \cdot (1 - \eta)}{U_L}$	-Bajo costo computacional.	
[20]	TNR a nivel de celda	Red de resistencias térmicas discretizada a nivel de celda, considera balances de energía simples.	-Ignora los efectos conductivos entre las celdas aledañas. -Asume módulo como un sólido con propiedades homogéneas.	No se especifica
[60]	Elementos finitos	Modelo térmico unidimensional en capas.		Validación con datos experimentales.
[58]	TNR	Modelo térmico unidimensional en capas aplicado a módulos monofaciales.	-Unidimensional. -No considera discretización de celda.	Validación con datos experimentales y modelos empíricos.
[18]	TNR	Extensión del anterior a módulos bifaciales.		Comparación con otros PVsyst y Sun model.
[44]	FTN	Modelado detallado mediante COMSOL que discretiza cada celda e incluye interacciones térmicas entre ellas.	Mayor fidelidad espacial, pero con un alto costo computacional y poca aplicabilidad práctica.	Validación mediante arreglo experimental con termografía y termocuplas.

2.4 Acoplamiento de Modelos O-E-T

En las secciones anteriores se analizaron los diferentes aspectos que deben ser determinados para caracterizar el desempeño de un módulo fotovoltaico. En particular, se observó que las tres formas de caracterización: Óptica, Eléctrica y Térmica interactúan entre sí, observándose en las últimas dos una relación directa dada la dependencia que existe entre la potencia generada por la celda fotovoltaica y la temperatura que va adoptando. En función de lo anterior, es común encontrar modelos termo-eléctricos, que acoplan ambos modelos para describir en conjunto el funcionamiento de la celda fotovoltaica.

2.4.1 Modelo Termo-Eléctrico

Como se observó en el capítulo 2.3.1, dado que los modelos térmicos dinámicos suelen incorporar la potencia fotovoltaica en su balance de energía, es común utilizar este tipo de modelos de la mano con los modelos eléctricos. Cuando se acoplan ambos modelos se habla de modelos termo-eléctricos.

El modelo termo-eléctrico permite representar la evolución térmica que sufre la celda fotovoltaica en el tiempo y como a partir de esta variación se genera la potencia fotovoltaica, lo que se consigue al unir los sistemas de ecuaciones provenientes de ambos modelos.

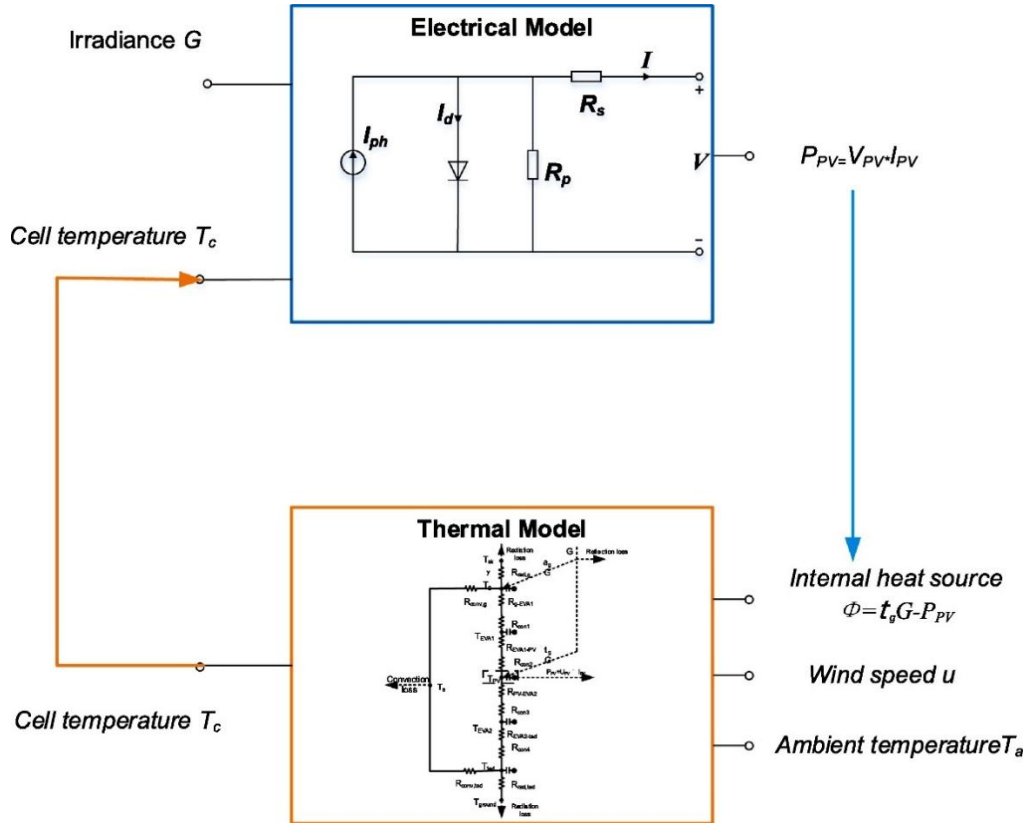


Figura 21: Diagrama esquemático del acoplamiento termo-eléctrico [44].

La Figura 21 presenta un esquema típico de cómo se unen ambos modelos, finalmente, el tipo de resolución específico adoptado en ambos modelos va a describir la forma en la que estos interactúen.

2.4.2 Acople Modelo Óptico-Eléctrico-Térmico

Como se puede observar en la Figura 21, para que el modelo termo-eléctrico pueda funcionar requiere las condiciones del ambiente como datos de entrada. Entre ellos se destaca la velocidad del viento, la temperatura ambiente y la irradiancia. A diferencia del modelo eléctrico y térmico, la característica no homogénea de la irradiancia trasera genera la necesidad de establecer un modelo propio para este parámetro, por lo que para capturar el desempeño real de los módulos fotovoltaicos bifaciales, la caracterización queda completa al ser descrita por un modelo O-E-T, ilustrado en la Figura 23.

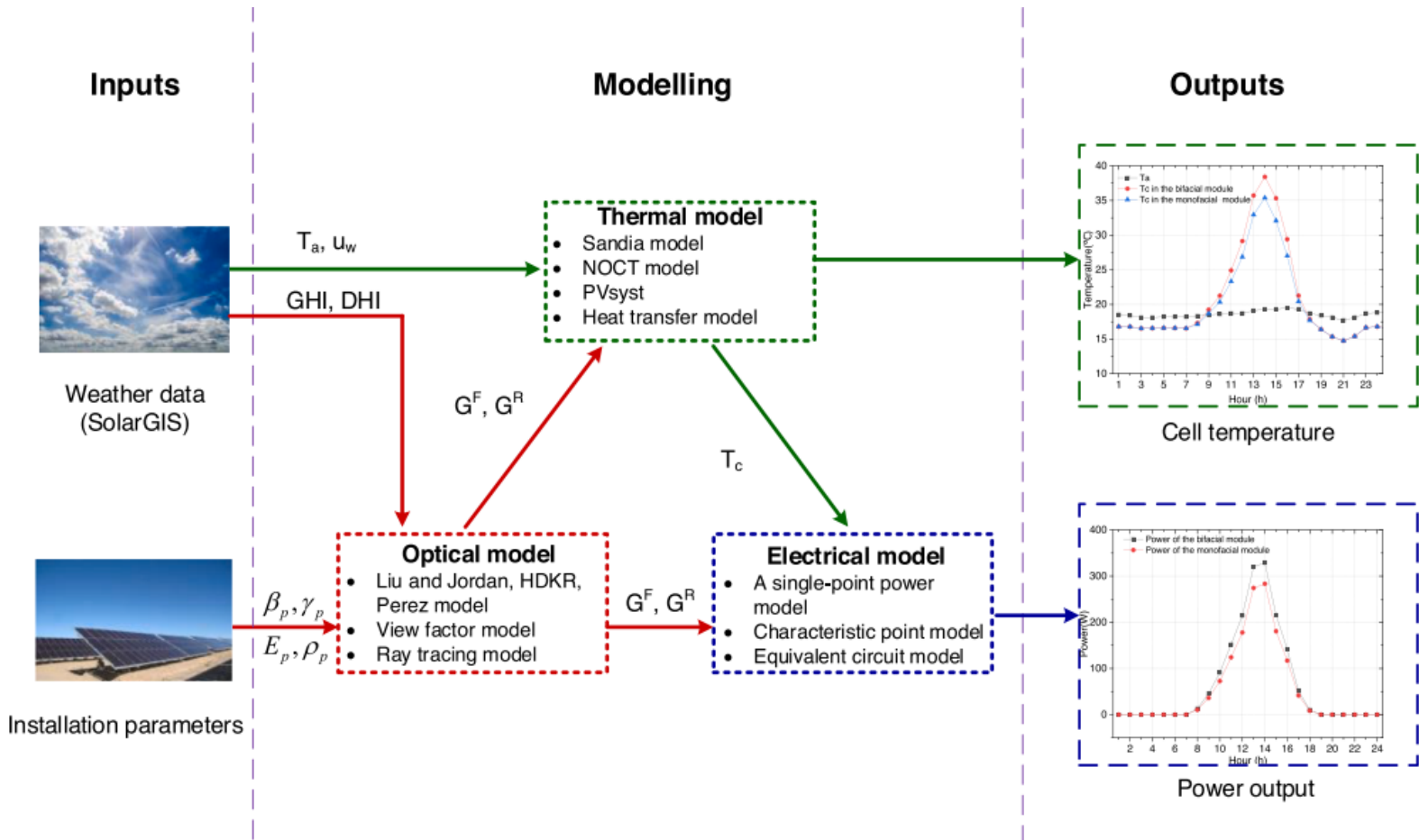


Figura 22: Diagrama esquemático del acoplamiento O-E-T [43].

Así, la solución del modelo O-E-T se resuelve siguiendo los siguientes pasos [58]:

1. **Carga de datos.** El usuario introduce primero los datos meteorológicos y las especificaciones fotovoltaicas proporcionadas por los fabricantes. A continuación, se calculan los parámetros característicos fotovoltaicos bajo STC.
2. **Solución iterativa.** El conjunto de ecuaciones resultante consiste en una serie de iteraciones: en primer lugar, la electricidad producida por el módulo fotovoltaico y así mismo, la energía interna asociada a este proceso se puede calcular después de asumir una temperatura para cada capa. En segundo lugar, las temperaturas nuevas se calculan para cada capa, y estas se pueden utilizar como entrada para la siguiente iteración. Este proceso se seguirá hasta que las ecuaciones converjan en un valor o hasta que el error relativo máximo se cumpla.
3. **Posprocesamiento.** La potencia de salida del sistema fotovoltaico y la distribución de temperatura se obtienen tras la convergencia.

En la literatura, uno de los primeros estudios en acoplar modelos O-E-T a módulos bifaciales fue el de [18], ampliamente citado y utilizado como referencia en trabajos posteriores. La metodología empleada en cada caracterización se resume en la Tabla 4. Al tratarse de una de las primeras aplicaciones de este tipo en bPV, el estudio evidenció la falta de datos experimentales para validar el modelo, por lo que se recurrió al uso de softwares como *PVsys* y *Sun model*. Asimismo, se destacó la necesidad de profundizar en el análisis de los efectos de la irradiancia no homogénea.

Posteriormente, [40] aplicó un modelo acoplado para evaluar el desempeño de distintas configuraciones de enfriamiento en bPV. En este trabajo, la caracterización eléctrica se basó en el modelo de potencia de un solo punto, evaluando la respuesta mediante la eficiencia eléctrica. En cuanto al modelo térmico, se incorporaron enfoques de métodos de volúmenes finitos (FVM) a través de CFD, lo que permitió un análisis tridimensional del módulo, aunque bajo el supuesto de propiedades materiales constantes.

Más adelante, [41] utilizó un enfoque similar para estudiar un sistema CPC-PV (concentrador fotovoltaico), incorporando Ray Tracing (RT) en el modelo óptico. En este caso, se propuso una variante del modelo de potencia de un solo punto, denominada *instantaneous electrical efficiency* (eficiencia eléctrica instantánea), que permite discretizar el módulo y capturar los efectos de distribuciones térmicas no uniformes. Nuevamente, se señaló la carencia de datos experimentales que respalden la validez del modelo. En la misma línea, en [12] planteó una estructura metodológica similar a la de [18], aunque adoptando la caracterización eléctrica mediante eficiencia. Finalmente, [42] retomó el enfoque empleado en [41] aplicándolo un sistema bPV, proponiendo una metodología O-E-T orientada a condiciones climáticas no extremas.

En conjunto, los estudios revisados muestran que la tendencia en la modelación eléctrica ha sido caracterizar el desempeño de los módulos mediante la eficiencia eléctrica, lo que permite acoplar los tres dominios (óptico, eléctrico y térmico), sin embargo, mediante este enfoque no es posible obtener la curva I–V, dejando de lado aspectos críticos del análisis eléctrico de bPV, como el estudio de pérdidas por mismatch, la formación de hotspots o la activación de diodos bypass bajo irradiancia no homogénea.

Adicionalmente, todos los trabajos revisados carecen de validación experimental en condiciones reales, recurriendo principalmente a softwares de simulación para comparación. Lo anterior no se aplica a [42], donde se utiliza un arreglo experimental con condiciones de albedo controladas, para lo que se utiliza una capa de aluminio extendida bajo los módulos. Esto implica que los efectos reales de la no homogeneidad aún no han sido capturados en condiciones reales de operación. Por último, cabe destacar que la mayor parte de estos estudios se han centrado en entornos de condiciones climáticas moderadas, sin considerar el impacto de escenarios de alta radiación.

2.4.3 Conclusión Modelos O-E-T

A pesar de los avances recientes en el acople de modelos ópticos, eléctricos y térmicos (O–E–T), la literatura aún presenta limitaciones importantes. En primer lugar, los modelos ópticos empleados rara vez se validan con datos experimentales en terreno y, menos aún, en arreglos reales que incorporen varios módulos, lo que impide representar adecuadamente la naturaleza no homogénea de la irradiancia. Por otra parte, los estudios más recientes han tendido a simplificar la caracterización eléctrica mediante el uso de eficiencias globales, ignorando el análisis detallado necesario para evaluar con precisión el desempeño de un sistema bifacial y, en particular, para determinar los efectos de la irradiancia no uniforme sobre la curva I–V. En cuanto a la dimensión térmica, los enfoques más recientes en aplicaciones O–E–T permiten describir con alto nivel de detalle el comportamiento térmico, incluyendo discretizaciones a nivel de celda, sin embargo, su uso se ha concentrado mayoritariamente en la reproducción de escenarios simulados, con validaciones frecuentemente basadas en la comparación entre modelos. Esta dependencia ha limitado el desarrollo de formulaciones térmicas propias para sistemas bifaciales, particularmente aquellas capaces de representar condiciones reales de operación caracterizadas por irradiancia no homogénea y entornos desérticos extremos. Por otra parte, la mayoría de las investigaciones O–E–T se concentran en condiciones climáticas no extremas, por lo que no se ha explorado con la suficiente profundidad cómo entornos de alta radiación y condiciones extremas impactan simultáneamente en la respuesta óptica, eléctrica y térmica, lo que evidencia que el campo del acople O–E–T en bPV continúa siendo limitado y con vacíos de investigación.

Tabla 4: Resumen de modelos O-E-T.

Referencia	O	E	T	Descripción/Observación	Validación
[18]	VF	SDM modificado	Redes de resistencia 1D	Estimaciones de desempeño diario y anual para bPV. Análisis de distribución de resistencias térmicas. Evaluación de desempeño en función de parámetros climáticos.	Comparación de energy yield y ganancia bifacial mediante PVsyst y Sun model.
[40]	VF	Modelo de potencia de un solo punto	CFD (Ansys Fluent, 3D)	Estudio del comportamiento térmico estático y transiente de un módulo con enfriamiento. Análisis de potencia y distribución térmica en función del albedo.	Comparación con los datos de [18].
[41]	RT con TracePro	Eficiencia eléctrica instantánea	Ansys (Fluent, 3D)	Análisis O-E-T en un CPC-PV. Proponen el método de eficiencia eléctrica instantánea que discretiza el módulo.	Comparación con otros estudios.
[12]	VF	Modelo de potencia de un solo punto	Redes de resistencia 1D	Estimaciones energéticas globales en bPV. Análisis de distribución de mecanismos de transferencia de calor en función de parámetros climáticos.	Comparación con los datos de [18].
[42]	RT con TracePro	Eficiencia eléctrica instantánea	CFD (3D)	Proponen un modelo O-E-T enfocado en desempeño de bPV bajo condiciones ambientales. Considera radiación y convección calculadas con CFD. El modelo 3D entrega distribución de temperaturas en la superficie del módulo. Evalúan impacto de altura del arreglo.	Validación mediante arreglo experimental outdoor de parámetros termo-eléctricos y ópticos.

2.5 Performance Ratio

Como se mencionó en el capítulo 1.8, el Performance Ratio (PR) es una métrica clave para evaluar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos (PV), es ampliamente utilizada tanto en fases de operación como en pruebas de aceptación, especialmente dentro de acuerdos contractuales [23].

La norma IEC 61724-1:2021[6] define el PR para sistemas fotovoltaicos monofaciales como el cociente entre el rendimiento final del sistema (Y_f) y el rendimiento de referencia (Y_r) medido bajo STC, e indica el efecto global de las pérdidas en el sistema midiendo la energía que sale del sistema respecto a la energía esperada a STC)

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\frac{E_{out}}{P_0}}{\frac{H_i}{G_{i,ref}}} \quad (38)$$

donde E_{out} es la energía generada [kWh], P_0 la potencia nominal del sistema [kW], H_i la radiación incidente en el plano de estudio [kWh/m²] y $G_{i,ref}$ la irradiancia de referencia bajo STC.

Esta métrica expresa el efecto agregado de todas las pérdidas del sistema como mismatch, hotspots, fallas en componentes, pérdidas en los elementos, entre otras, permitiendo comparar plantas entre sí independientemente de su tamaño, ubicación o recursos solares disponibles.

2.5.1 PR corregido

Dado que la energía esperada de un sistema fotovoltaico presenta una fuerte dependencia a la temperatura, al calcular el PR tomando como referencia la potencia bajo STC, esta métrica tiende a variar significativamente en función del entorno en que se mida. En consecuencia, el PR experimenta fluctuaciones a lo largo del año.

En [65], se analizó el comportamiento del PR durante un periodo superior a un año, observándose variaciones entre un 15.0 [%] y un 16.6 [%]. Dichas variaciones fueron atribuidas principalmente a los efectos de la temperatura y del espectro solar, demostrando que el efecto térmico ejerce la influencia dominante, mientras que el segundo depende de la sensibilidad espectral de la tecnología fotovoltaica utilizada.

Considerando que el PR se emplea como parámetro de referencia en acuerdos contractuales y evaluaciones de desempeño, su variabilidad estacional representa un riesgo para las partes involucradas, introduciendo sesgos asociados a la época del año. Así, un PR bajo durante el

verano puede perjudicar al generador, mientras que un PR alto en invierno podría beneficiar al cliente [23].

Para atenuar el efecto del clima se utiliza un ajuste de PR en función de la temperatura de funcionamiento de la celda. La norma IEC 61724-1:2021[6] establece la base para el cálculo de PR corregidosin embargo, organismos como el NREL [23] han propuesto otras formas de calcularlo.

$$PR_{corr} = \frac{\sum_i E_{out,i}}{\sum_i \left[\frac{E_0 C_{i,k} G_{POA_i}}{G_{i,ref}} \right]} \quad (39)$$

donde $C_{i,k}$ es el factor de ajuste de temperatura nominal, que utiliza el coeficiente de temperatura de máxima potencia [$^{\circ}C^{-1}$], que cuantifica cuanto cambia la potencia en función de la temperatura de la celda. Así:

- E_{out} : Energía generada [kWh].
- E_0 : Energía nominal [kWh].
- G_{POA_i} : Irradiancia en la superficie [W/m^2].
- $G_{i,ref}$: Irradiancia bajo condiciones estándar ($1000 [W/m^2]$).
- BIF_i : factor de irradiancia bifacial [-].
- φ : Coeficiente de bifacialidad de máxima potencia [-].
- $C_{i,k}$: Factor de ajuste de temperatura nominal [-].
- γ : Coeficiente de temperatura de máxima potencia [$^{\circ}C^{-1}$].
- $T_{mod,k}$: Temperatura del módulo [$^{\circ}C$].

$$C_{k,25^{\circ}C} = \left(1 + \gamma * (T_{mod,k} - 25) \right) \quad (40)$$

La temperatura de la celda presenta una fuerte dependencia a las condiciones climáticas en las que se encuentre operando, dependiendo de la formulación utilizada para obtenerla se considerarán distintos parámetros climáticos, como la temperatura ambiente, la velocidad del viento, entre otros. Sin embargo, la energía producida también depende de la irradiancia incidente, por lo que algunos organismos, como el NREL [23], proponen otras formas de calcular el factor de corrección:

$$C_{i,k} = \left(1 - \frac{\delta}{100} \cdot (T_{cell_typ_avg} - T_{cell_i}) \right) \quad (41)$$

$$T_{cell_typ_avg} = \sum [G_{POA_typ_j} \cdot T_{cell_typ_j}] / \sum [G_{POA_typ_j}] \quad (42)$$

donde δ representa lo mismo que γ , pero en negativo. Por otra parte, el subíndice “*cell_typ*” hace referencia a un año de información meteorológica, mientras que “*j*” representa cada hora del año. En esta representación, el factor de corrección se llama “*corrección por clima*”.

Como se vio en las secciones anteriores, para calcular la potencia de un sistema fotovoltaico, es necesario conocer los distintos parámetros que inciden en la respuesta eléctrica, como la temperatura ambiente, la velocidad del viento, la irradiancia, entre otros. En unión a lo anterior, la metodología de medición utilizada para medir estos parámetros también resulta fundamental para obtener resultados válidos.

2.5.2 PR Bifacial

La IEC 61724-1:2021[6] establece la formula base para el cálculo del *PR bifacial* (bPR), incorporando el aporte de la irradiancia trasera mediante el BIF (ecuación (16)). De esta forma la ecuación (39) se reescribe como:

$$PR_{bif} = \frac{\sum_i E_{out_i}}{\sum_i \left[\frac{E_0 \cdot C_{i,k} \cdot G_{POA_i} \cdot BIF_i}{G_{i,ref}} \right]} \quad (43)$$

donde E_0 representa la energía generada por la cara frontal del módulo. Para su cálculo se requieren la energía producida, la temperatura del módulo, el punto de máxima potencia y las irradiancias frontal y trasera, las cuales pueden obtenerse mediante mediciones o simulaciones; en ambos casos, una adecuada caracterización de la irradiancia es esencial para obtener resultados representativos.

Los primeros estudios sobre PR bifacial [19], [66] se basaron en mediciones experimentales. En [19], siguiendo la IEC 60904-1-2:2019, se analizan distintas tecnologías bifaciales, concluyéndose que variaciones de hasta un 15[%] en la bifacialidad generan cambios menores al 2[%] en el PR, siendo las condiciones climáticas y de instalación los factores más influyentes. En [66], realizado en el desierto de Atacama, se observa que el PR se maximiza en primavera-verano y disminuye hacia el otoño, lo que se atribuye al efecto de “limpieza natural” producido por la *camanchaca*¹⁰. No obstante, al no incluir mediciones de temperatura del módulo, los resultados carecen de corrección térmica, introduciendo un sesgo en el PR obtenido.

En [67] se realiza una comparación entre un sistema fotovoltaico bifacial y otro monofacial, y dado que no poseen mediciones en terreno, utilizan un conjunto de softwares, entre ellos *bifacial_radiance*, para estimar la irradiancia sobre el plano de interés. La metodología

¹⁰ Fenómeno meteorológico de neblina costera caracterizada por ser densa y copiosa, con gotas demasiado finas para ser consideradas lluvia.

descrita para irradiancia es limitada, pues se utilizan cuatro softwares distintos sin un contraste efectivo con datos reales. En función de lo anterior, determinan el PR y la ganancia bifacial del lugar de estudio, para lo que utilizan la corrección de temperatura, sin embargo, dado que no cuentan con mediciones directas de la temperatura del módulo, utilizan un modelo estático en función de la temperatura ambiente y otros parámetros climáticos. Frente al método anterior, se encuentra que el PR bifacial corregido se minimiza en primavera-verano, atribuyendo esta relación a la alta radiación recibida durante esos meses, la que produce una disminución de rendimiento debido al aumento de temperatura. Adicionalmente, se analiza el impacto del albedo sobre el PR, encontrando que la arena clara lo maximiza.

2.5.3 Conclusión PR

Para evaluar el desempeño, el Performance Ratio (PR) adquiere un rol central debido a su amplio uso en acuerdos contractuales. En los módulos fotovoltaicos bifaciales (bPV), es necesario incorporar el factor de irradiancia bifacial (BIF) para considerar el aporte de la irradiancia trasera. Además, es común aplicar una corrección por temperatura o clima que permite mitigar el sesgo asociado a la variabilidad climática del sitio de estudio.

Los estudios en el área del PR bifacial evidencian la falta de metodologías representativas para su cálculo. Si bien en [19] se sigue el marco establecido por la IEC 60904-1-2:2019, como se describió en la sección 2.1, las investigaciones sobre la naturaleza no homogénea de la irradiancia trasera aún se encuentran en desarrollando, por lo que en el periodo en el que se desarrolló dicho estudio, las aproximaciones experimentales eran escasas y poco representativas, lo que se repite para [66]. Por su parte, en [67] se utiliza una metodología basada en la simulación de irradiancia mediante múltiples softwares, lo que implica una propagación de error acumulativa, y carece de validación experimental, reduciendo la representatividad de los datos obtenidos.

Si bien los estudios mencionados entregan información valiosa en el campo del PR bifacial, las limitaciones mencionadas reflejan la necesidad de realizar estudios que analicen en profundidad los efectos de la irradiancia trasera sobre el PR bifacial. En particular, el estudio de [67] muestra que independientemente de la corrección por temperatura, los valores de PR bifacial disminuyen en los meses de mayor radiación, atribuyendo esta causa al aumento de temperatura asociado a una mayor radiación. Si bien la corrección de temperatura permite normalizar las condiciones de medición en torno a la temperatura, el hecho de observar un menor PR bajo mayores irradiancias sugiere que existen otros factores que implican la reducción del rendimiento.

3.Método

En este capítulo se presenta el método empleado para desarrollar el modelo O-E-T aplicado a módulos fotovoltaicos bifaciales (bPV) y como a partir de esta herramienta se estudia el desempeño del sistema fotovoltaico. La

Figura 23 muestra un esquema general del enfoque propuesto, detallando la construcción e interacción de los modelos. El proceso comienza con los inputs que caracterizan a cada modelo de manera individual, una vez generado el modelo óptico este actúa como base para el resto de modelos. Estos últimos interactúan entre sí, generando el modelo termo-eléctrico necesario para obtener el output global del modelo O-E-T.

El objetivo de este enfoque es representar con fidelidad el comportamiento real del sistema fotovoltaico, alcanzando un nivel de granularidad de celda que permita capturar los efectos asociados a distribuciones de irradiancia no homogénea.

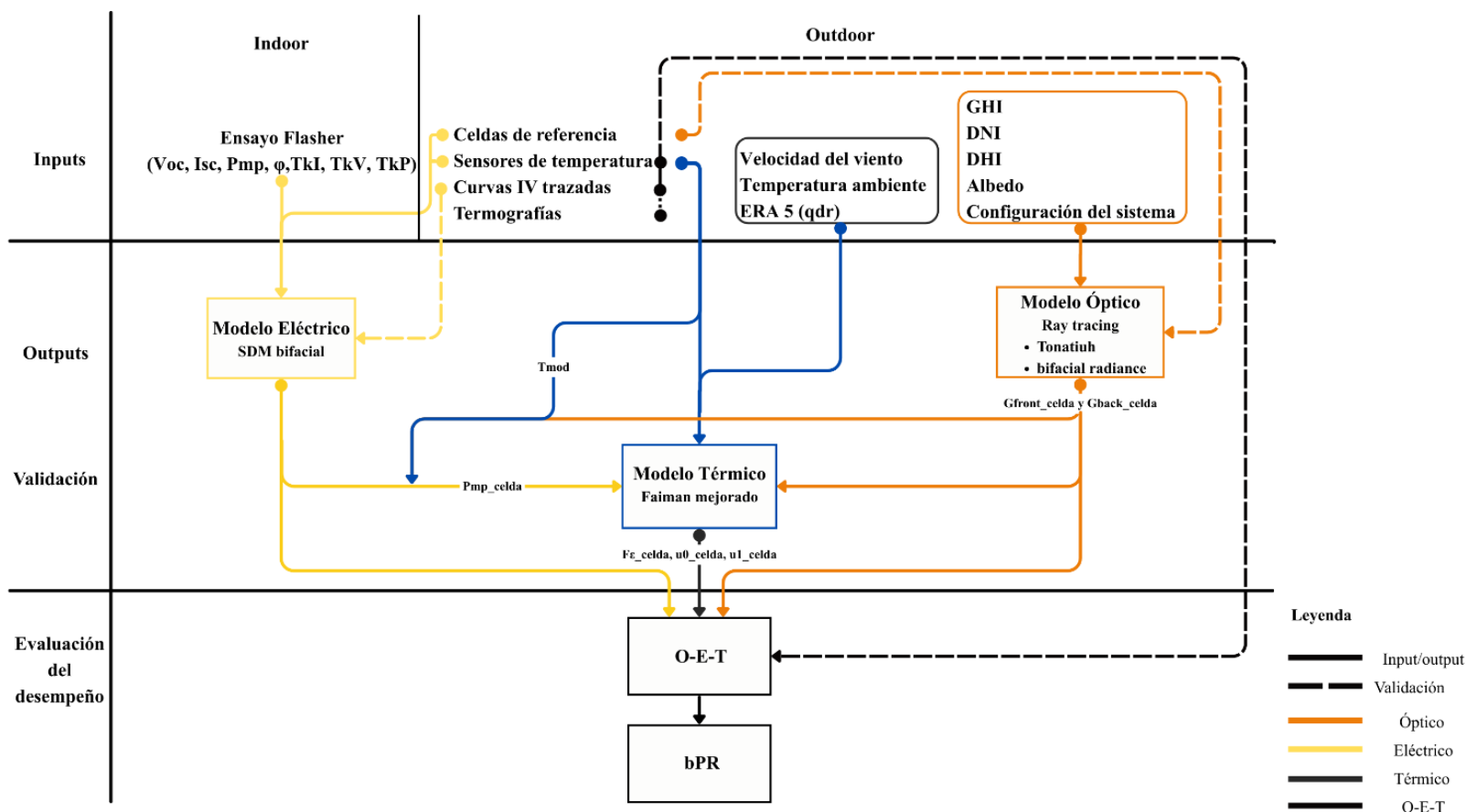


Figura 23: Esquema acople O-E-T.

Una vez generados los modelos, estos son validados utilizando datos experimentales obtenidos en terreno, correspondientes a mediciones realizadas por Tecnologías Fotovoltaicas para Atacama, o ATAMOSTEC por sus siglas en inglés, la cual es una iniciativa público privada que cuenta con el apoyo de CORFO y socios industriales para el desarrollo de tecnologías para la industria solar fotovoltaica, especializadas en condiciones desérticas de alta radiación, lo que permite evaluar el desempeño del modelo bajo escenarios reales de operación.

3.1 Montaje experimental

ATAMOSTEC cuenta con laboratorios de pruebas outdoor, entre ellos la *Plataforma Solar del Desierto de Atacama* (PSDA), que permite llevar a cabo el testeo y registro de datos de módulos solares FV.

Para este estudio se emplean los datos experimentales provenientes del sistema fotovoltaico “*Bifaciales 30 KWP*” ubicado en el Desierto de Atacama, Región de Antofagasta con coordenadas (-24.0900° , -69.9289°) y 963,34 [m] a nivel del mar. Este sistema fotovoltaico corresponde a un arreglo de 24 módulos fotovoltaicos bifaciales orientados hacia el norte, con inclinación fija de 20° , distribuidos en tres grupos, cada uno con cuatro módulos en configuración 2 up-landscape y diferenciados por la tecnología fotovoltaica empleada. En la Figura 24, se presenta el arreglo de estudio (identificado por el rectángulo rojo) separado por las tecnologías utilizadas.

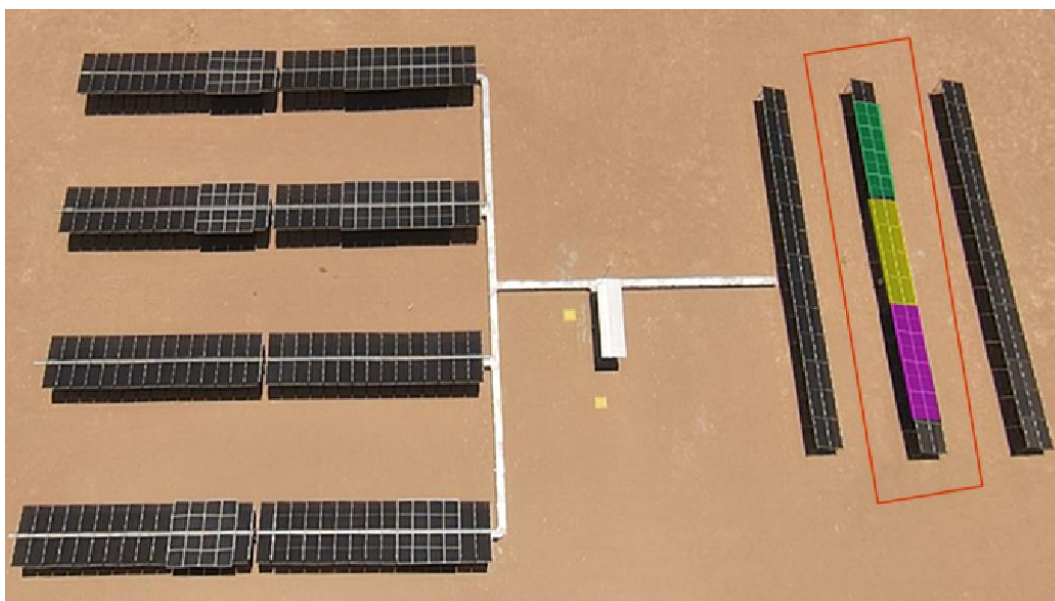


Figura 24: Arreglo experimental separado por tecnología. Extremos (verde y rosado) PERC y en el medio (amarillo) HET. Modificado de [68].

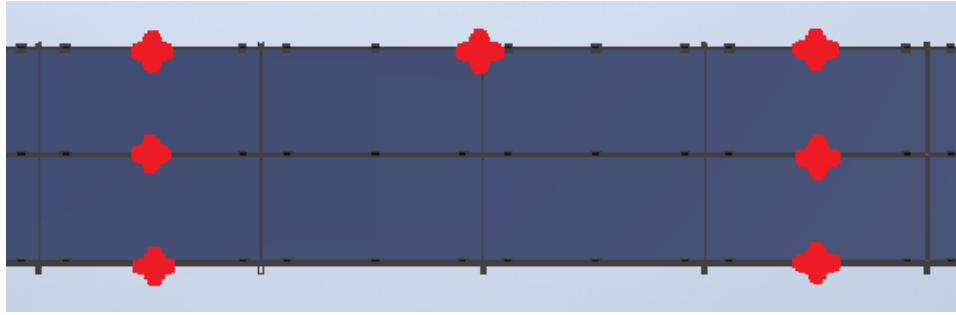


Figura 25: Posición de las celdas de referencia en el arreglo fotovoltaico (vista superior).

Para el testeo y monitorización de irradiancia, el arreglo fotovoltaico de estudio cuenta con siete celdas de referencia que recopilan los datos cada 1 minuto. La Figura 26 muestra la distribución de sensores, mientras que la parte frontal utiliza un único sensor ubicado en el centro del arreglo, las celdas posteriores se distribuyen en 3 posiciones: inferior, central y superior, con alturas relativas al piso de 93, 122 y 162 [cm], respectivamente. Cada posición cuenta con dos sensores, sumando en total 6 sensores traseros que permiten capturar el comportamiento de la irradiancia trasera. Adicionalmente, el eje “y” que se puede observar en el esquema corresponde al número de celda de cada módulo fotovoltaico.

En conjunto a las celdas de referencia, el arreglo fotovoltaico cuenta con tres termocuplas, una para cada tecnología de estudio, las que capturan la temperatura de funcionamiento del módulo cada 5 minutos. Mientras que para capturar los efectos ambientales, una estación meteorológica obtiene cada 1 minuto parámetros como GHI, DNI, DHI, albedo, temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad del viento, entre otros, abarcando un periodo de medición de un año completo, comprendido desde el 2024-06-01 hasta 2025-05-30.

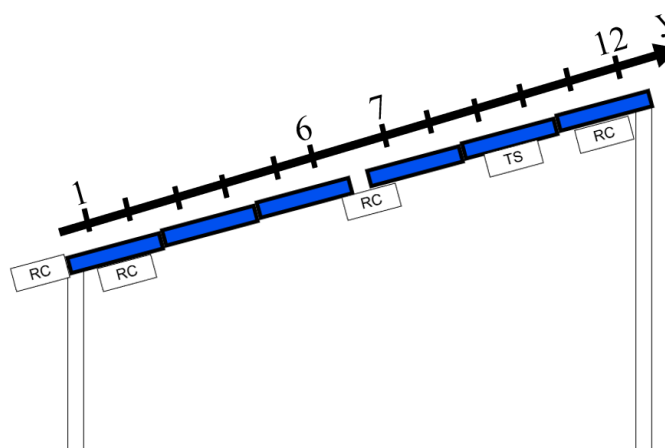


Figura 26: Ubicación de sensores RC (celdas de referencia) y TS (sensor de temperatura) en el arreglo fotovoltaico (vista lateral). Modificado de [68].

Adicionalmente, para caracterizar la operación eléctrica, cada módulo es sometido a un *Ensayo Flasher*¹¹, lo que permite obtener: corriente de cortocircuito, voltaje de circuito abierto, punto de máxima potencia, coeficiente de bifacialidad, FF y los coeficientes de temperatura (Tk_I , Tk_V y Tk_P). En conjunto a esto, se realizan trazado de curvas I-V y termografía IR en terreno, lo que permite monitorizar el funcionamiento del arreglo desde las distintas áreas. Estos últimos dos ensayos se realizan en siete ocasiones.

3.2 Métricas para validación de modelos

Para validar la precisión del modelo O-E-T frente a los datos de la PSDA, se utilizan métricas que evalúan distintos aspectos del error. Se utiliza el *coeficiente de determinación* (R^2) para medir la correlación general y la capacidad del modelo de seguir las curvas correspondientes al parámetro de estudio. No obstante, dado que el R^2 no detecta sesgos constantes, se complementa con el *Mean Bias Error* (MBE), fundamental para identificar sobreestimaciones o subestimaciones del modelo. Asimismo, el *Root Mean Square Error* (RMSE) y el *Mean Absolute Percentage Error* (MAPE) permiten cuantificar la magnitud del error en términos absolutos y porcentuales, proporcionando una base comparativa con otros modelos de la literatura que presentan niveles de discretización similares.

3.3 Modelo Óptico

En esta sección se detalla el método empleado para generar el modelo óptico, para lo que se emplean dos softwares de Ray Tracing.

3.3.1 Tonatiuh

Tonatiuh es un software de trazado de rayos (Ray Tracing, RT) desarrollado principalmente para el modelado óptico de sistemas solares de concentración. Su funcionamiento se basa en la simulación Monte Carlo del recorrido de fotones solares a través de una escena tridimensional, definida a partir de la geometría del sistema, las propiedades ópticas de los materiales y la caracterización del cielo.

En una etapa preliminar de este trabajo, Tonatiuh fue evaluado como posible herramienta para la estimación de la distribución de irradiancia sobre ambas caras de un módulo fotovoltaico bifacial. Para ello, se construyó un modelo geométrico simplificado del sistema fotovoltaico (Figura 27), incorporando los principales elementos con interacción óptica relevante, tales como módulos, estructura de soporte y superficie de suelo.

¹¹ Prueba que consiste en iluminar un módulo fotovoltaico con un pulso breve de luz controlada bajo condiciones equivalentes a STC (1000 [W/m²], AM1.5 y 25 [°C]), permitiendo medir instantáneamente su curva I-V y obtener los parámetros I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp} y P_{mp} .

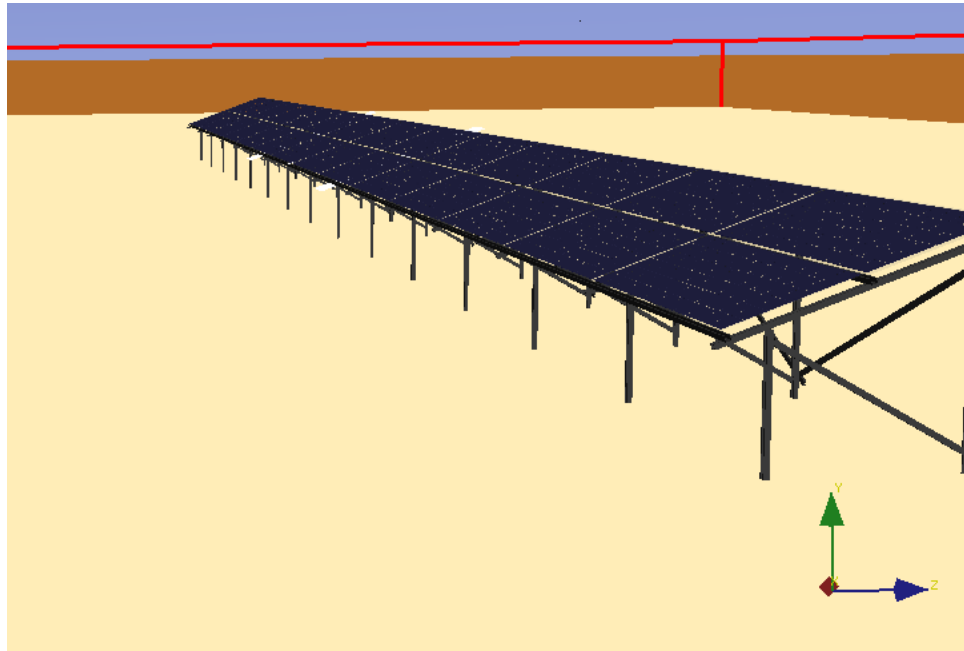


Figura 27: *Escena de estudio generada en Tonatiuh.*

Asimismo, se asignaron propiedades ópticas representativas a los distintos componentes, con especial énfasis en la caracterización del suelo debido a su influencia directa en la irradiancia trasera. Los valores empleados para estos parámetros fueron determinados mediante un proceso iterativo, con el fin de obtener una adecuada correspondencia entre los resultados simulados y las condiciones experimentales.

La representación del cielo en Tonatiuh se realizó mediante la definición del modelo de forma solar (“SunShape”). En particular, se empleó el modelo *Buie SunShape*, el cual permite caracterizar la radiación directa considerando una distribución angular alrededor del disco solar. Finalmente, para caracterizar el sitio de estudio se utilizaron los datos de irradiancia directa normal (DNI), así como la ubicación geográfica del sistema fotovoltaico y la hora de simulación, lo que permite determinar la posición solar correspondiente para cada caso analizado.

3.3.2 Bifacial Radiance

BifacialRadiance es una librería de código abierto desarrollada en Python que utiliza el motor de trazado de rayos Radiance para simular el comportamiento óptico de sistemas fotovoltaicos bifaciales. A diferencia de herramientas de RT de propósito general, BifacialRadiance está específicamente orientada a la estimación de irradiancia frontal y trasera en módulos bPV, incorporando de forma explícita la influencia del entorno, el albedo del suelo y las componentes directa y difusa de la radiación solar.

En este estudio se empleó BifacialRadiance como herramienta principal del modelo óptico, debido a su capacidad para representar de manera consistente la distribución espacial de irradiancia bajo condiciones de irradiancia no homogénea y a su compatibilidad directa con datos meteorológicos medidos en terreno, condición fundamental para la validación experimental desarrollada posteriormente.

La simulación se desarrolla a partir de la generación de una escena tridimensional que representa el sistema fotovoltaico y su entorno inmediato. La Figura 28 ilustra la escena generada para este estudio. Para ello, se definieron los siguientes elementos principales:

3.3.2.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos bifaciales se modelaron considerando sus dimensiones reales, inclinación, orientación, altura sobre el suelo y separación entre filas. Dado que el sistema estudiado incorpora distintas tecnologías fotovoltaicas, se definieron escenas independientes para cada una, las cuales fueron posteriormente integradas en un único sistema de referencia común.

3.3.2.2 Estructura de soporte

Con el fin de limitar el costo computacional, la estructura se representó únicamente mediante aquellos elementos con mayor interacción óptica con la radiación solar, en particular aquellos que generan sombreamientos o reflexiones hacia la cara posterior de los módulos. Esta simplificación permite capturar los efectos ópticos relevantes sin introducir complejidad geométrica innecesaria.

3.3.2.3 Suelo (albedo)

La caracterización del suelo se realizó a partir de los valores de albedo medidos por la estación meteorológica del sitio de estudio, los cuales presentan una resolución temporal de un minuto. Esta información resulta clave para representar adecuadamente el aporte de radiación reflejada hacia la cara posterior de los módulos, especialmente bajo condiciones desérticas de alta reflectancia.

3.3.2.4 Cielo

La representación del cielo se generó mediante un modelo físico basado en las componentes de irradiancia directa normal (DNI), difusa horizontal (DHI) y global horizontal (GHI), obtenidas de las mediciones meteorológicas del sitio. A partir de estos datos, se construyó un modelo de cielo dinámico que permite reproducir las condiciones reales de iluminación para cada instante simulado.

3.3.2.5 Análisis

A diferencia de Tonatiuh, BifacialRadiance requiere definir explícitamente las posiciones en las que se evalúa la irradiancia. En este trabajo se emplearon dos configuraciones complementarias de sensores virtuales:

- **Sensores de validación experimental:** Ubicados de forma tal que replican la posición de los sensores utilizados en las mediciones de campo, permitiendo una comparación directa entre irradiancia medida y simulada.
- **Sensores para mapa de irradiancia:** Distribuidos sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos con el objetivo de obtener una discretización espacial a escala de celda. Para cada módulo se utilizaron 1250 sensores por lado, lo que permite caracterizar con suficiente resolución la no homogeneidad de la irradiancia trasera.

Los valores de irradiancia obtenidos a partir de estos sensores se agruparon posteriormente de acuerdo con la disposición de las celdas, permitiendo calcular la irradiancia promedio por celda, información que constituye la entrada directa para los modelos eléctrico y térmico.

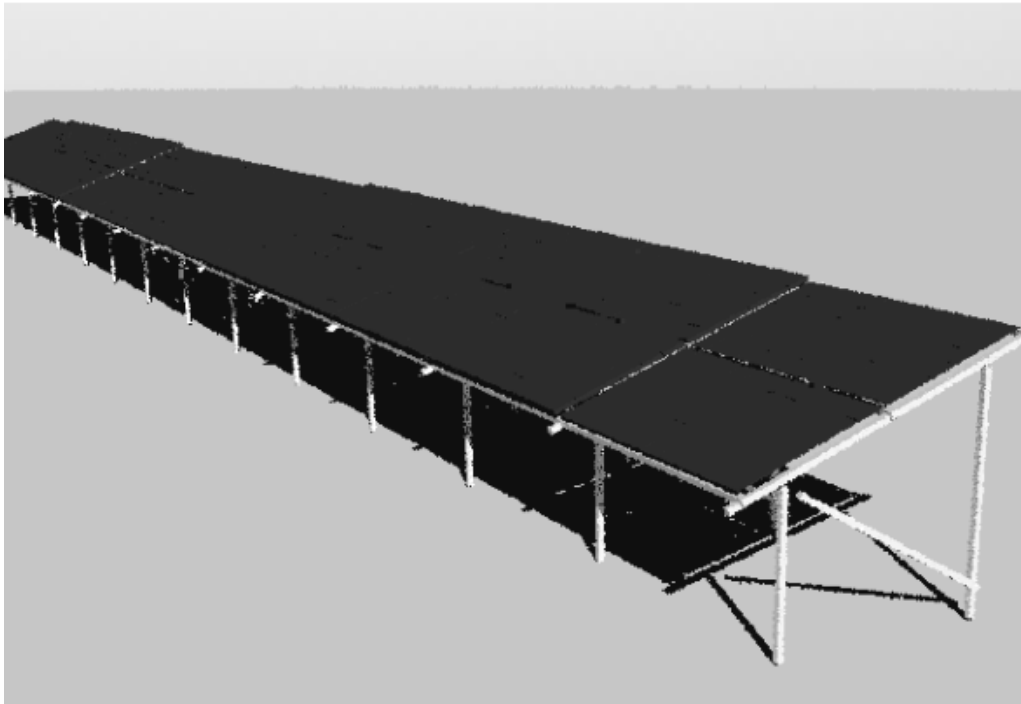


Figura 28: Escena de estudio generada en BifacialRadiance.

3.4 Modelo Eléctrico

En esta sección se detalla el método empleado para desarrollar el modelo eléctrico, el que se basa en el SDM para módulos fotovoltaicos bifaciales propuesto en [18]. Como ilustra la Figura 23, el modelo eléctrico emplea como datos de entrada los parámetros obtenidos mediante el ensayo flasher.

Esta sección comienza describiendo el procedimiento de obtención de los parámetros eléctricos base del SDM y posteriormente desarrolla el modelo eléctrico aplicado a las tres tecnologías fotovoltaicas analizadas: HET21, PERC+21 y PERC+23. Estas tecnologías presentan configuraciones de 72 y 144 celdas por módulo, respectivamente para la primera y las dos últimas.

3.4.1 Procesamiento de datos

El primer paso en la implementación del modelo eléctrico consiste en la obtención de los parámetros base del SDM bajo STC. Para ello se utilizan los parámetros eléctricos entregados por el ensayo flasher, los cuales permiten reconstruir la curva I–V característica de cada módulo fotovoltaico.

A partir de estos datos se determinan los cinco parámetros fundamentales del SDM (I_{ph} , I_o , R_{sh} , R_s y n), posteriormente es posible incorporar de los efectos de temperatura, irradiancia y aporte trasero, necesarios para representar condiciones reales de operación.

3.4.1.1 Parámetros STC

Para la obtención de los parámetros base se requiere modelar al módulo fotovoltaico bifacial mediante la ecuación general del SDM (ecuación (29)). Utilizando la información proveniente del flasher, se identifican los puntos característicos de la curva I–V del módulo, es decir, $(0, I_{sc})$, $(V_{oc}, 0)$ y (V_{mp}, I_{mp}) . Al reemplazar estos puntos en la ecuación del SDM se obtienen expresiones para determinar cuatro de los cinco parámetros bajo condiciones de referencia STC, por lo que para cerrar el sistema es necesario asumir uno de los parámetros. Es común asumir el factor de idealidad n , de modo que las ecuaciones restantes permitan resolver completamente el conjunto. Así, siguiendo el procedimiento establecido en [19]:

$$I_{ph,ref} \approx I_{sc} \quad (44)$$

$$I_o = I_{ph} \cdot \exp\left(\frac{-V_{oc}}{V_{t,ref} \cdot N_s}\right) \quad (45)$$

$$R_{sh,ref} = \frac{(V_{mp,ref} - I_{mp,ref} \cdot R_{s,ref})(V_{mp,ref} - V_{t,ref} \cdot N_s)}{(V_{mp,ref} - I_{mp,ref} \cdot R_{s,ref})(I_{sc,ref} - I_{mp,ref}) - V_{t,ref} \cdot N_s \cdot I_{mp,ref}} \quad (46)$$

$$I_{mp,ref} = I_{ph,ref} - I_{o,ref} \cdot \left(\exp \left(\frac{V_{mp,ref} + I_{sc} \cdot R_{s,ref}}{V_{t,ref} \cdot N_s} \right) - 1 \right) - \frac{(V_{mp,ref} - I_{mp,ref} \cdot R_{s,ref})}{R_{sh,ref}} \quad (47)$$

De este modo, una vez fijado el valor de n , se obtienen los cinco parámetros eléctricos del SDM bajo condiciones STC.

3.4.1.2 Parámetros bajo condiciones reales

Una vez determinados los parámetros bajo condiciones STC se deben aplicar las correcciones de temperatura e irradiancia, para lo que se utilizan las ecuaciones (23) a (27). En esta etapa se considera el aporte trasero mediante la ecuación (14), lo que permite definir la irradiancia equivalente G_E . Este paso resulta fundamental, ya que establece el acoplamiento directo entre el modelo óptico, térmico y eléctrico.

A partir de este procedimiento se obtienen los parámetros eléctricos a nivel de módulo ($I_{ph,mod}$, $I_{o,mod}$, $R_{sh,mod}$, $R_{s,mod}$, n_{mod}). Sin embargo, dado que el objetivo de este trabajo es analizar el comportamiento eléctrico a escala de celda, se requiere una redistribución de dichos parámetros a nivel individual. Para esto se asume que todas las celdas pertenecientes a un mismo módulo comparten las características eléctricas. Bajo esta suposición, los parámetros obtenidos del SDM se reparten u homologan (dependiendo del parámetro), a cada para cada celda, permitiendo así describir el comportamiento de las 2880 celdas que conforman los 24 módulos del arreglo fotovoltaico. Los parámetros anteriores se distribuyen según el criterio propuesto en [20]:

$$I_{ph,mod} = I_{ph,celda} \quad (48)$$

$$I_{o,mod} = I_{o,celda} \quad (49)$$

$$R_{s,mod} = N_{celda} \cdot R_{s,celda} \quad (50)$$

$$R_{sh,mod} = N_{celda} \cdot R_{sh,celda} \quad (51)$$

$$n_{mod} = N_{celda} \cdot n_{celda} \quad (52)$$

Una vez determinados los parámetros a nivel de celda se dispone del conjunto completo de variables de entrada necesarias para el análisis del comportamiento eléctrico del arreglo fotovoltaico

3.4.2 Desarrollo modelo eléctrico

Como se mencionó anteriormente, dentro del arreglo fotovoltaico se cuenta con tres tecnologías distintas, cada una de estas divide las celdas de sus módulos en tres sub-strings,

sin embargo, las tecnologías PERC+21 y PERC+23 presentan una configuración distinta a la HET21, por lo que se debe construir un esquema eléctrico para cada estructura.

3.4.2.1 Esquema eléctrico N°1

Este esquema se presenta en la tecnología HET21, posicionada en el centro del arreglo fotovoltaico, su construcción es similar al esquema ilustrado en la Figura 19, presentando tres sub-strings por módulo, cada uno compuesto por 24 celdas fotovoltaicas y separados entre sí por un diodo de derivación.

La Figura 29 muestra la configuración física del módulo HET21 y su subdivisión interna en tres sub-strings conectados en serie. Cada esquema presentado en la figura profundiza en un nivel distinto de detalle, el primer bloque expone la ubicación general del sub-string dentro del módulo, el segundo ilustra cómo este se compone de 24 celdas conectadas en serie y, finalmente, el tercer bloque representa el circuito eléctrico equivalente del sub-string.

Esta estructura permite determinar el aporte de cada sub-string al voltaje total del módulo m :

$$V_{pv_m} = \sum_i^3 V_{sb,(i)} \quad (53)$$

donde $V_{sb,(i)}$ representa el voltaje del sub-string i . Si bien el esquema del sub-string 3 muestra la representación eléctrica del conjunto de celdas que lo componen, para representar de manera individual el comportamiento de cada celda se debe profundizar más.

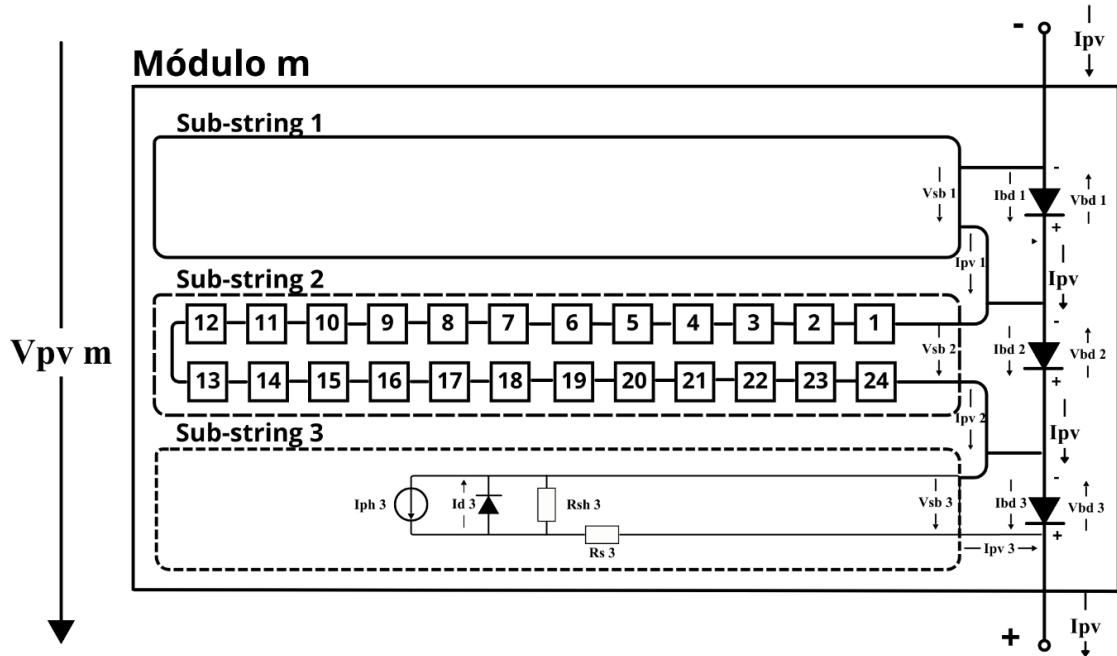


Figura 29: Esquema N°1 módulo eléctrico.

La Figura 30 presenta el esquema eléctrico del sub-string i discretizándolo en n celdas fotovoltaicas, cada una modelada mediante su circuito equivalente del SDM y conectadas en serie. A partir de este esquema se construye el modelo eléctrico para cada sub-string. Para ello se emplea la ecuación (29), no obstante, en el modelo implementado el voltaje V_{pv} se define antes de la resistencia serie R_s , lo cual permite reducir significativamente el costo computacional. Bajo esta consideración, y en conjunto con las ecuaciones formuladas a nivel de módulo, el sistema queda descrito por:

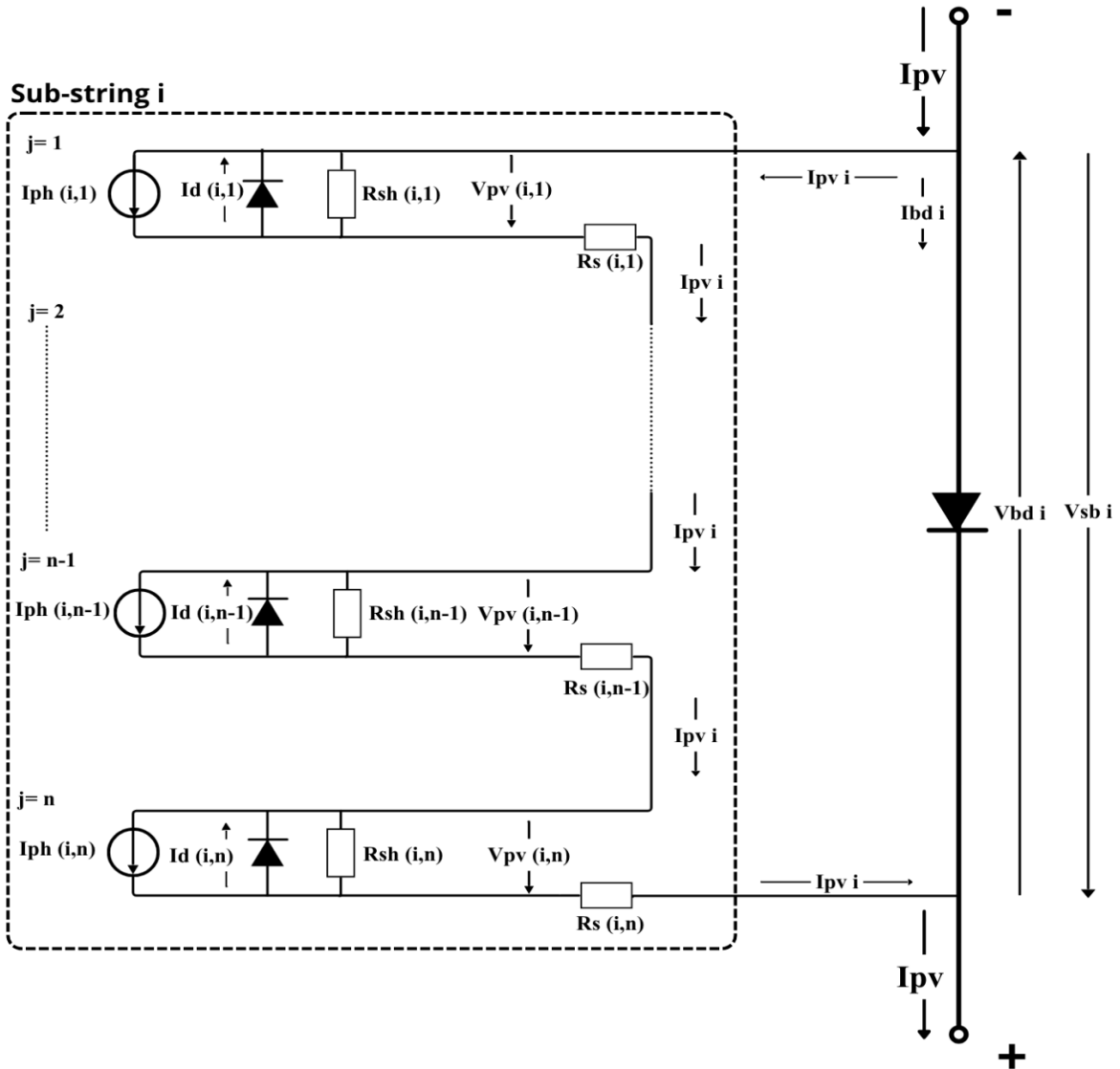


Figura 30: Representación eléctrica del sub-string a nivel de celda fotovoltaica.

$$I_{ph,(i,j)} = I_{o,(i,j)} \cdot \left(\exp\left(\frac{V_{pv,(i,j)}}{a_{(i,j)}}\right) - 1 \right) + \frac{V_{pv,(i,j)}}{R_{sh,(i,j)}} + I_{pv,(i)} \quad (54)$$

$$V_{sb_i} = \sum_{j=1}^n V_{pv,(i,j)} - I_{pv,(i)} \cdot R_{s,(i)} = -V_{bd,(i)} \quad (55)$$

$$I_{pv} = I_{pv,(i)} + I_{bd,(i)} \quad (56)$$

donde $I_{bd,(i)}$ es una función de $V_{bd,(i)}$ y se describe mediante la ecuación (31), por lo que $I_{pv,(i)}$ es una función de los n voltajes de las celdas ($V_{pv,(i)}$) y del voltaje del diodo ($V_{bd,(i)}$).

Así, el sub-string i queda representado por el esquema anterior, a partir del cual se busca determinar el voltaje ($V_{pv,(i,j)}$) de las n celdas y el voltaje $V_{bd,(i)}$, es decir, se construye un sistema de ecuaciones de $n+1$ incógnitas y el mismo número de ecuaciones.

Como se vio en la sección 2.2.3.4, la literatura muestra una clara tendencia a resolver los sistemas eléctricos mediante el método de Newton-Raphson en varias variables, por lo que se seguirá este esquema. En función de lo anterior cada sub-string i puede ser resuelto mediante

$$\vec{x}_{(k+1),(i)} = \vec{x}_{(k),(i)} - \nabla \vec{F}(\vec{x}_{(k),(i)})^{-1} \cdot \vec{F}(\vec{x}_{(k),(i)}) \quad (57)$$

$$\vec{x}_{(k)_i} = \begin{pmatrix} V_{pv,(i,1)} \\ \vdots \\ V_{pv,(i,n)} \\ V_{bd} \end{pmatrix} \quad (58)$$

$$\vec{F}_{(k)_i} = \begin{pmatrix} I_{ph,(i,1)} - I_{o,(i,1)} \left(\exp\left(\frac{V_{pv,(i,1)}}{a_{(i,1)}}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv,(i,1)}}{R_{sh,(i,1)}} - I_{pv,(i)} \\ \vdots \\ I_{ph,(i,n)} - I_{o,(i,n)} \left(\exp\left(\frac{V_{pv,(i,n)}}{a_{(i,n)}}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv,(i,n)}}{R_{sh,(i,n)}} - I_{pv,(i)} \\ I_{pv} - I_{pv,(i)} - I_{bd,(i)} \end{pmatrix} \quad (59)$$

Finalmente, resta evaluar la conexión entre los módulos fotovoltaicos. La Figura 31 esquematiza la conexión entre estos, como se puede observar, se conectan en serie, por lo que todos comparten la corriente I_{pv} , mientras que el voltaje total estará dado por:

$$V_{pv} = \sum_{m=1}^8 V_{pv,(m)} \quad (60)$$

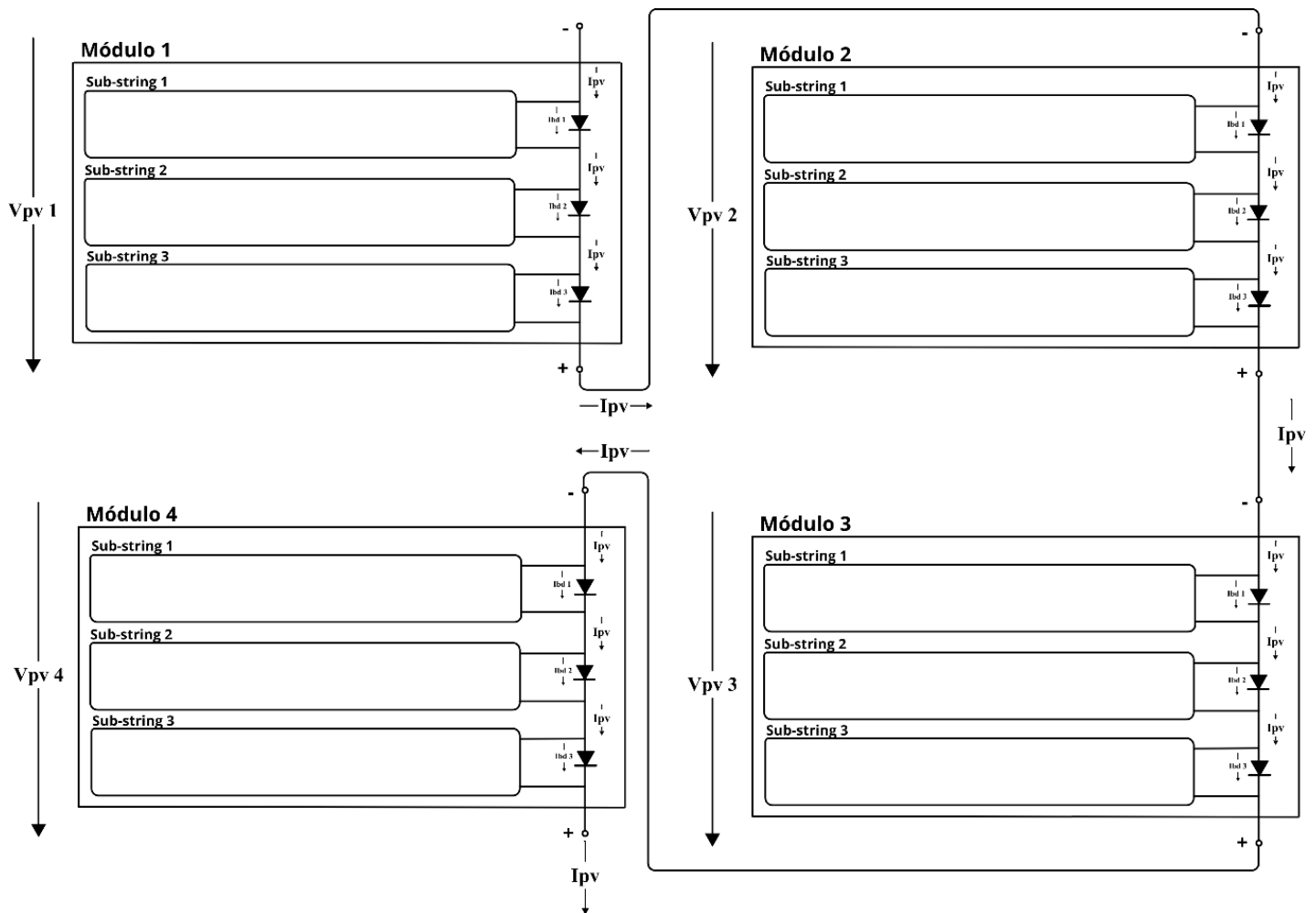


Figura 31: Esquema conexión entre módulos fotovoltaicos.

3.4.3 Esquema eléctrico N°2

En la industria fotovoltaica existen diversas configuraciones para la integración y disposición de las celdas dentro de un módulo. El Esquema Eléctrico N°1 corresponde a la arquitectura tradicional basada en celdas completas, sin embargo, otra de las configuraciones utilizadas actualmente es la tecnología *half-cell*¹², en la cual cada celda se divide físicamente en dos mitades. Dentro del arreglo fotovoltaico analizado, las tecnologías PERC+21 y PERC+23 incorporan este tipo de diseño, por lo que el esquema presentado en esta sección busca representar dicha configuración.

De forma similar a la Figura 29, la Figura 32 ilustra la construcción de los módulos fotovoltaicos half cell mediante varios esquemas que lo representan de distintas escalas. De

¹² Diseño de módulos en el que las celdas solares se dividen en dos mitades para reducir pérdidas resistivas y mejorar la eficiencia del módulo.

arriba hacia abajo se observa como el módulo se subdivide en sub-strings, cada uno compuesto por dos “alas” dispuestas en paralelo junto al diodo de derivación. La subdivisión del sub-string es la principal diferencia respecto de la tecnología anterior, sin embargo, de forma similar al Esquema eléctrico N°1, el voltaje total del sub-string está dado por la suma de los tres sub-strings. Adicional a lo anterior, se debe tener en cuenta:

$$V_{sb,(i)} = V_{sb,(i,1)} = V_{sb,(i,2)} = -V_{bd,(i)} \quad (61)$$

Siguiendo con el sub-string 2, se muestra un esquema de cómo se interconectan las celdas fotovoltaicas, presentando para este caso doce celdas por ala, sin embargo, la cantidad puede variar dependiendo de la tecnología empleada. Finalmente, en el sub-string 3 se muestra la representación eléctrica del sub-string. La representación a nivel de celda del sub-string en configuración half cell se muestra en la Figura 33, a partir de este esquema se construye el modelo eléctrico para esta configuración, para lo que se sigue la misma metodología aplicada en el esquema N°1.

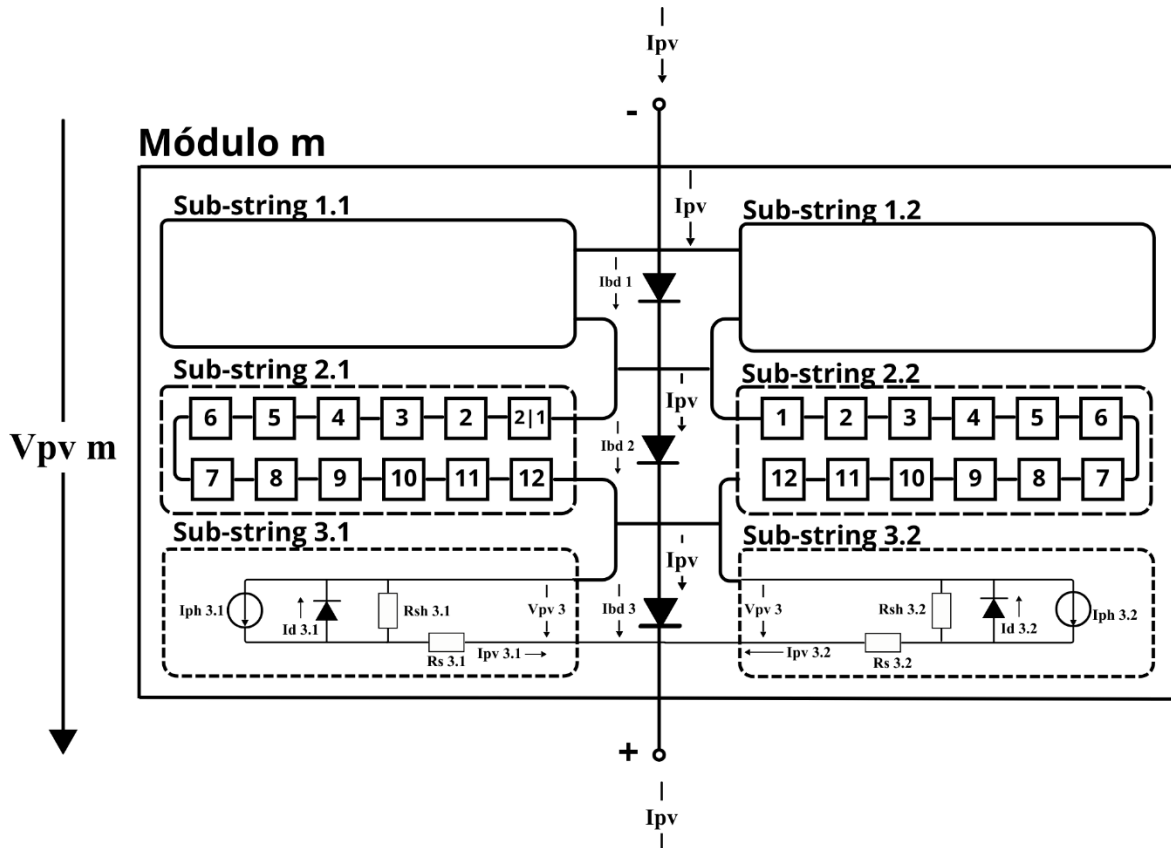


Figura 32: Esquema módulo fotovoltaico half cell en distintas escalas.

$$I_{ph,(i,k,j)} = I_{o,(i,k,j)} \cdot \left(\exp\left(\frac{V_{pv,(i,k,j)}}{a_{(i,k,j)}}\right) - 1 \right) + \frac{V_{pv,(i,k,j)}}{R_{sh,(i,k,j)}} + I_{pv,(i,k)} \quad (62)$$

$$V_{sb,i} = \sum_{j=1}^n V_{pv,(i,k,j)} - I_{pv,k} \cdot R_{s,(i,k)} = -V_{bd,(i)} \quad (63)$$

donde k corresponde al número de ala (1 o 2). Finalmente, I_{pv} se expresa como:

$$I_{pv} = I_{pv,(i,1)} + I_{pv,(i,2)} + I_{bd,(i)} \quad (64)$$

De la misma forma que para el Esquema eléctrico N°1, el esquema matemático se construye mediante el método de Newton-Raphson en varias variables y queda descrito por las ecuaciones (65) y (66).

De forma similar al Esquema N°1, una vez descrito el esquema eléctrico y su resolución matemática, resta estudiar la conexión entre los módulos fotovoltaicos. Nuevamente se sigue la configuración ilustrada en la Figura 31, donde los módulos se conectan en serie por lo que el voltaje de cada tecnología está dado por la ecuación (60).

$$\vec{x}_{(k)_i} = \begin{pmatrix} V_{pv,(i,1,1)} \\ \vdots \\ V_{pv,(i,1,n)} \\ V_{pv,(i,2,1)} \\ \vdots \\ V_{pv,(i,2,n)} \\ V_{bd,(i)} \end{pmatrix} \quad (65)$$

$$\vec{F}_{(k)_i} = \begin{pmatrix} I_{ph,(i,1,1)} - I_{o,(i,1,1)} \left(\exp\left(\frac{V_{pv,(i,1,1)}}{a_{(i,1,1)}}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv,(i,1,1)}}{R_{sh,(i,1,1)}} - I_{pv,(i,1)} \\ \vdots \\ I_{ph,(i,1,n)} - I_{o,(i,1,n)} \left(\exp\left(\frac{V_{pv,(i,1,n)}}{a_{(i,1,n)}}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv,(i,1,n)}}{R_{sh,(i,1,n)}} - I_{pv,(i,1)} \\ I_{ph,(i,2,1)} - I_{o,(i,2,1)} \left(\exp\left(\frac{V_{pv,(i,2,1)}}{a_{(i,2,1)}}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv,(i,2,1)}}{R_{sh,(i,2,1)}} - I_{pv,(i,2)} \\ \vdots \\ I_{ph,(i,2,n)} - I_{o,(i,2,n)} \left(\exp\left(\frac{V_{pv,(i,2,n)}}{a_{(i,2,n)}}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv,(i,2,n)}}{R_{sh,(i,2,n)}} - I_{pv,(i,2)} \\ I_{pv} - I_{pv,(i,1)} - I_{pv,(i,2)} - I_{bd,(i)} \end{pmatrix} \quad (66)$$

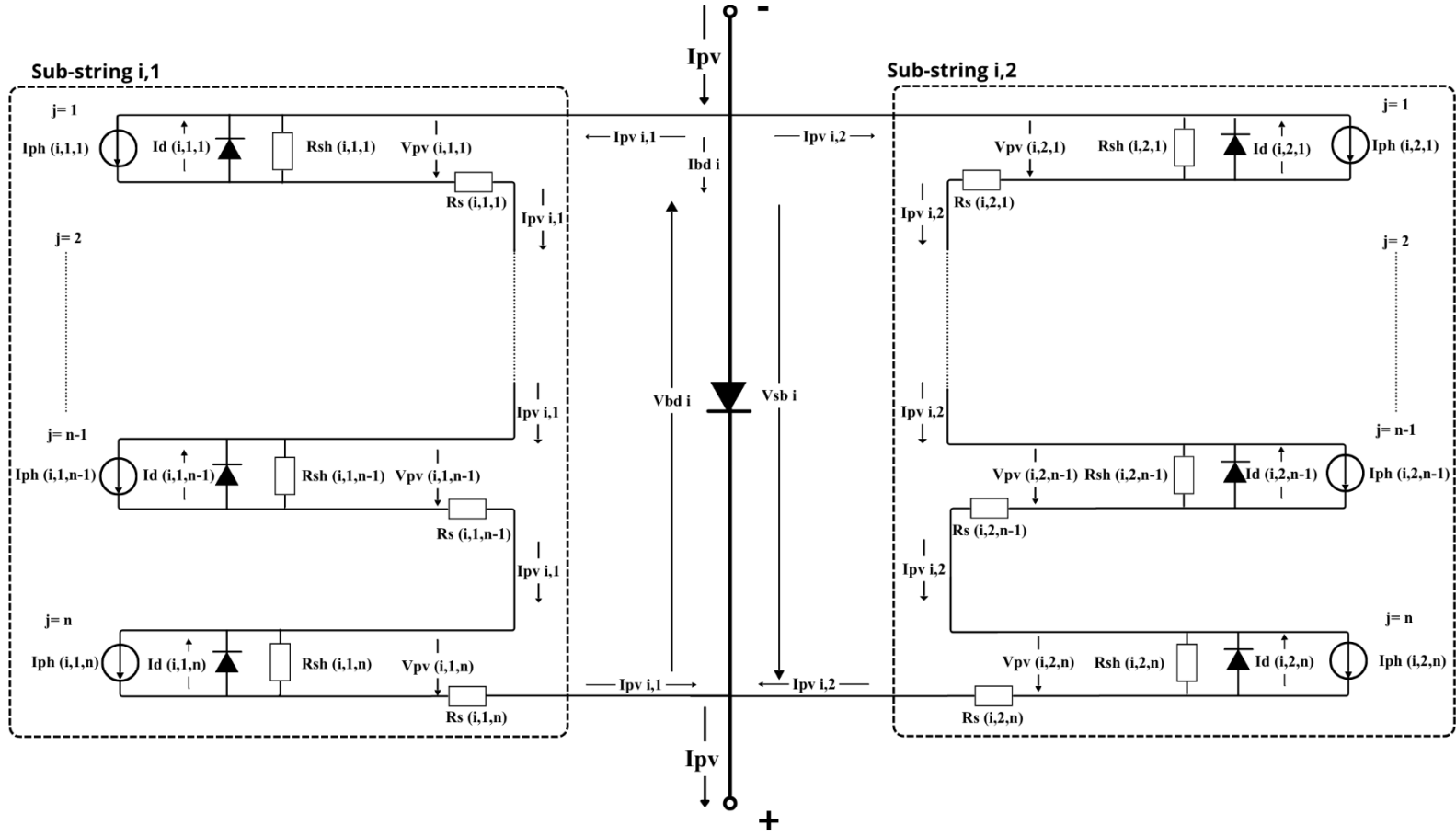


Figura 33: Representación eléctrica del sub-string half cell a nivel de celda fotovoltaica.

3.5 Modelo Térmico

Para describir el comportamiento térmico del sistema, en este trabajo se adopta el enfoque desarrollado en [61], adaptándolo para su aplicación a nivel de celda y su uso en módulos bifaciales. La formulación matemática del modelo térmico se presenta en el Anexo 8.1.

La temperatura de operación se calcula a partir de la ecuación (69), mientras que los parámetros radiativos y convectivos se estiman siguiendo el procedimiento descrito en [61]. Dicho procedimiento consiste en la identificación de ventanas temporales que cumplen condiciones de régimen estacionario, a partir de las cuales se ajustan los parámetros $F\epsilon$, u_o y u_1 .

El procedimiento de identificación de ventanas temporales difiere dependiendo del parámetro considerado. En una primera etapa se estima el factor radiativo $F\epsilon$. Para ello, los instantes de tiempo se seleccionan a partir de los datos experimentales de temperatura con resolución temporal de 5 minutos, aplicando los siguientes criterios de filtrado:

- $T_{\text{mod}} = T_{\text{amb}} \pm 0,5 \text{ [}^{\circ}\text{C]}$
- $V_{\text{wind}} < 3 \text{ [m/s]}$
- $\text{Zenith} < 90^{\circ}$
- $\frac{dT}{dt} < 0,1 \text{ [}^{\circ}\text{C/min]}$

Para los instantes seleccionados, la irradiancia incidente se determina mediante el modelo óptico, mientras que la potencia eléctrica se calcula utilizando el modelo eléctrico. En la aplicación del modelo eléctrico, se asume que todas las celdas fotovoltaicas presentan una temperatura uniforme, equivalente a la temperatura medida por el sensor correspondiente a cada tecnología. Adicionalmente, se emplea la base de datos ERA5 para la obtención del parámetro q_{dr} . El parámetro $F\varepsilon$ se estima mediante la minimización del error cuadrático medio (RMSE) entre las temperaturas simuladas del módulo y las temperaturas medidas, considerando el balance energético definido por la ecuación (69).

En una segunda etapa se estiman los coeficientes convectivos u_0 y u_1 . Para ello, las ventanas temporales se clasifican según la velocidad del viento, distinguiendo períodos de baja velocidad ($<1.5 \text{ m/s}$) y alta velocidad ($>3 \text{ m/s}$), asociados a los términos u_0 y u_1 , respectivamente. El ajuste de estos parámetros se realiza siguiendo el mismo procedimiento de minimización empleado para $F\varepsilon$, utilizando el conjunto completo de ventanas seleccionadas.

3.6 Acople O-E-T

Una vez generado y validado cada modelo de manera individual se deben acoplar los tres modelos para generar la respuesta final. La Figura 34 ilustra el proceso iterativo para determinar los valores de temperatura y potencial finales. El procedimiento comienza estableciendo una temperatura inicial, lo que permite obtener una primera estimación de la potencia eléctrica utilizando un modelo térmico desacoplado, siguiendo un enfoque similar al propuesto por Faiman. Esta estimación inicial se calcula en base a los mismos instantes seleccionados previamente para la determinación de los coeficientes de transferencia de calor del modelo térmico.

A partir de esta condición inicial, se implementa un esquema iterativo que acopla el modelo eléctrico y el térmico. En cada iteración, la potencia eléctrica estimada actualiza la temperatura de operación de la celda, la cual se reinyecta en el modelo eléctrico para recalcular la potencia. Este proceso se repite hasta que se cumplen simultáneamente los criterios de convergencia, establecidos como la diferencia de temperatura entre iteraciones consecutivas sea menor a $0.1 \text{ [}^{\circ}\text{C]}$ y que el residuo de la ecuación de potencia sea inferior a $2 \text{ [W/m}^2\text{]}$.

Finalmente, el proceso de validación se realiza comparando los resultados del modelo con los instantes experimentales disponibles, incluyendo curvas I–V medidas, registros de termografía infrarroja y la comparación de la temperatura simulada con la medida en la misma ubicación, lo que permite evaluar la capacidad del modelo para reproducir de manera consistente el comportamiento del sistema fotovoltaico.

3.7 Performance Ratio

El desempeño del sistema fotovoltaico se evalúa mediante el cálculo del bPR (ecuación (43)), empleando el enfoque propuesto por el NREL en [23], el cual permite incorporar de manera explícita la corrección por temperatura en la energía de referencia mediante el factor de ajuste de temperatura nominal (ecuación (41)).

Para su aplicación en sistemas bifaciales, este enfoque se extiende considerando el aporte de irradiancia trasera, de modo que la irradiancia efectiva utilizada en el cálculo incorpora la contribución conjunta de ambas caras del módulo mediante la ecuación (14).

En este estudio, todas las variables requeridas para la evaluación del PR bifacial corregido por temperatura son obtenidas directamente a partir del modelo O-E-T desarrollado. El modelo óptico entrega la irradiancia frontal y trasera incidente, el modelo eléctrico determina la potencia generada y el modelo térmico proporciona la temperatura de operación correspondiente a cada instante analizado. De esta forma, el PR permite evaluar el desempeño del sistema bajo condiciones reales de operación.

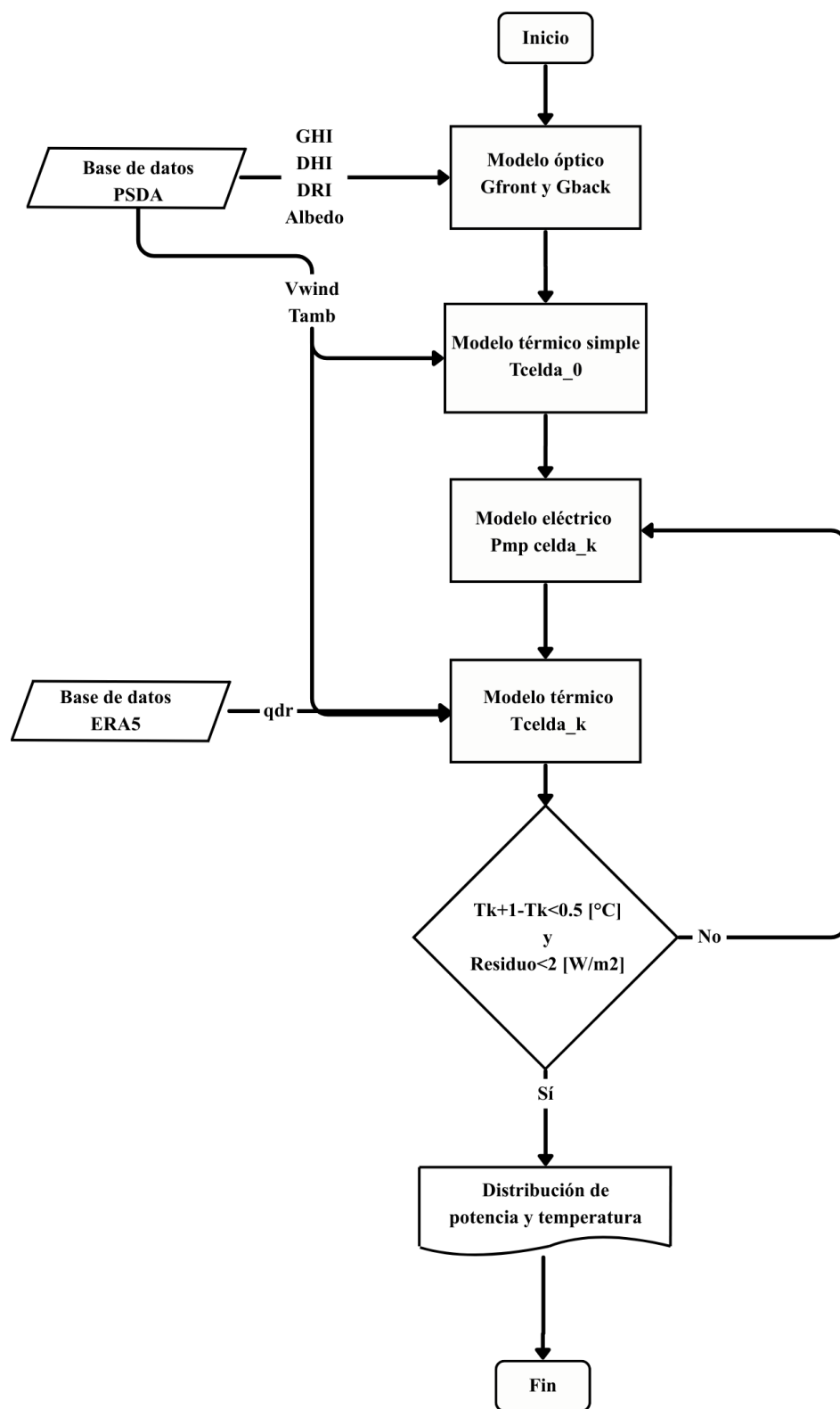


Figura 34: Esquema proceso iterativo del modelo O-E-T.

4.Resultados, Análisis y Discusión

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para cada modelo O-E-T, evaluando su representatividad frente a los datos experimentales y analizando su desempeño individual, así como su viabilidad dentro del acople O-E-T. Posteriormente, se analiza el desempeño de los modelos acoplados.

Finalmente, se utiliza el modelo O-E-T para evaluar el desempeño del sistema fotovoltaico de estudio mediante el bPR corregido por clima en un periodo de once meses.

4.1 Implementación y Validación

Para cada modelo, se describe su implementación y se comparan los resultados simulados con las mediciones de terreno, con el fin de evaluar su capacidad para reproducir el comportamiento real del sistema fotovoltaico.

4.1.1 Modelo Óptico

Para determinar la irradiancia se utilizan dos softwares: Tonatiuh y BifacialRadiance. En esta sección se compara la representatividad de cada software frente a las mediciones de irradiancia obtenidas en días representativos. Posteriormente, se realiza una comparación entre ambos para determinar cuál ofrece una mejor concordancia con la irradiancia frontal y trasera. Finalmente, se analiza el desempeño del software seleccionado considerando su comportamiento durante todo un año.

4.1.1.1 Tonatiuh v/s BifacialRadiance

Una vez generados los modelos ópticos a partir de Tonatiuh y BifacialRadiance, se busca determinar que herramienta ofrece un mejor ajuste a las condiciones reales de operación, lo que es determinado a partir de una comparación respecto de los valores medidos en terreno. Dado el elevado costo computacional que representan el procesamiento de los modelos ópticos generados por Tonatiuh y BifacialRadiance, factor acentuado en el primero, y considerando la dependencia climática de los resultados modelados y de las mediciones en terreno, inicialmente se escogen días específicos que permitan representar el comportamiento general a lo largo del año.

En el ámbito de la ingeniería es habitual seleccionar solsticios y equinoccios como días representativos, ya que estos corresponden a los momentos en que el movimiento aparente del Sol alcanza sus posiciones extremas, permitiendo analizar condiciones límite del comportamiento del sistema. En este estudio, y en función de la disponibilidad de datos experimentales, que comienzan a registrarse a partir del 26 de junio de 2024, se seleccionan como fechas de análisis inicial los días 27 de junio de 2024, 22 de septiembre de 2024

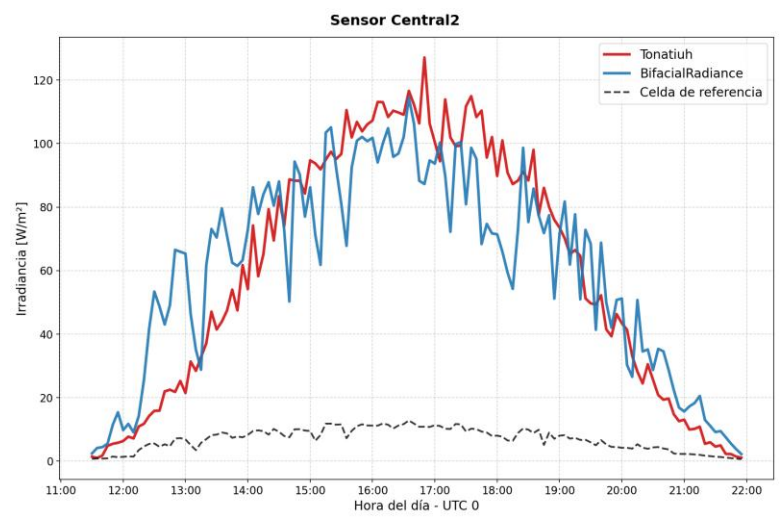
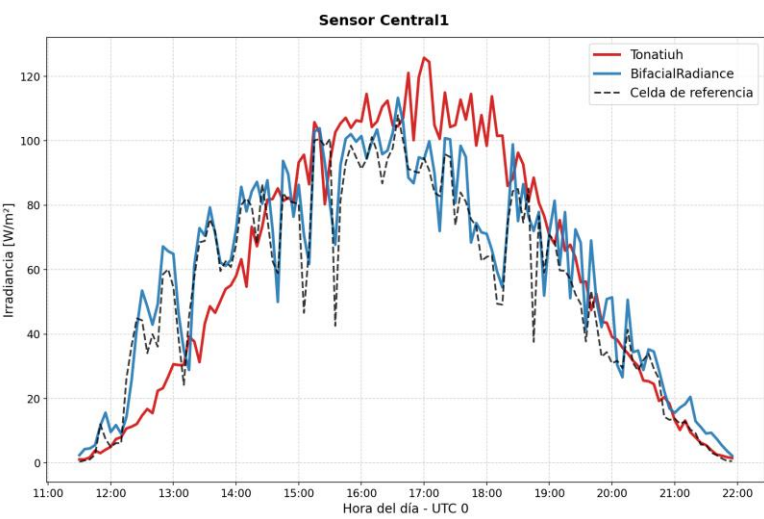
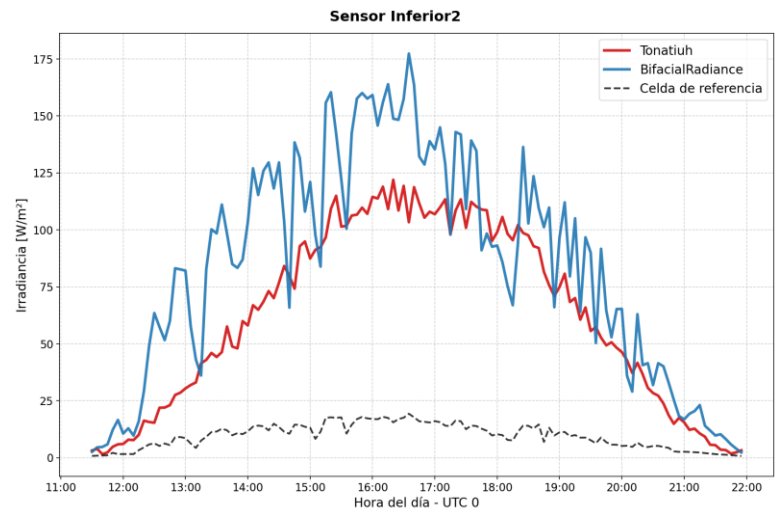
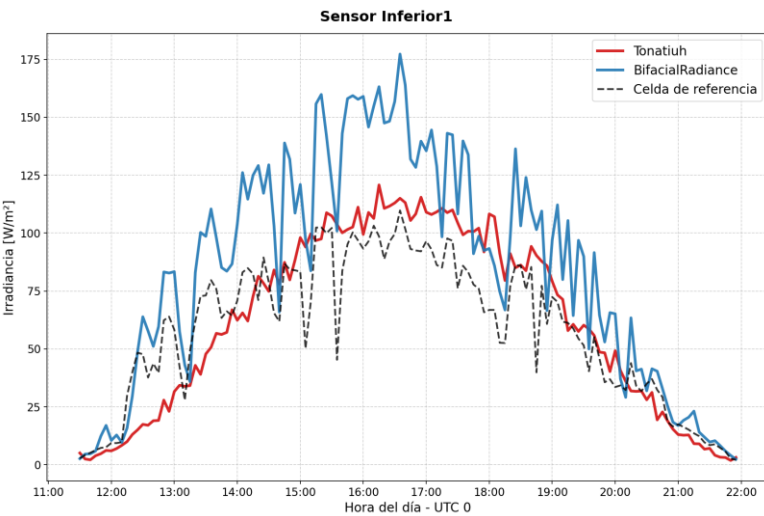
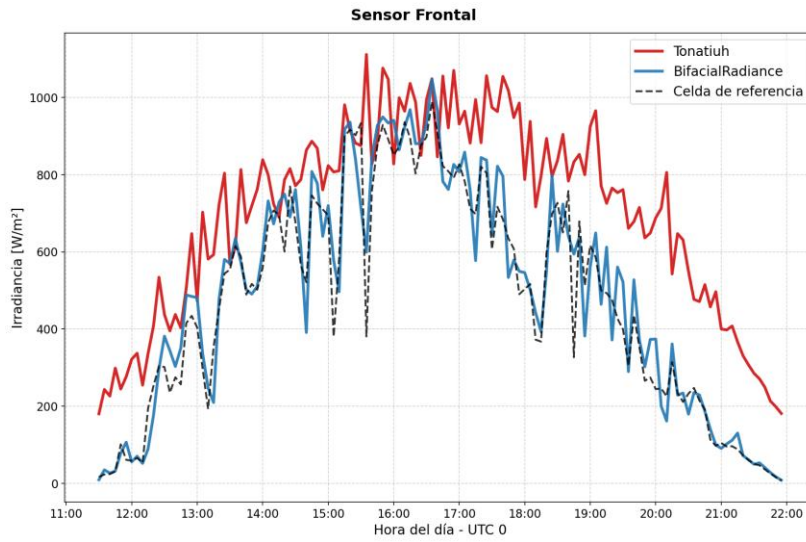
(equinoccio de primavera), 21 de diciembre de 2024 (solsticio de verano) y 20 de marzo de 2025 (equinoccio de otoño).

En la Figura 35, Figura 36, Figura 37 y Figura 38 se muestra la evolución temporal de irradiancia en función de la hora del día para las distintas posiciones de las celdas de referencia, lo anterior para los cuatro días de análisis señalados. Al analizar el comportamiento de la irradiancia a partir de la curva de referencia, dada por los sensores, para los distintos días se observan dos tipos característicos de curvas. Para los días 27 de junio y 22 de septiembre las curvas presentan variaciones bruscas, fluctuando entre caídas y saltos a lo largo del día, este comportamiento es típico de días nublados. En contraste, los días 21 de diciembre y 20 de marzo muestran curvas suaves y continuas, representativas de cielos despejados y de una irradiancia dominada por la componente normal directa.

Antes de determinar que software ofrece la mejor representación, es importante señalar la presencia de anomalías en algunas curvas de irradiancia dadas por los sensores de referencia. En particular se observan dos tipos de anomalías, la primera en los sensores Inferior 2 y Central 2 del 27 de junio de 2024, los cuales registraron valores bajos, cercanos a cero durante todo el día. La segunda anomalía se observa en el sensor Inferior 1 del 22 de septiembre de 2024, y se caracteriza por una caída abrupta de irradiancia, la que se mantiene cercana a cero durante un rango de tiempo considerable, para posteriormente aumentar de golpe y comenzar a funcionar adecuadamente. La información proveniente de estos eventos anómalos es descartada para evitar sesgos.

Al comparar el desempeño de los modelos Tonatiuh y BifacialRadiance respecto a las mediciones reales, BifacialRadiance demostró una mayor capacidad para reproducir la evolución diaria de la irradiancia, presentando valores de R^2 superiores a 0.9 en la mayoría de las posiciones y días analizados, y errores absolutos medios (RMSE, MAE) generalmente por debajo de los 10 [W/m^2], dependiendo de la posición analizada. Su respuesta fue consistente en todas las condiciones climáticas analizadas, lo que evidencia una buena representación de las condiciones de cielo, suelo y entorno en general independiente de la temporada analizada. Tonatiuh, en cambio, si bien logra seguir la tendencia general de la curva medida en terreno, presenta un nivel de ruido elevado y desviaciones constantes.

En condiciones nubladas las diferencias entre ambos modelos fueron más notorias. Bajo estas condiciones Tonatiuh tendió a subestimar los valores, con MBE promediado por sensores traseros cercano a -20 [W/m^2] y entregando R^2 negativos en algunas posiciones, mientras que BifacialRadiance mantuvo un nivel de error moderado y una correlación razonable con los valores medidos. En días despejados ambos modelos mejoraron su comportamiento, pero nuevamente se observa una mejor respuesta por parte de BifacialRadiance, por ejemplo, durante el solsticio de verano alcanzó R^2 sobre 0,98 y errores menores a 10 [W/m^2] en los sensores superiores. Tonatiuh mostró un comportamiento más estable en estos casos, aunque con una tendencia a subestimar la irradiancia.



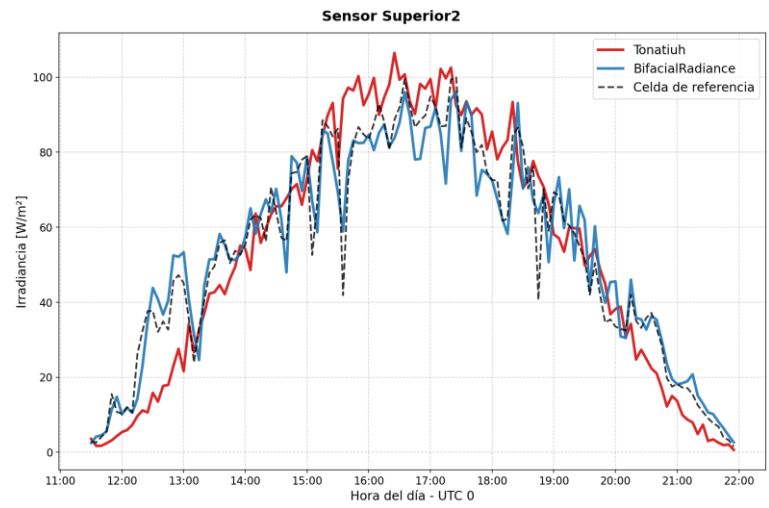
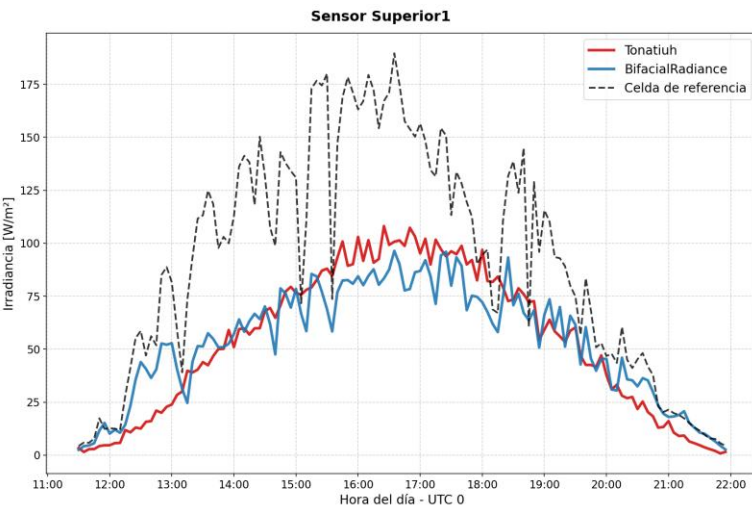
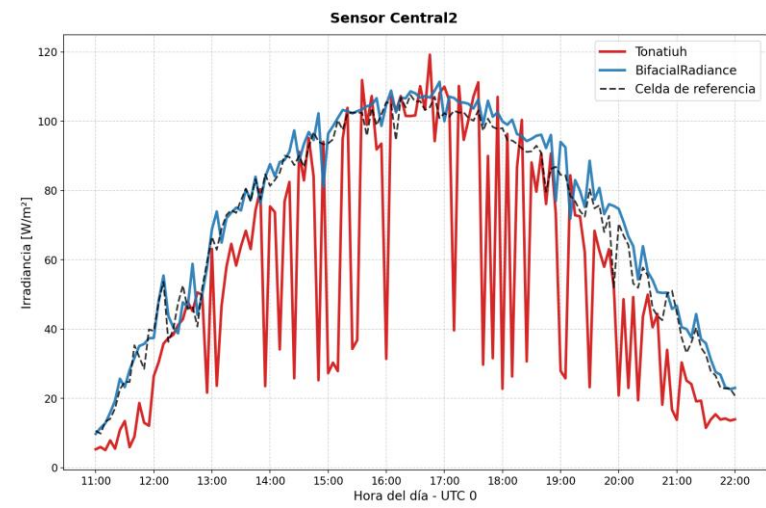
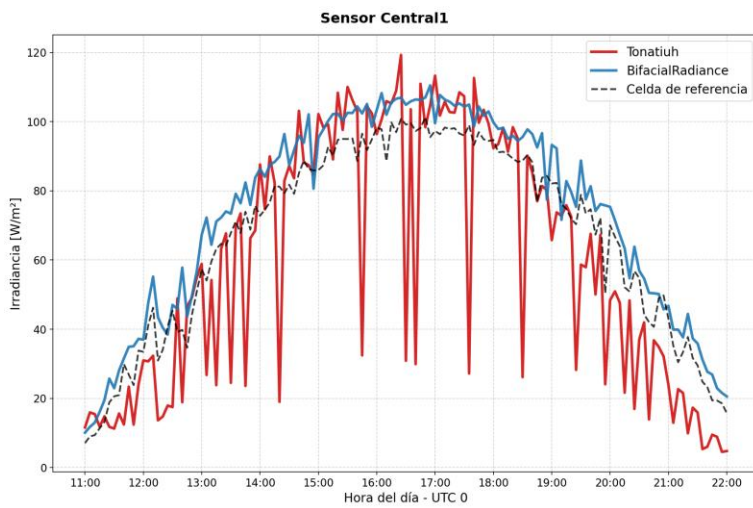
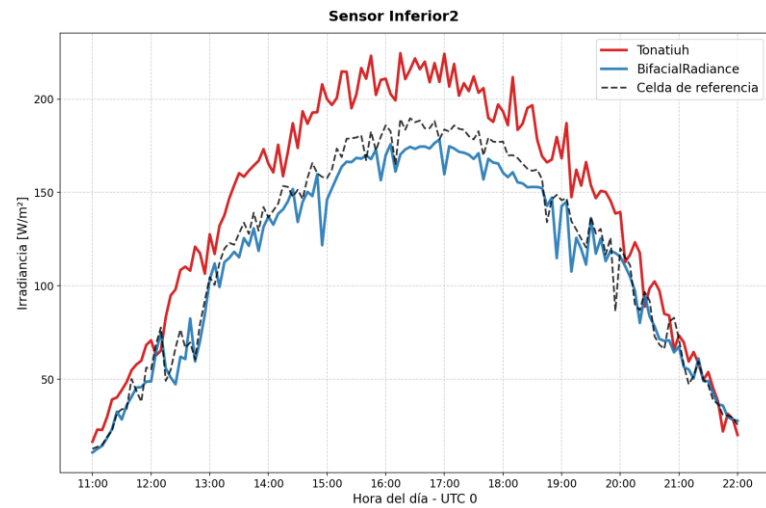
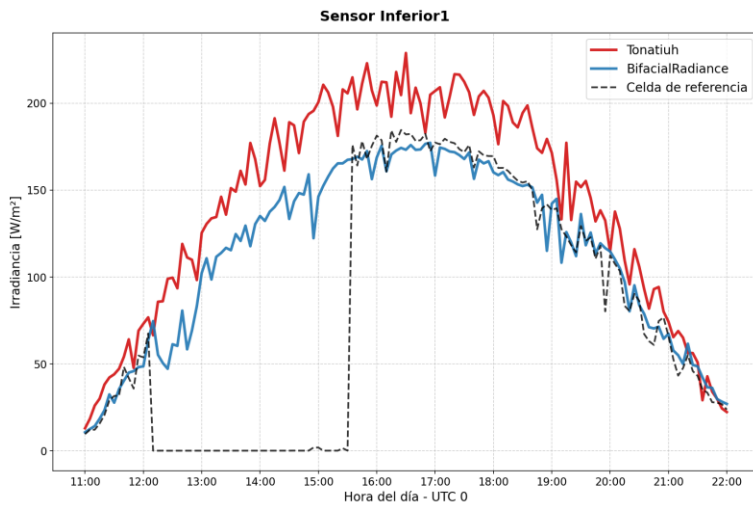
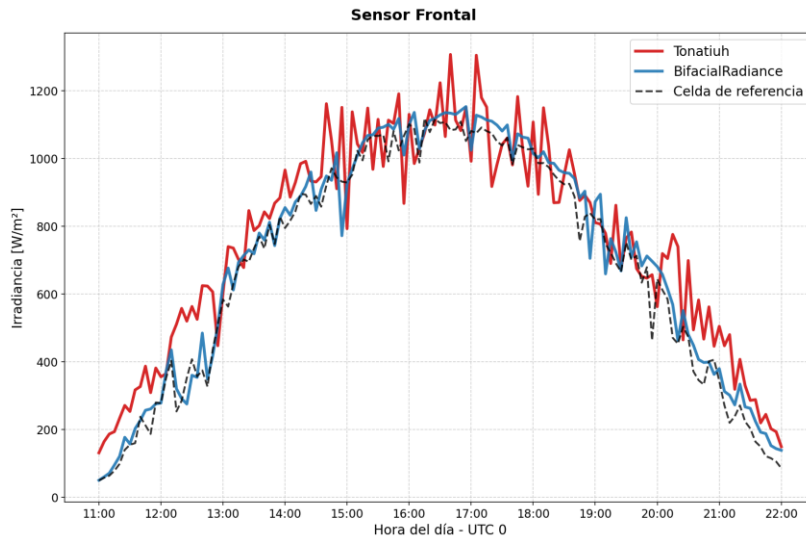


Figura 35: Evolución temporal de irradiancia día 27-06-2024. Irradiancia obtenida en terreno v/s Irradiancia obtenida por software (Tonatiuh y BifacialRadiance). Datos registrados cada 5 minutos.

Tabla 5: Resumen de métricas para irradiancia medida y modelada. 27-06-2024.

		r^2	$RMSE [W/m^2]$	$MAE [W/m^2]$	$MBE [W/m^2]$	$MAPE [\%]$
Frontal	BifacialRadiance	0.933	73.672	54.477	17.090	14.696
	Tonatiuh	0.142	263.698	227.749	224.593	156.336
Inferior1	BifacialRadiance	-0.148	33.049	26.277	25.552	41.290
	Tonatiuh	0.670	17.716	13.156	3.043	27.269
Inferior2	BifacialRadiance	-257.931	86.247	74.264	74.264	741.052
	Tonatiuh	-136.154	62.771	52.528	52.528	507.376
Central1	BifacialRadiance	0.913	9.224	7.201	4.577	42.320
	Tonatiuh	0.598	19.776	14.300	4.913	33.033
Central2	BifacialRadiance	-300.606	60.228	53.309	53.309	747.239
	Tonatiuh	-336.017	63.665	52.605	52.605	667.589
Superior1	BifacialRadiance	0.187	48.926	37.848	-37.678	34.192
	Tonatiuh	0.243	47.207	38.640	-37.700	44.459
Superior2	BifacialRadiance	0.949	6.349	4.790	0.186	12.457
	Tonatiuh	0.830	11.629	8.749	-0.307	23.959



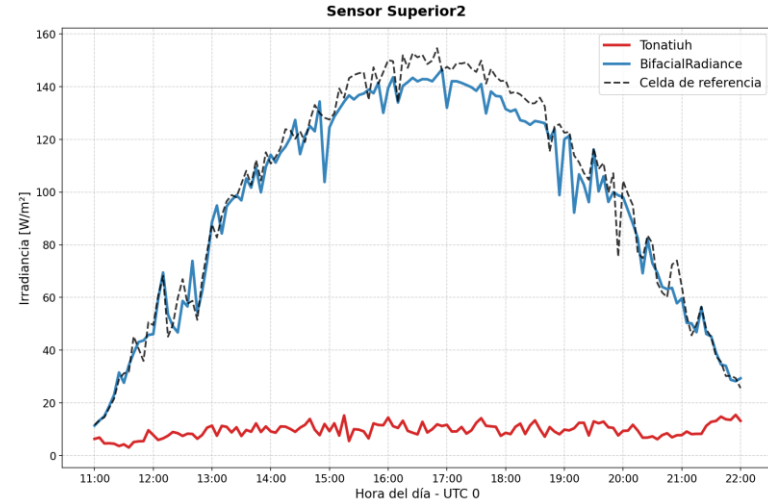
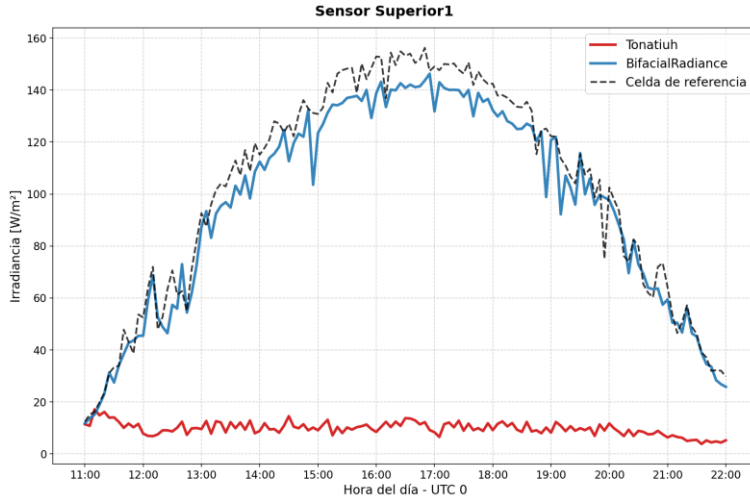
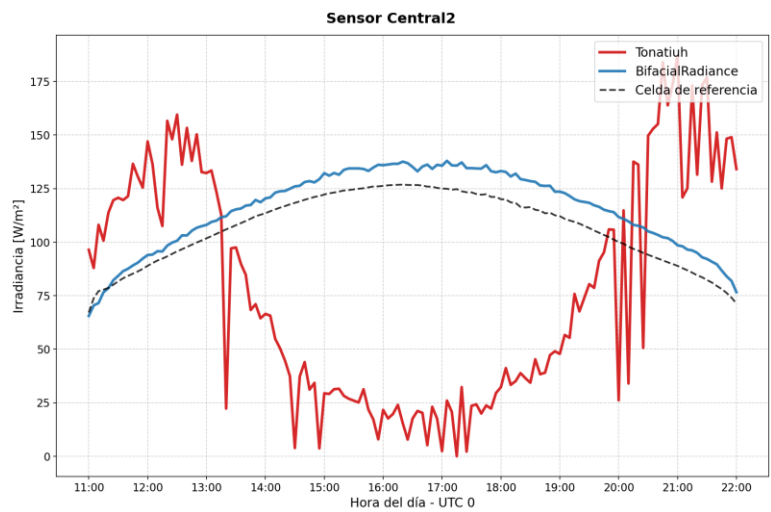
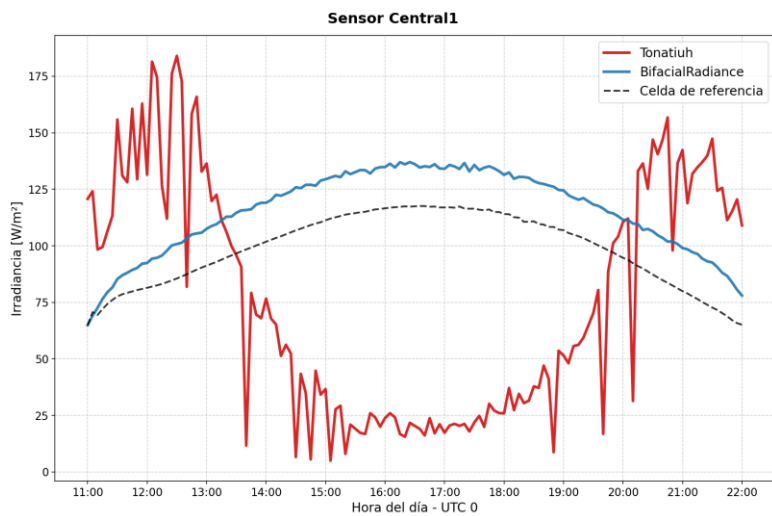
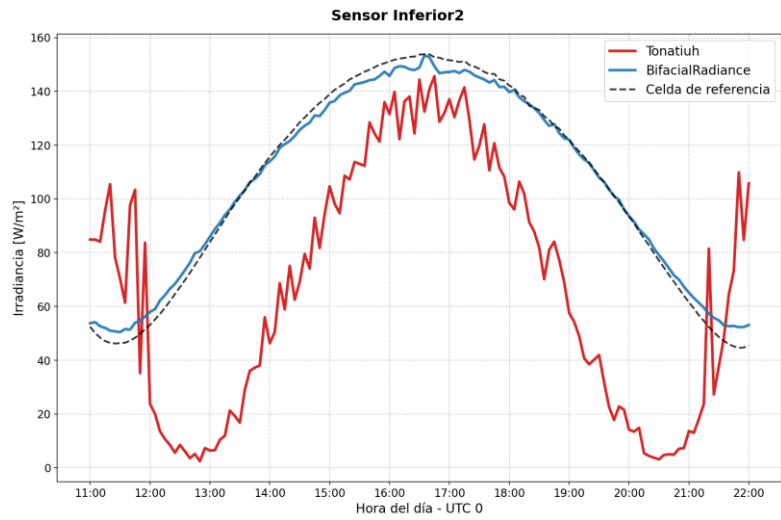
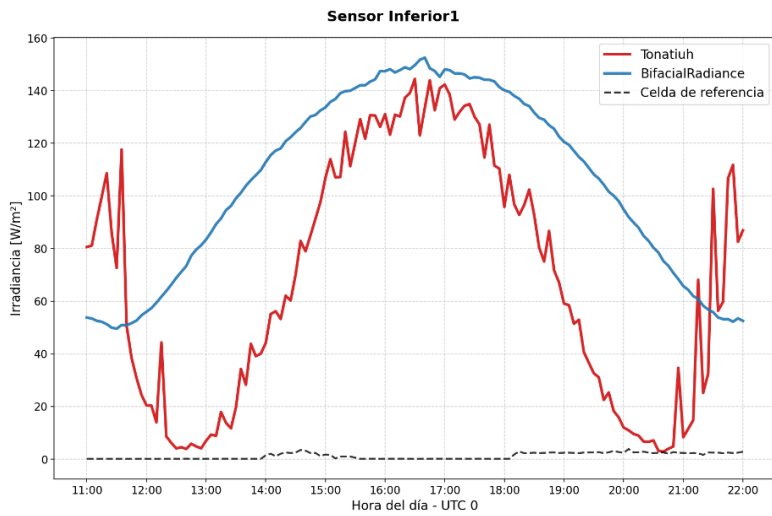
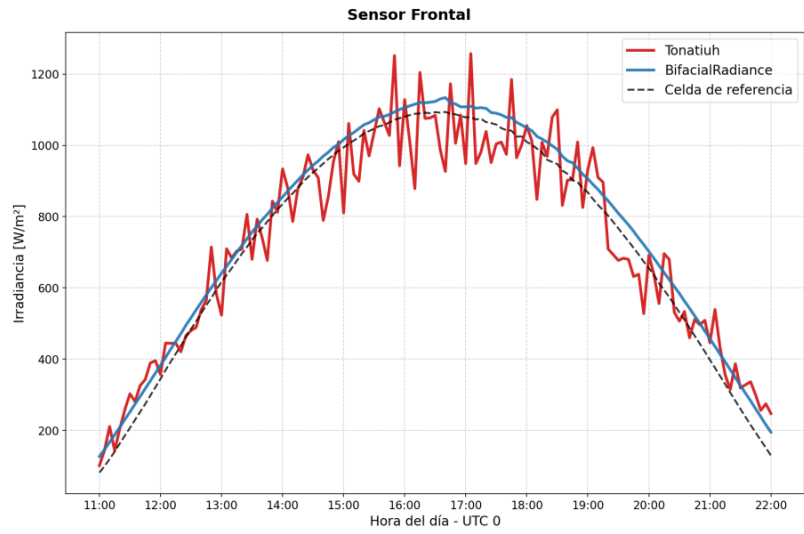


Figura 36: Evolución temporal de irradiancia día 22-09-2024. Irradiancia obtenida en terreno v/s Irradiancia obtenida por software (Tonatiuh y BifacialRadiance). Datos registrados cada 5 minutos.

Tabla 6: Resumen de métricas para irradiancia medida y modelada. 22-09-2024.

		r^2	$RMSE [W/m^2]$	$MAE [W/m^2]$	$MBE [W/m^2]$	$MAPE [\%]$
Frontal	BifacialRadiance	0.975	53.337	40.606	27.061	9.376
	Tonatiuh	0.865	124.093	102.195	75.160	29.609
Inferior1	BifacialRadiance	0.068	68.728	40.550	35.911	32042.249
	Tonatiuh	-0.622	90.662	63.538	63.387	41673.599
Inferior2	BifacialRadiance	0.960	10.786	8.461	-6.434	7.477
	Tonatiuh	0.756	26.743	23.537	22.603	22.753
Central1	BifacialRadiance	0.907	8.450	7.569	7.222	14.327
	Tonatiuh	0.469	20.144	13.570	-6.948	25.709
Central2	BifacialRadiance	0.966	5.230	3.955	2.680	6.690
	Tonatiuh	0.046	27.725	18.189	-16.069	28.565
Superior1	BifacialRadiance	0.953	9.092	7.379	-6.216	7.539
	Tonatiuh	-4.826	101.252	92.411	-92.396	86.756
Superior2	BifacialRadiance	0.967	7.618	5.865	-3.792	6.269
	Tonatiuh	-4.630	99.620	90.758	-90.758	87.568



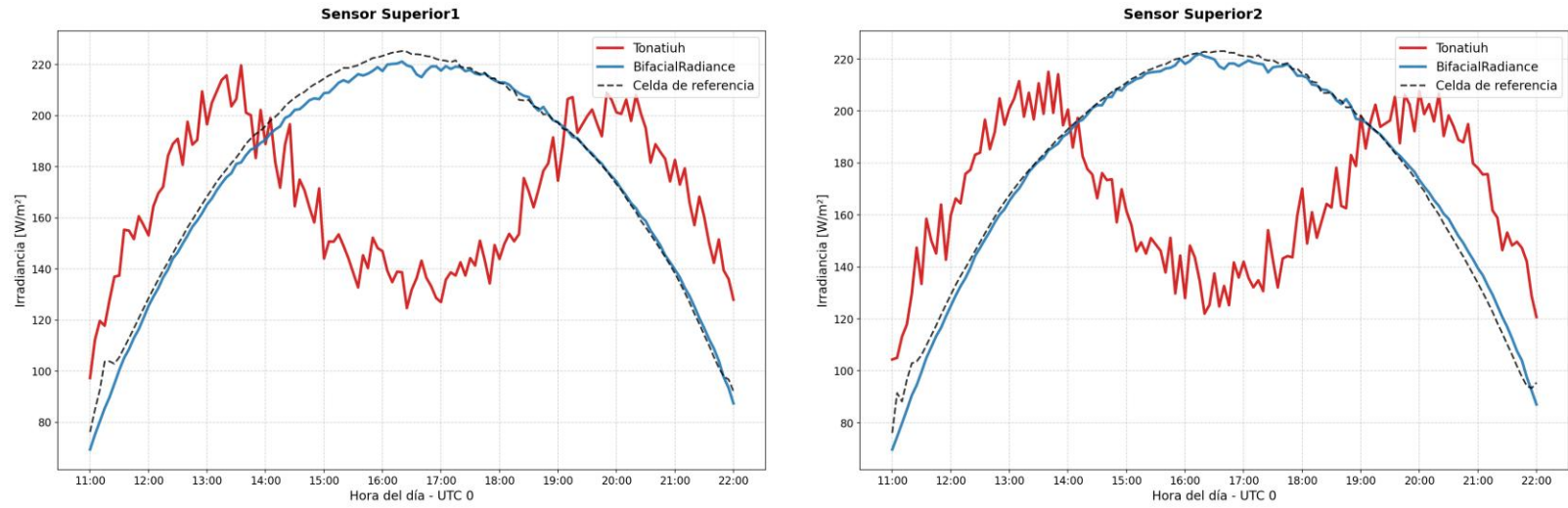
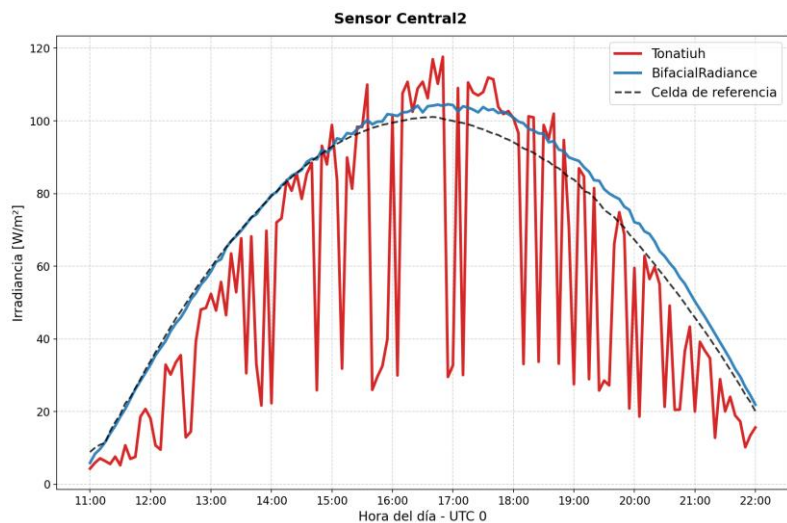
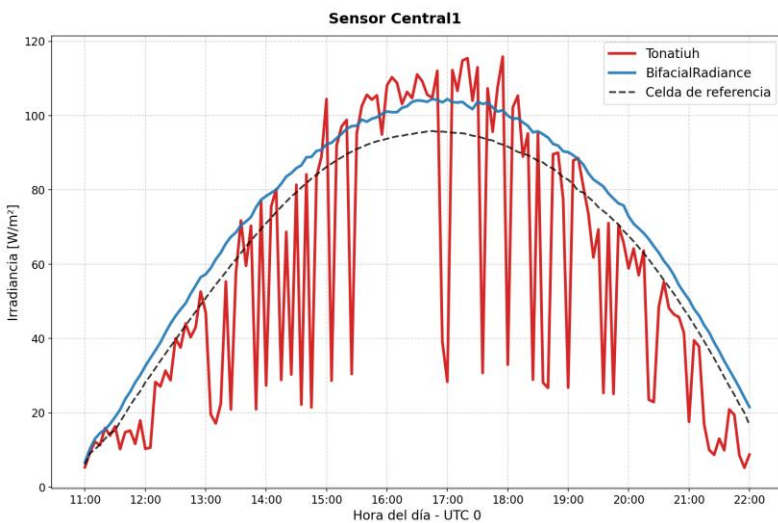
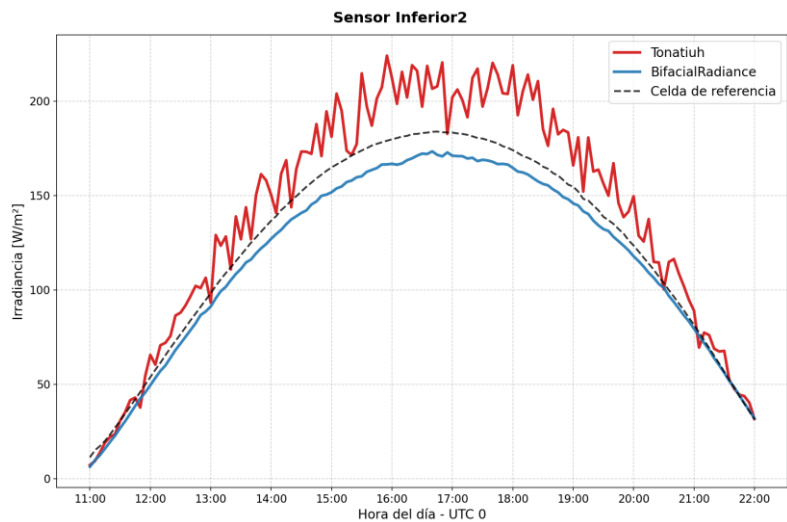
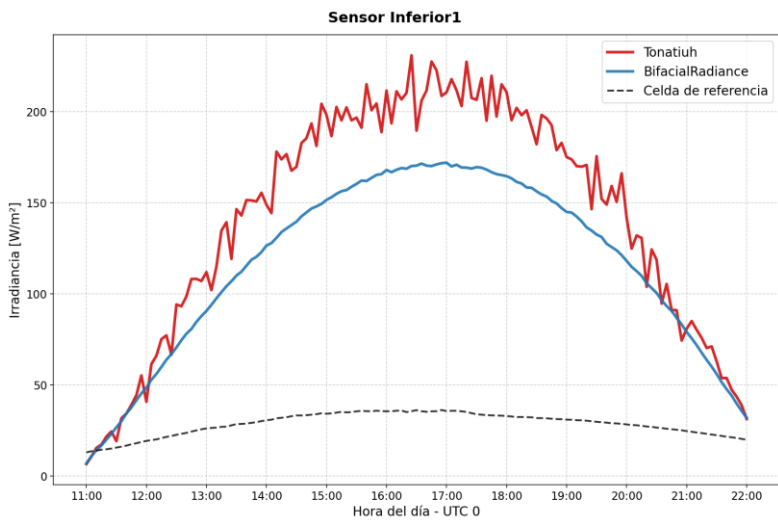
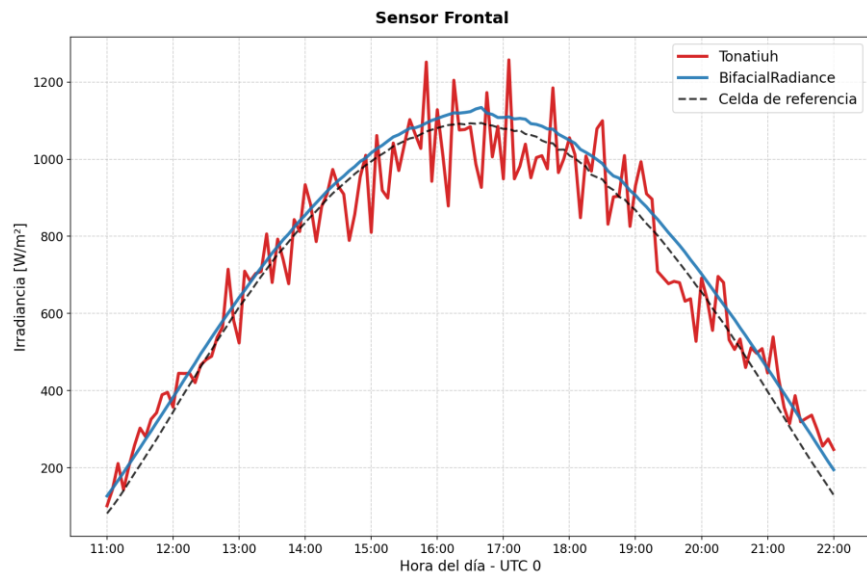


Figura 37: Evolución temporal de irradiancia día 12-21-2024. Irradiancia obtenida en terreno v/s Irradiancia obtenida por software (Tonatiuh y BifacialRadiance). Datos registrados cada 5 minutos.

Tabla 7: Resumen de métricas para irradiancia medida y modelada. 21-12-2024.

		r^2	$RMSE [W/m^2]$	$MAE [W/m^2]$	$MBE [W/m^2]$	$MAPE [\%]$
Frontal	BifacialRadiance	0.984	39.644	37.298	37.298	8.917
	Tonatiuh	0.931	82.144	66.595	8.575	13.268
Inferior1	BifacialRadiance	-8883.932	109.016	103.180	103.180	50234.209
	Tonatiuh	-5022.390	81.971	67.046	67.046	36772.235
Inferior2	BifacialRadiance	0.992	3.481	2.958	0.263	3.880
	Tonatiuh	-0.847	52.105	47.263	-37.168	53.989
Central1	BifacialRadiance	-0.139	16.999	16.578	16.554	17.001
	Tonatiuh	-18.287	69.959	63.763	-21.818	64.520
Central2	BifacialRadiance	0.676	9.356	8.851	8.670	8.296
	Tonatiuh	-19.256	73.984	66.699	-29.386	61.532
Superior1	BifacialRadiance	0.989	4.336	3.360	-2.514	2.170
	Tonatiuh	-0.509	51.050	44.662	-11.077	25.328
Superior2	BifacialRadiance	0.991	3.966	2.933	-0.980	2.157
	Tonatiuh	-0.482	50.740	44.185	-10.251	25.337



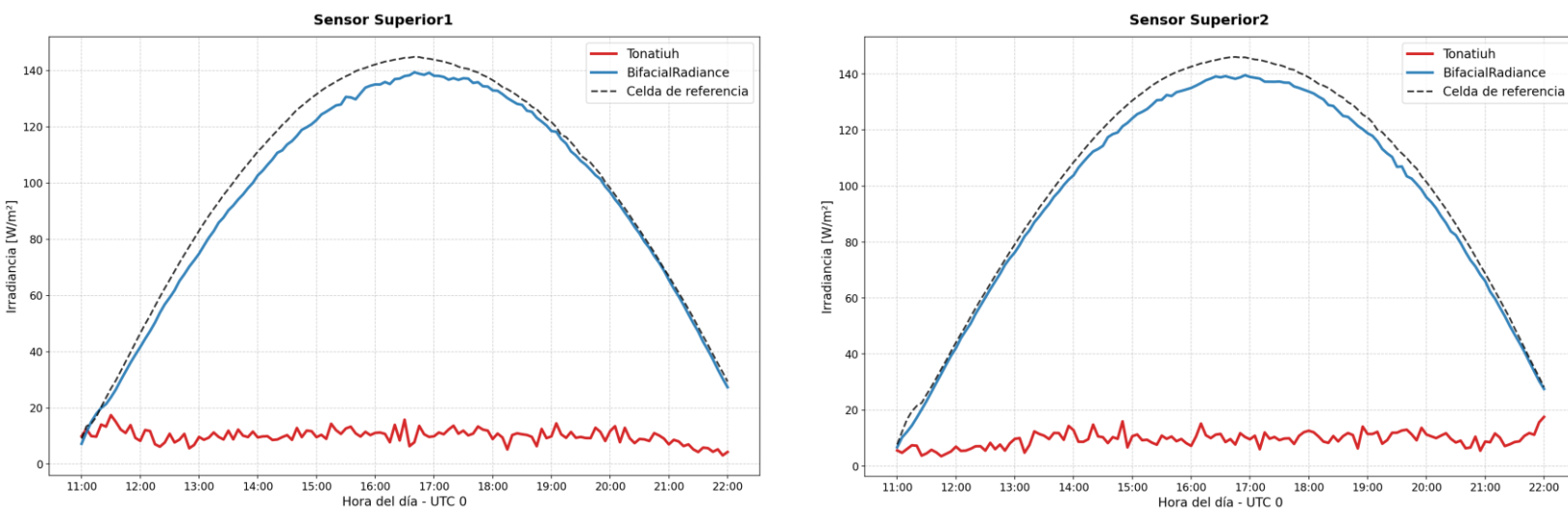


Figura 38: Evolución temporal de irradiancia día 03-20-2025. Irradiancia obtenida en terreno v/s Irradiancia obtenida por software (Tonatiuh y BifacialRadiance). Datos registrados cada 5 minutos.

Tabla 8: Resumen de métricas para irradiancia medida y modelada. 20-03-2025.

		r^2	$RMSE [W/m^2]$	$MAE [W/m^2]$	$MBE [W/m^2]$	$MAPE [\%]$
Frontal	BifacialRadiance	0.991	31.913	29.177	29.177	8.652
	Tonatiuh	0.932	86.915	73.048	39.781	23.185
Inferior1	BifacialRadiance	-244.775	97.367	88.007	87.874	286.242
	Tonatiuh	-417.733	127.090	113.677	113.535	367.678
Inferior2	BifacialRadiance	0.972	8.556	7.625	-7.597	6.725
	Tonatiuh	0.838	20.748	16.858	16.113	13.099
Central1	BifacialRadiance	0.940	6.512	6.282	6.282	10.968
	Tonatiuh	0.189	24.014	16.098	-8.594	25.673
Central2	BifacialRadiance	0.980	3.821	3.033	2.527	5.006
	Tonatiuh	-0.013	27.333	18.607	-14.177	29.726
Superior1	BifacialRadiance	0.980	5.580	4.804	-4.777	5.358
	Tonatiuh	-5.213	97.935	89.956	-89.943	86.052
Superior2	BifacialRadiance	0.985	4.921	4.534	-4.534	5.022
	Tonatiuh	-5.077	98.733	90.696	-90.696	87.869

El análisis por posición evidencia una clara dependencia del error con la ubicación de los sensores. En el sensor frontal, BifacialRadiance muestra su mejor respuesta, presentando diferencias pequeñas respecto a la medición, en contraste a Tonatiuh, donde se observan los mayores errores y desviaciones para esta posición. En los sensores centrales, Tonatiuh presentó mayor dispersión y ruido, mientras que BifacialRadiance mantuvo una curva suave y ajustada, pero con diferencias en las magnitudes de irradiancia. Finalmente, en cuanto a la posición inferior, BifacialRadiance muestra un ajuste similar a la posición superior, con un ligero aumento en los errores. En cuanto a Tonatiuh, la posición inferior presenta el mejor comportamiento.

En conjunto, los resultados muestran que BifacialRadiance entrega un desempeño más estable y preciso en la estimación de la irradiancia frontal y trasera, incluso en días nublados donde la componente difusa es dominante. Lo anterior se explica en parte por el uso de datos meteorológicos (GHI, DHI y DNI) en el modelo de BifacialRadiance, lo que permite representar los efectos producidos por los cambios climáticos. Por otra parte, dado que BifacialRadiance es una herramienta especializada en bPV, permite representar con mayor precisión la componente difusa, la cual presenta alta incidencia en la distribución de irradiancia trasera.

En conjunto a lo anterior, al incorporar los datos de albedo, BifacialRadiance muestra un desempeño aceptable independiente de la temporada analizada, presentando sus mayores errores para el día nublado de 27 de junio, con valores de R^2 , RMSE, MAE y MBE promediados por sensores traseros de 0.475, 24.387 [W/m²], 19.029 [%] y -1.840 [W/m²], respectivamente, mientras que el mejor desempeño se encuentra para el día 20 de marzo, con valores de las métricas anteriores de 0.971, 5.878 [W/m²], 5.256 [%] y -1.620 [W/m²], respectivamente, correspondiente a un día despejado. Estas métricas permiten establecer en una primera instancia que en días despejados, típicos en entornos desérticos, BifacialRadiance entrega datos que representan adecuadamente el comportamiento real del sistema, permitiendo predecir la irradiancia trasera de forma precisa.

Al comparar los errores para ambos softwares, se observa que el día de menor representatividad para BifacialRadiance presenta errores ligeramente menores para el mejor día obtenido por Tonatiuh. Así, considerando el balance entre precisión y costo computacional, BifacialRadiance se posiciona como la herramienta más adecuada para simular la irradiancia frontal y trasera bajo condiciones reales de operación.

Si bien Tonatiuh permite representar geometrías complejas y ofrece flexibilidad en la definición de materiales y condiciones solares, durante su aplicación se identificaron limitaciones relevantes bajo las condiciones específicas de este estudio. En particular, al analizar escenarios caracterizados por irradiancia no homogénea y alta contribución de radiación reflejada, se observaron inconsistencias en la reproducción de irradiancia trasera, las que se pueden observar en 4.1.1.1.

Dado que el objetivo de esta sección es caracterizar con precisión la distribución de irradiancia a escala de celda, y considerando que las inconsistencias observadas afectan directamente la validez del modelo óptico para su posterior acoplamiento con los modelos eléctrico y térmico, se seleccionó BifacialRadiance como herramienta principal, que mostró una mejor coherencia con las mediciones experimentales realizadas en el sitio de estudio y una mayor robustez en la representación de la irradiancia trasera bajo condiciones reales de operación.

4.1.1.2 Validación modelo BifacialRadiance

Una vez seleccionado BifacialRadiance como la herramienta a utilizar, con el objetivo de analizar en profundidad el comportamiento del modelo a lo largo del año se realiza un barrido de simulaciones entre el 27 de junio del 2024 hasta el 04 de abril del 2025, en intervalos de 3 días entre cada día simulado y con 15 minutos entre cada simulación.

Para optimizar el análisis y enfocarlo en los rangos horarios donde se busca determinar el comportamiento del arreglo fotovoltaico, se incorporan distintos filtros que en primer lugar permiten focalizar el análisis para los periodos del día en los que la irradiancia frontal es suficiente para que los módulos comiencen a operar (sobre $100 \text{ [W/m}^2\text{]}$). En segundo lugar, se descartan los rangos horarios en los que se presentan las anomalías explicadas anteriormente. Esto explica la falta de puntos para el sensor Inferior 1 que se observa en los gráficos siguientes, el cual sufre errores constantes a lo largo del tiempo.

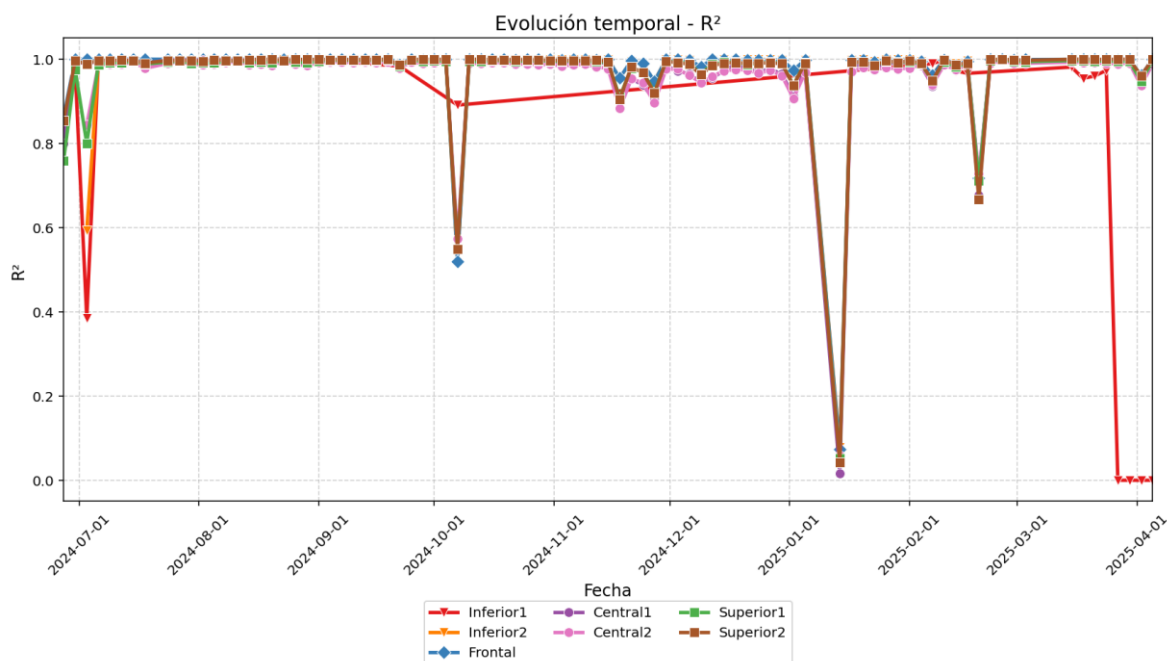


Figura 39: Evolución temporal de R^2 para irradiancia medida v/s irradiancia modelada con BifacialRadiance.

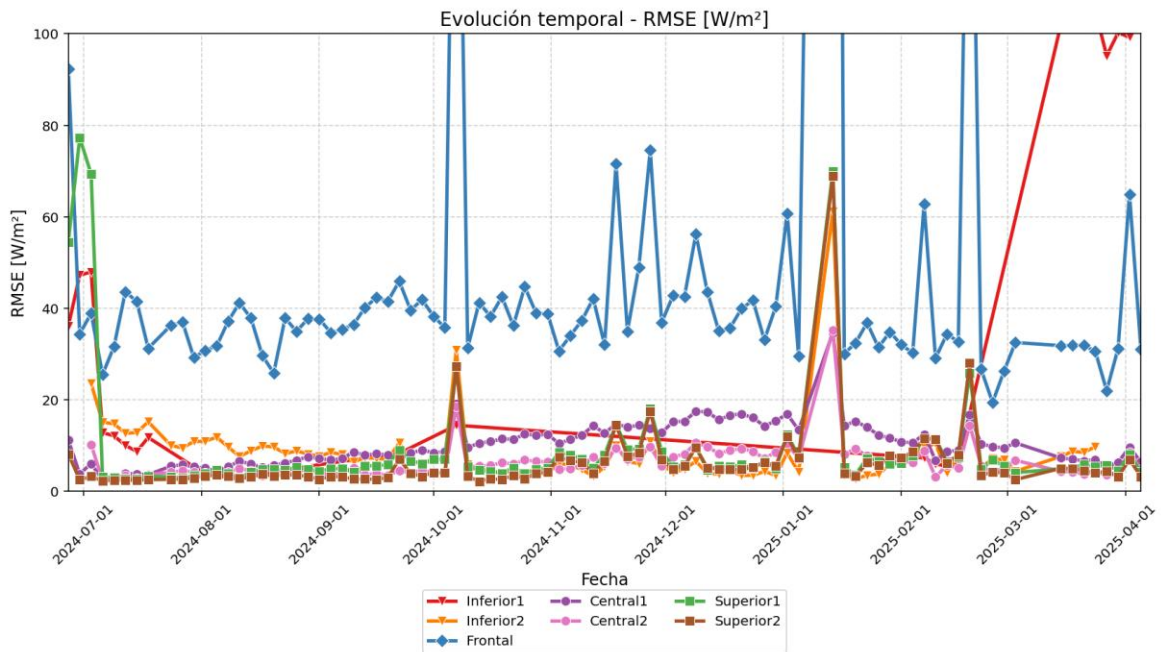


Figura 40: Evolución temporal de RMSE relativo de irradiancia medida v/s irradiancia modelada con *BifacialRadiance*.

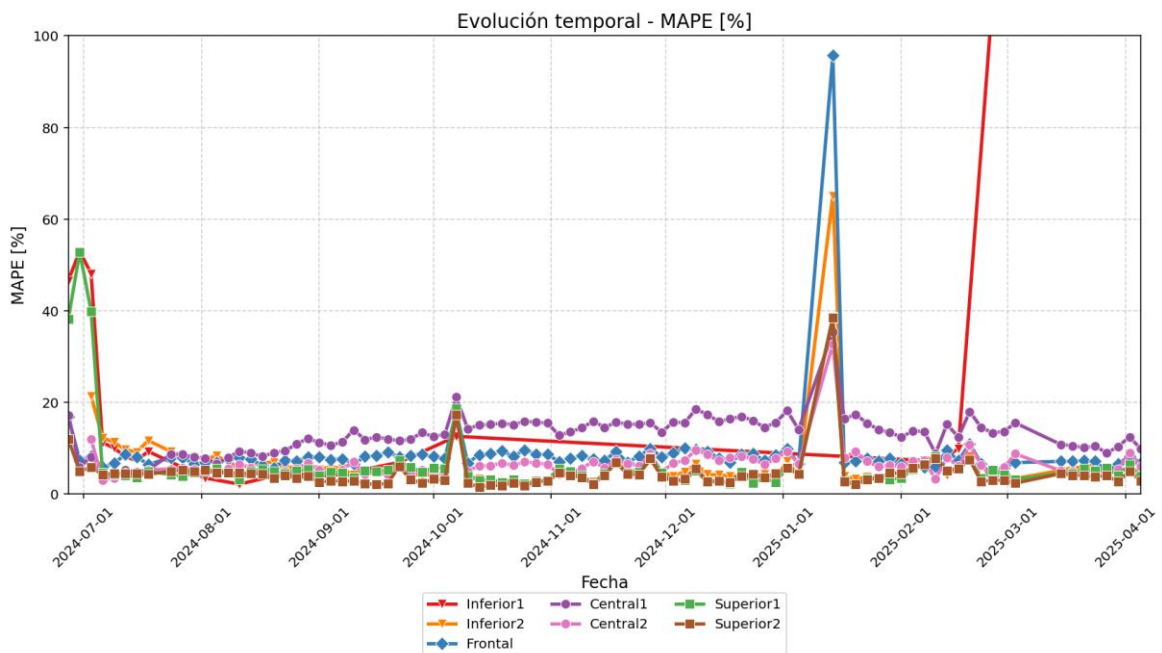


Figura 41: Evolución temporal de MAPE para irradiancia medida v/s irradiancia modelada con *BifacialRadiance*.

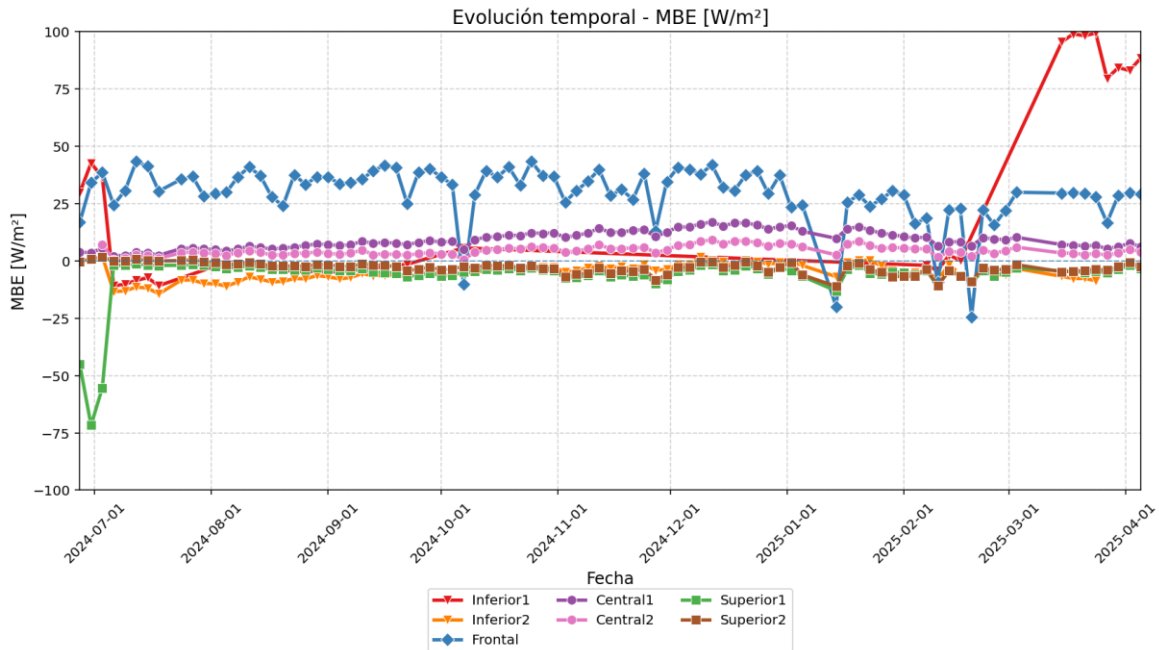


Figura 42: Evolución temporal de MBE para irradiancia medida v/s irradiancia modelada con BifacialRadiance.

Los gráficos anteriores muestran un comportamiento estable a lo largo del tiempo salvo en algunas fechas puntuales, donde se observan aumentos en los errores, los que son principalmente asociados a condiciones climáticas o anomalías en los datos medidos, tales como las ya mencionadas o bien, registros incompletos. Durante estos eventos específicos, los errores tienden a aumentar, reflejándose en los picos visibles en los gráficos de error, especialmente en el de RMSE.

En la Figura 39, se observa que el comportamiento del modelo mantiene una alta consistencia a lo largo de todo el periodo analizado, presentando coeficientes de determinación R^2 cercanos a 1, exceptuando los eventos puntuales mencionados anteriormente. Esto evidencia que las estimaciones obtenidas mediante el modelo presentan una fuerte correspondencia con los valores experimentales independiente de la posición analizada, reproduciendo adecuadamente la variación temporal de la irradiancia medida y reflejando una alta capacidad predictiva en condiciones similares a las del sitio de estudio.

El análisis anterior permite definir que la forma o patrón que adoptan los datos simulados se ajusta adecuadamente a los datos medidos en terreno. Sin embargo, además de validar la correlación, resulta necesario evaluar si las magnitudes absolutas son también comparables. Para ello, el error MBE mostrado en la Figura 42 permite establecer la tendencia del modelo a sobreestimar o subestimar la irradiancia, dependiendo de la posición analizada. En la Tabla 9 se observa el resumen de métricas obtenido durante todo el periodo de estudio. Dejando de lado la posición Inferior1, caracterizada por mediciones erróneas, al analizar el lado trasero

se observa que el mayor valor de MBE se presenta en la posición Superior 1, con $-8.363 \text{ [W/m}^2\text{]}$. En cuanto a la posición frontal, se observa que el modelo generado tiende a sobre estimar la irradiancia en $30 \text{ [W/m}^2\text{]}$.

En términos generales, dado que el MBE promedio se mantiene por debajo de los $8.5 \text{ [W/m}^2\text{]}$, los resultados se consideran dentro del margen aceptable, consistente con la tolerancia promedio de las celdas de referencia, cuyo rango se encuentra típicamente entre $\pm 5 \text{ [W/m}^2\text{]} \pm 2.5\%$ [69]. Esto confirma que el sesgo sistemático del modelo es reducido y que la discrepancia entre las magnitudes simuladas y observadas se encuentra dentro del error instrumental esperado, reafirmando la validez del modelo bajo las condiciones experimentales del sitio de estudio.

De este modo, se valida el modelo generado mediante BifacialRadiance, concluyendo que representa adecuadamente la irradiancia trasera del sistema a lo largo de las distintas temporadas analizadas, con niveles de precisión consistentes entre las posiciones instrumentadas. Las discrepancias observadas pueden atribuirse principalmente a errores sistemáticos asociados a los sensores, tales como ensuciamiento superficial, envejecimiento del encapsulado o fallas intermitentes en los contactos eléctricos de las celdas de referencia. No obstante, estos niveles de error se consideran aceptables para los objetivos de este estudio, permitiendo utilizar el modelo óptico para el análisis de la distribución espacial de la irradiancia trasera y la evaluación de su no homogeneidad bajo las condiciones específicas del sitio de estudio.

Finalmente, es importante destacar que los errores asociados a la estimación de la irradiancia constituyen una fuente de incertidumbre que puede propagarse hacia los modelos eléctricos y térmicos utilizados posteriormente. En particular, desviaciones sistemáticas en la irradiancia trasera pueden influir en la estimación de la generación eléctrica y en el balance térmico del módulo, por lo que estas incertidumbres deben ser consideradas al interpretar los resultados del acople O-E-T.

Tabla 9: Resumen de métricas para el periodo analizado.

Posición	N datos	RMSE [W/m2]	MAPE [%]	MBE [W/m2]	R^2
Frontal	1855	68.431	8.610	29.467	0.950
Central1	1824	12.948	12.496	7.794	0.696
Central2	1794	10.612	6.365	2.898	0.824
Inferior1	445	63.382	125.376	33.546	-0.532
Inferior2	1712	13.198	6.516	-5.780	0.918
Superior1	1845	20.588	7.586	-8.393	0.853
Superior2	1828	16.748	5.956	-5.595	0.904

4.1.2 Mapa de irradiancia

Una vez valido el modelo óptico, es posible obtener la distribución de irradiancia discretizada a nivel de celda. La Figura 43 muestra la distribución de irradiancia para todo el arreglo fotovoltaico HET21, donde se evidencia una distribución no homogénea en el lado trasero, distinguiendo zonas de mayor irradiancia, asociadas a áreas con mayor exposición al suelo, y zonas de menor irradiancia concentradas principalmente en torno a la estructura de soporte. Es importante notar la presencia de estos sombreamientos en el lado trasero, los cuales se concentran en las cercanías de la estructura, por lo que se establece que este es su principal origen. Estos patrones evidencian que la irradiancia recibida en la cara posterior del módulo presenta variaciones espaciales relevantes.

Si bien existen sombreamientos constantes a lo largo del año, al analizar ambos mapas de irradiancia se observa una transición en los valores de irradiancia a medida que transcurre el año. Finalmente, una vez establecida la irradiancia sobre cada celda es posible analizar el comportamiento del modelo eléctrico.

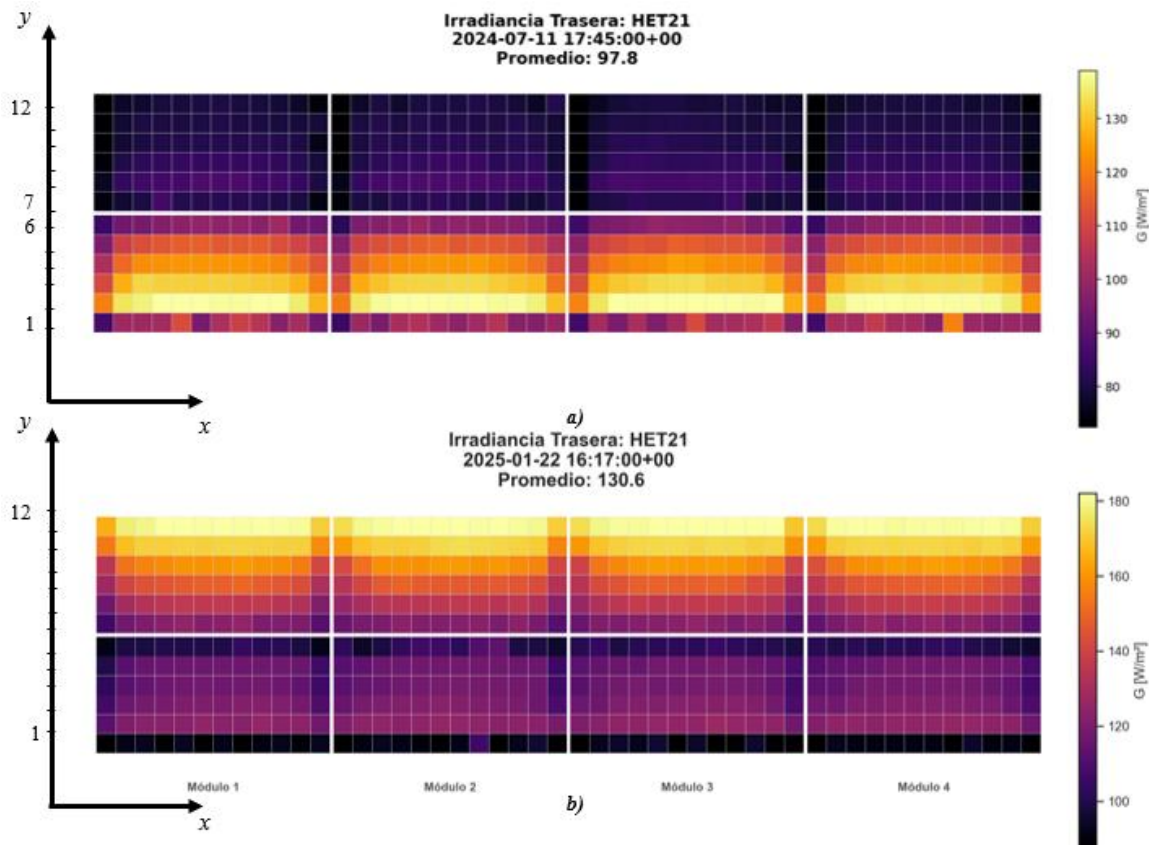


Figura 43: Mapa de irradiancia HET21 para a)2024-09-11 y b)2025-01-22.

4.1.3 Modelo eléctrico

Tal como se mencionó anteriormente, para la aplicación del método eléctrico es necesario definir previamente el valor del parámetro de idealidad n . Dado que este parámetro no se obtiene directamente del ensayo flasher, su determinación requiere un análisis previo del comportamiento del modelo eléctrico bajo distintos valores de n .

Esta sección inicia mostrando el proceso aplicado para seleccionar el coeficiente de idealidad de cada tecnología y posteriormente, busca validar el modelo generado mediante la comparación con datos reales obtenidas mediante un ensayo de trazado de curva I-V realizado en terreno. Para esto se inicia estableciendo el comportamiento del diodo de derivación, para lo que se asume un diodo ideal cuyos parámetros son extraídos de [20], con $n_{bd} = 1.2 [-]$ y $I_0 = 100 [\mu A]$.

4.1.3.1 Elección del parámetro n

El modelo eléctrico se construye a partir de los datos experimentales obtenidos bajo STC. En este contexto, el proceso de selección de n busca identificar el valor que permita reproducir con mayor precisión los parámetros característicos del módulo. Sin embargo, dado que en operación real los módulos fotovoltaicos están sometidos a condiciones variables de irradiancia y temperatura, no resulta factible evaluar la estabilidad del modelo únicamente bajo condiciones STC. Por esta razón, se analiza el comportamiento del modelo eléctrico frente a variaciones de temperatura, con el objetivo de evaluar su consistencia fuera del punto de calibración. Para ello, se utilizan los coeficientes de temperatura proporcionados por el fabricante, correspondientes a la corriente de cortocircuito (Tk_I), la tensión de circuito abierto (Tk_V) y la potencia máxima (Tk_P). Estos coeficientes permiten estimar los valores de referencia de los puntos característicos del módulo a distintas temperaturas de operación.

Las Figura 44, 45 y 47 presentan las curvas I-V correspondientes a un módulo fotovoltaico de las tecnologías analizadas, para distintas temperaturas de operación. Asimismo, las Tablas 10, 11 y 12 resumen los valores de los puntos característicos obtenidos mediante el modelo en conjunto a las métricas de error asociadas respecto de los valores de referencia.

El valor de n reportado en cada tabla corresponde al que minimiza simultáneamente los errores en los puntos característicos para el conjunto de módulos de cada tecnología bajo las temperaturas analizadas. De este modo, el criterio de selección de n no se limita a un ajuste puntual bajo STC, sino que considera la estabilidad y representatividad del modelo eléctrico frente a variaciones térmicas, permitiendo una caracterización más robusta del comportamiento del módulo.

Como se observa en las Figuras correspondientes, el valor de n seleccionado para cada tecnología permite generar familias de curvas I-V coherentes para las distintas temperaturas analizadas, manteniendo un comportamiento consistente frente a la variación térmica. En

todos los casos, el efecto de la temperatura se manifiesta principalmente en los puntos P_{mp} y V_{oc} , mientras que la corriente de cortocircuito presenta variaciones de menor magnitud.

Al analizar las métricas de error, se observa que la tecnología HET21, asociada al esquema eléctrico de un ala, presenta el mejor nivel de ajuste, con errores inferiores a la unidad en todos los casos evaluados. En contraste, las tecnologías PERC+, correspondientes al esquema eléctrico de dos alas, muestran un desempeño inferior, evidenciándose un incremento en los errores. Este efecto es más pronunciado en la tecnología PERC+21, donde se registran los mayores errores entre todos los casos analizados.

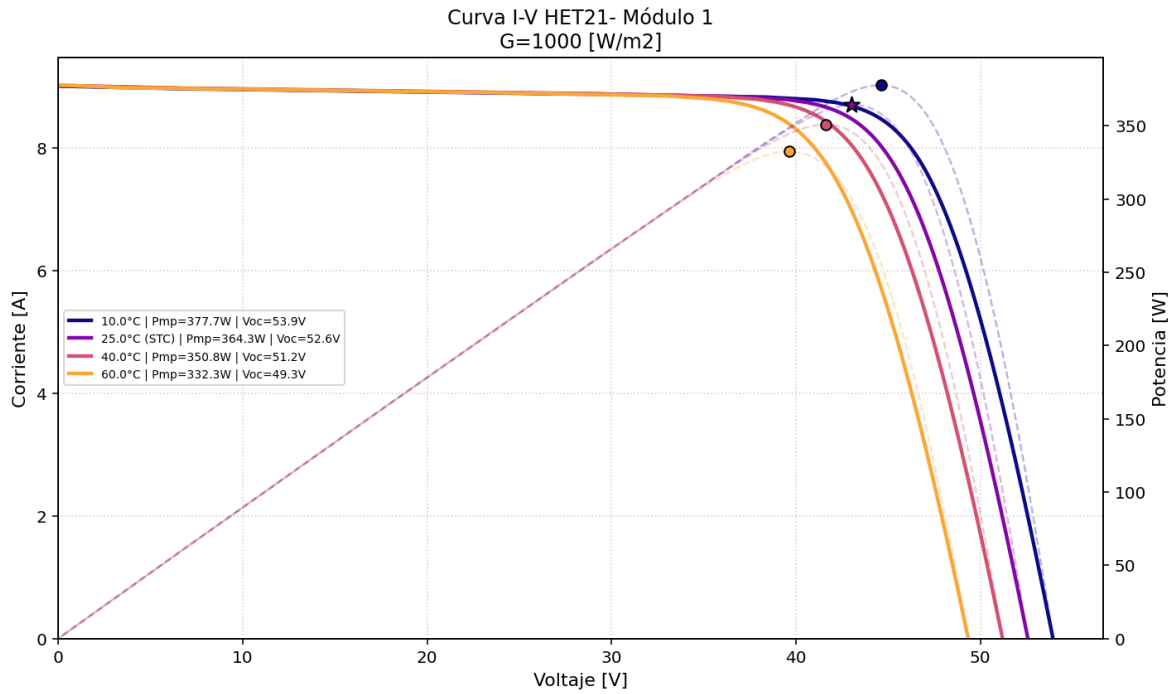


Figura 44: Curvas I-V para distintas temperaturas. Tecnología HET21.

Tabla 10: Métricas de puntos característicos para los ocho módulos fotovoltaicos HET21.

$n=1.50$ [-]	$TkP= -0.0025$ [$^{\circ}C^{-1}$]		$TkV= -0.0018$ [$^{\circ}C^{-1}$]		$TkI= 0.00035$ [$^{\circ}C^{-1}$]	
T[$^{\circ}C$]	$\overline{P_{mp}}$ [W]	RMSE [W]	$\overline{V_{oc}}$ [V]	RMSE [V]	$\overline{I_{sc}}$ [A]	RMSE [A]
10	377.759	0.276	53.873	0.097	8.994	0.042
25 (STC)	364.324	0.138	52.513	0.038	8.999	0.000
40	350.834	0.214	51.141	0.009	9.004	0.042
60	332.358	0.198	49.283	0.043	9.011	0.098

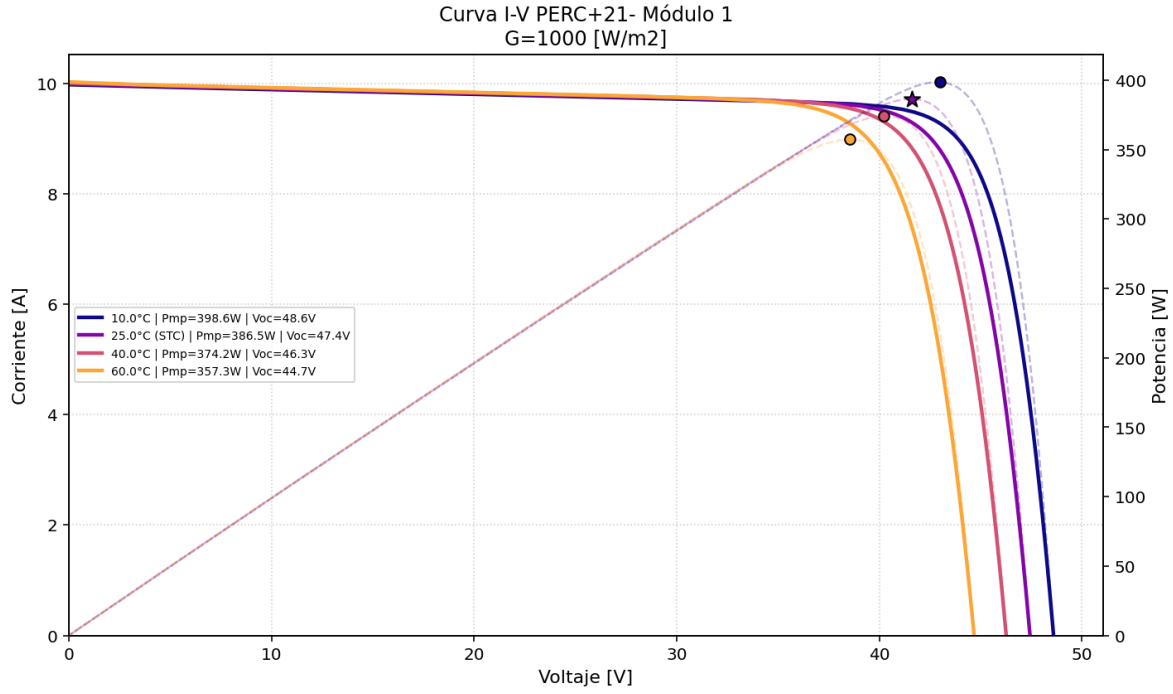


Figura 45: Curvas I-V para distintas temperaturas. Tecnología PERC+21.

Tabla 11: Métricas de puntos característicos para los ocho módulos fotovoltaicos PERC+21.

n=1.43 [-]	TkP= -0.0036 [°C ⁻¹]		TkV= -0.0029 [°C ⁻¹]		TkI= 0.00048 [°C ⁻¹]	
T[°C]	$\overline{P_{mp}}$ [W]	RMSE [W]	$\overline{V_{oc}}$ [V]	RMSE [V]	$\overline{I_{sc}}$ [A]	RMSE [A]
10	451.936	7.195	49.739	2.046	11.046	0.058
25 (STC)	430.667	6.347	47.880	1.098	11.061	0.000
40	409.298	13.042	46.007	0.163	11.076	0.058
60	380.317	23.161	43.488	1.069	11.096	0.134

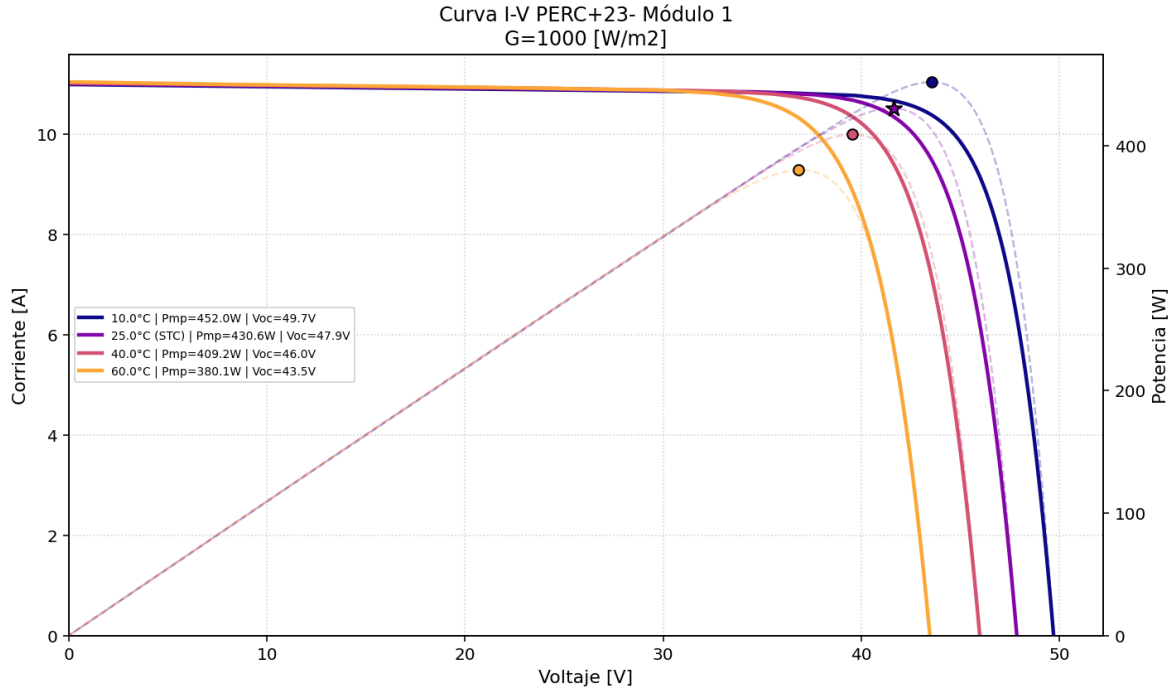


Figura 46: Curvas I-V para distintas temperaturas. Tecnología PERC+23.

Tabla 12: Métricas de puntos característicos para los ocho módulos fotovoltaicos PERC+23.

$n=1.70$ [-]	$TkP= -0.0034$ [°C ⁻¹]		$TkV= -0.00265$ [°C ⁻¹]		$TkI= 0.0005$ [°C ⁻¹]	
T[°C]	$\overline{P_{mp}}$ [W]	RMSE [W]	$\overline{V_{oc}}$ [V]	RMSE [V]	$\overline{I_{sc}}$ [A]	RMSE [A]
10	451.925	4.388	49.739	1.407	14.749	0.068
25 (STC)	430.655	3.624	47.880	1.310	11.089	0.000
40	409.276	2.977	46.007	1.227	11.104	0.068
60	380.305	2.454	43.488	1.140	11.124	0.159

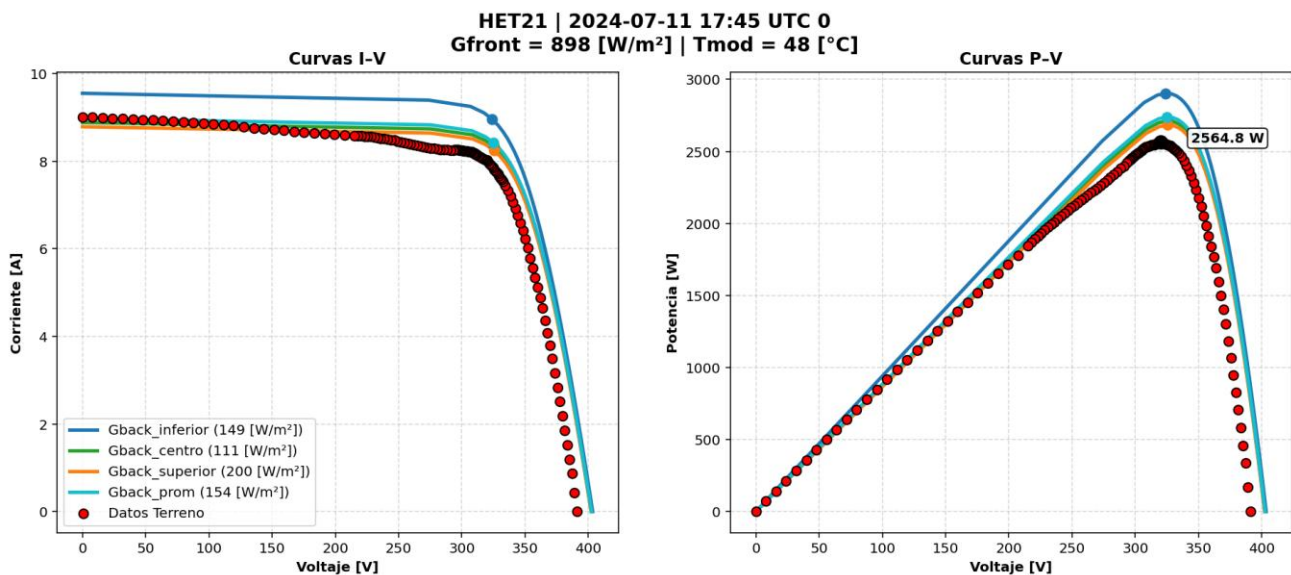
Este análisis evidencia que los puntos característicos de la curva I-V simulada dependen directamente del valor del factor n seleccionado. Si bien en este estudio se adopta un valor fijo de n que entrega estabilidad frente a distintas combinaciones de irradiancia y temperatura, los resultados muestran que la selección de un valor específico de n para cada condición de operación permite un mejor ajuste de los puntos característicos del módulo

4.1.3.2 Validación modelo eléctrico

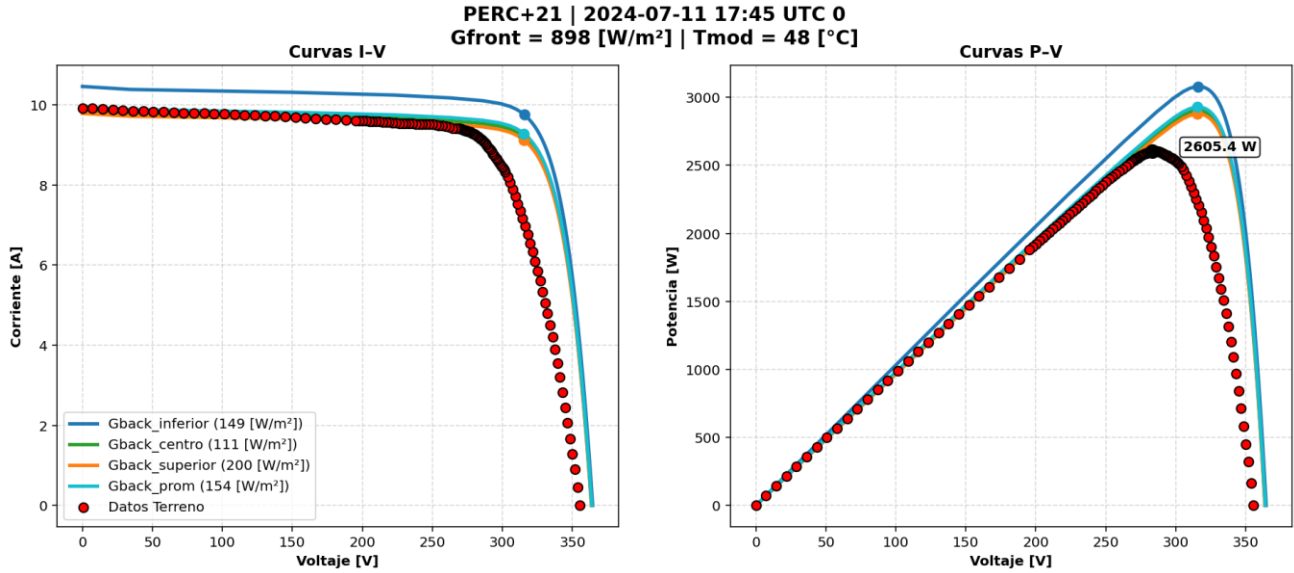
Para el proceso de validación se dispone de datos experimentales obtenidos a partir de un trazador de curvas I-V aplicado en terreno. Este ensayo se realiza en siete instantes de tiempo distintos, lo que permite evaluar la capacidad del modelo para representar la respuesta eléctrica del módulo bajo condiciones reales de operación. Si bien en esta etapa aún no se cuenta con el modelo térmico que permite estimar la temperatura a nivel de celda, se dispone de mediciones reales de temperatura obtenidas mediante sensores instalados en el módulo. En consecuencia, esta etapa se enfoca en evaluar el desempeño del modelo eléctrico de manera independiente, previo a su acoplamiento con los modelos óptico y térmico, utilizando como entradas las condiciones reales de irradiancia y temperatura medidas en terreno.

La Figura 47 presenta para cada tecnología analizada, la curva I-V medida en terreno junto con las curvas obtenidas mediante el modelo eléctrico. Con el fin de analizar el impacto de la posición en la que se mide la irradiancia trasera en la estimación de la curva I-V, se simulan distintas curvas utilizando diferentes valores de irradiancia trasera, cada uno asociado a una posición específica de las celdas de referencia.

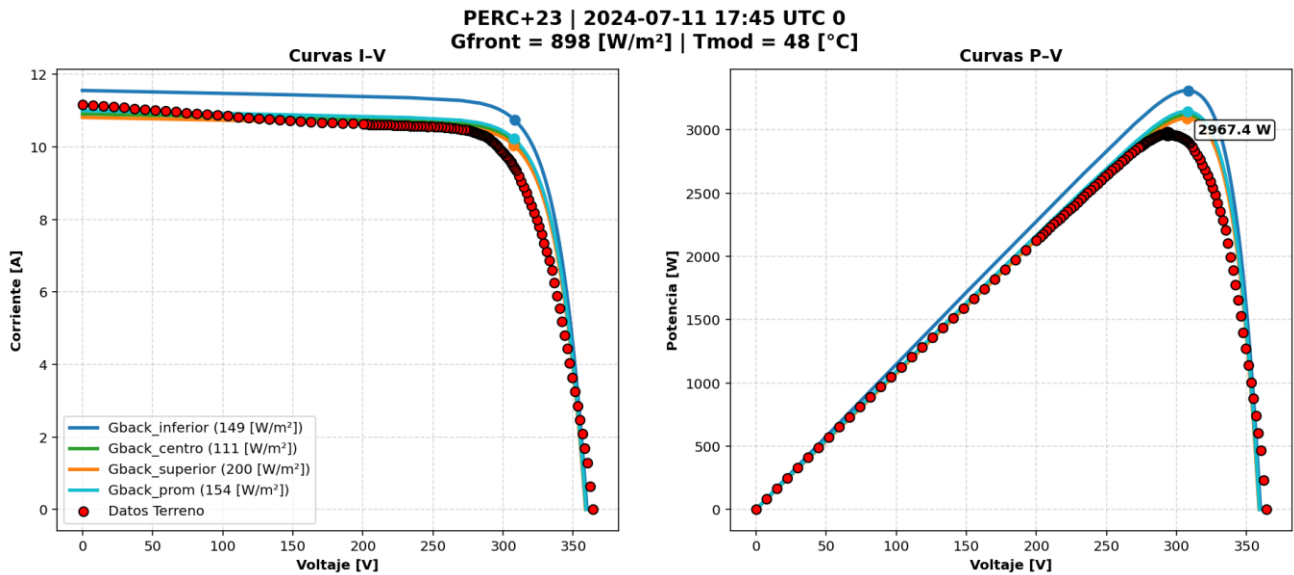
En la Tabla 13 se resume el desempeño del modelo eléctrico al contrastar los valores simulados de P_{mp} para cada posición con los datos reales para cada tecnología. Como se puede observar, para todas las tecnologías el mejor ajuste se obtiene utilizando la medición de irradiancia trasera realizada en la posición central, la cual está caracterizada por la menor irradiancia.



a)



b)



c)

Figura 47: Comparación entre curvas I-V y P-V medida en terreno y simuladas. Tecnología a) HET21, b) PERC+21 y c) PERC+23.

De manera similar a los resultados del inciso anterior, los errores obtenidos muestran que la tecnología HET21 presenta la mayor capacidad para representar la respuesta eléctrica del módulo, seguida por la tecnología PERC+23. En contraste, la tecnología PERC+21 mantiene el peor desempeño relativo entre los casos analizados.

Al contrastar estos resultados con los reportados en la literatura, donde al implementar el modelo propuesto por Wenbo et al. [18] se documentan errores de hasta un 20[%] en los casos más desfavorables [54], se observa que los errores obtenidos para las tres tecnologías analizadas se mantienen por debajo del 19[%]. En este contexto, los resultados sugieren que los esquemas eléctricos implementados son capaces de reproducir adecuadamente la respuesta eléctrica de los módulos fotovoltaicos en el rango de condiciones evaluado.

Los errores obtenidos muestran que, en todos los casos analizados, la potencia simulada tiende a ser sobreestimada respecto de los valores medidos en terreno. Este comportamiento puede explicarse considerando que los datos utilizados para construir el modelo eléctrico provienen del ensayo flasher, el cual se realiza previo al inicio del ciclo de operación de los módulos fotovoltaicos. En contraste, el trazado de la curva I–V en terreno se lleva a cabo después de un período de operación, durante el cual los módulos han estado sometidos a distintos mecanismos de degradación. En consecuencia, resulta esperable una disminución progresiva de su rendimiento en el tiempo, lo que se traduce en diferencias sistemáticas entre las condiciones de caracterización inicial y las mediciones en operación real.

Una vez valido el modelo eléctrico y óptico de manera individual, es posible construir el modelo térmico siguiendo el esquema establecido en la metodología.

Tabla 13: Comparación entre P_{mp} medido en terreno y simulado para distintas posiciones.

Tecnología	Posición	$P_{mp,prom}$ [W]	RMSE [W]	MBE [W]	MAPE [%]
HET21	Inferior	3078.75	284.174	278.142	9.784
	Centro	3001.77	137.423	132.943	4.645
	Superior	3146.97	267.458	252.224	8.676
	Promedio	3121.05	214.071	209.923	7.293
PERCE+21	Inferior	3340.98	550.035	541.300	18.907
	Centro	3268.05	418.181	404.519	14.073
	Superior	3404.84	543.421	518.438	17.952
	Promedio	3381.97	492.606	477.445	16.592
PERCE+23	Inferior	3568.71	356.230	349.543	10.665
	Centro	3489.68	209.705	201.098	6.085
	Superior	3638.19	345.804	324.392	9.726
	Promedio	3613.04	289.540	280.089	8.457

4.1.4 Modelo térmico

En esta sección se presentan los resultados asociados a la determinación de los factores térmicos necesarios para la construcción del modelo térmico basado en el método de Faiman mejorado [61].

4.1.4.1 Determinación del producto $F\varepsilon$

Al aplicar el procedimiento de selección de instantes definido en la sección de Metodología, se obtienen 102 instantes de tiempo que satisfacen simultáneamente las condiciones establecidas. Estos instantes se analizan mediante los modelos óptico y eléctrico, permitiendo evaluar el balance energético definido por la ecuación (68), para lo que se adoptan valores de absorptividad $\alpha_f = 0.90$ [-] para la cara frontal y $\alpha_b = 0.85$ [-] para la cara posterior, establecidos de acuerdo con valores comúnmente reportados en la literatura [64].

En la Figura 48 se observa el comportamiento espacial de los factores. El eje x corresponde al número de celda de la posición vertical (eje y de la Figura 26), considerando dos módulos pertenecientes a una misma columna, donde $y = 1$ corresponde a la menor altura respecto al suelo, mientras que $y = 12$ a la mayor.

Como puede observarse, todos los valores calculados superan la unidad, lo que no es físicamente posible, dado que $F\varepsilon$ debe encontrarse acotado entre 0 y 1. Sin embargo, resulta relevante destacar la tendencia general que siguen los datos, iniciando por los valores obtenidos para el módulo inferior (celda 1 a 6), cuyas celdas en cada extremo presentan una disminución respecto a las celdas contiguas, este comportamiento se debe al sombreado localizado y constante presente en esa zona. Por otra parte, a medida que aumenta la altura del módulo los valores $F\varepsilon$ también lo hacen, lo que indica un mayor factor de visión debido a una menor obstrucción del entorno del módulo. Este resultado es consistente con el comportamiento esperado, ya que una mayor separación respecto del suelo y de posibles obstáculos incrementa el intercambio radiativo con el entorno.

No obstante, debido a que los valores obtenidos exceden los límites físicos admisibles, se opta por determinar el factor $F\varepsilon$ a partir de correlaciones empíricas utilizadas en la literatura [18], [20], [61], expresadas mediante las siguientes relaciones:

$$F = \cos \theta \quad (67)$$

$$F = \frac{\cos \theta + 1}{2} \quad (68)$$

Con θ el ángulo de inclinación del arreglo fotovoltaico. Adicionalmente, la literatura reporta valores referenciales del factor de emisividad efectiva en torno a 0.88 [-]. En consecuencia, se establece que el factor F se encuentra acotado por las expresiones anteriores y se fija el producto $F\varepsilon$ para todas las celdas en un valor constante de 0.84 [-].

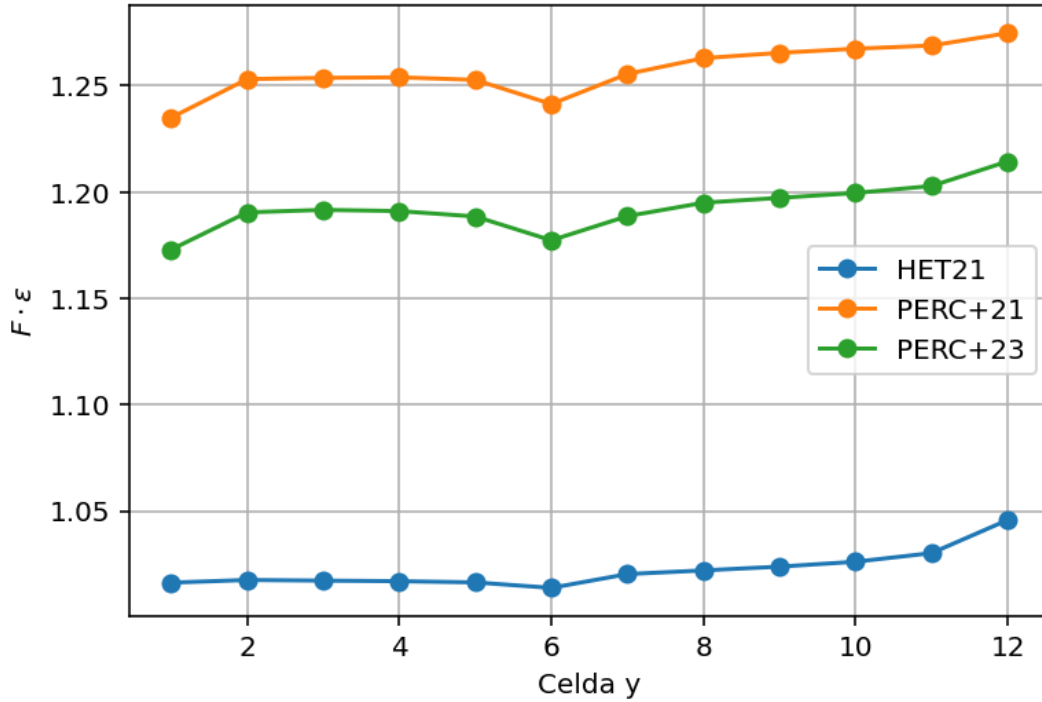


Figura 48: Promedio del producto $F\varepsilon$ en función de la posición y para las distintas tecnologías.

Si bien es posible construir el modelo térmico estableciendo un valor constante del factor $F\varepsilon$, es importante destacar que, aunque el modelo permite identificar tendencias espaciales coherentes con el comportamiento físico esperado, los valores absolutos obtenidos no resultan físicamente admisibles. Esto evidencia que, si bien la formulación captura adecuadamente las variaciones asociadas a la geometría del sistema, presenta limitaciones para la estimación directa del factor $F\varepsilon$ en términos absolutos.

En este sentido, la literatura reporta que el factor $F\varepsilon$ corresponde a un parámetro altamente sensible e inestable, cuya estimación depende fuertemente de la precisión de las variables de entrada [61]. Bajo este contexto, la propagación de errores desde los modelos óptico y eléctrico utilizados en este trabajo dificulta aún más su determinación, la sobreestimación de irradiancia frontal, junto con la sobreestimación de la potencia eléctrica, conduce a balances de energía inconsistentes, derivando en valores físicamente imposibles del parámetro $F\varepsilon$.

4.1.4.2 Determinación coeficientes de transferencia de calor (u_0 y u_1)

Una vez establecido el valor del factor $F\varepsilon$, se procede a la determinación de los coeficientes de transferencia de calor u_0 y u_1 . Para ello, se construyen las ventanas temporales asociadas a regímenes de baja y alta velocidad de viento, respectivamente.

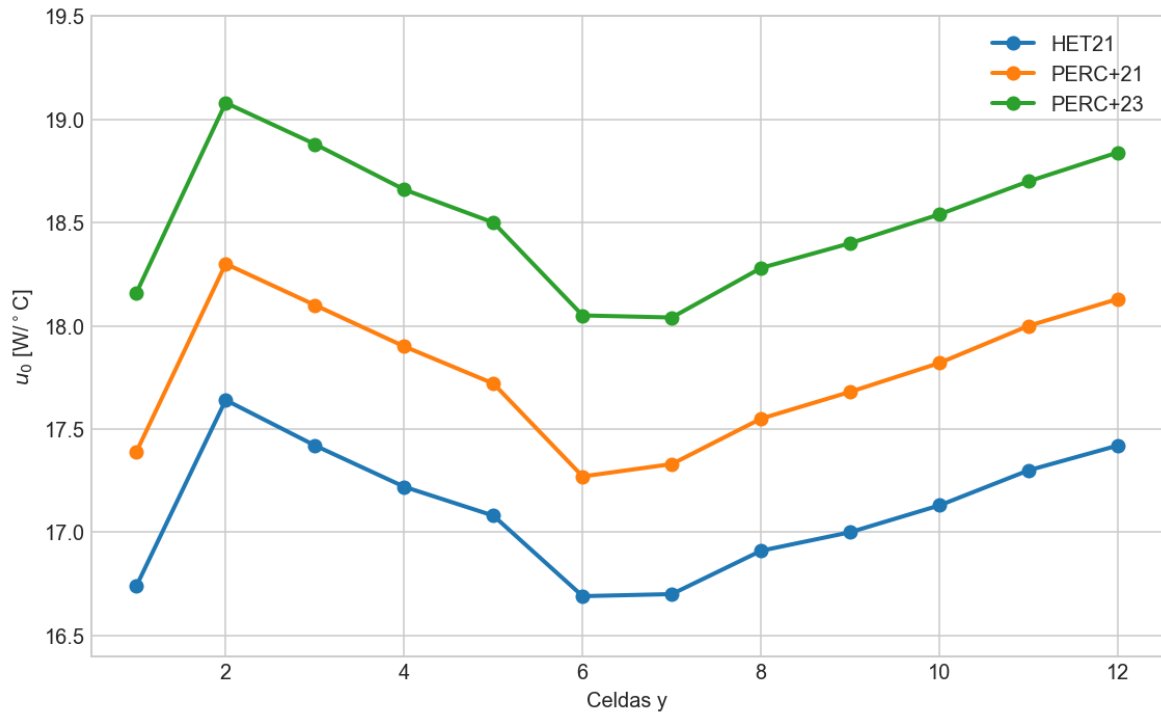
En la Figura 49 se muestra el comportamiento espacial de los coeficientes u_0 y u_1 en función de la altura. De manera similar al comportamiento observado para los valores $F\varepsilon$, se distingue

un comportamiento diferenciado en las celdas 1 y 6, las cuales presentan una disminución respecto de las celdas contiguas. Este comportamiento se asocia a la presencia de sombreamientos localizados en dichas posiciones.

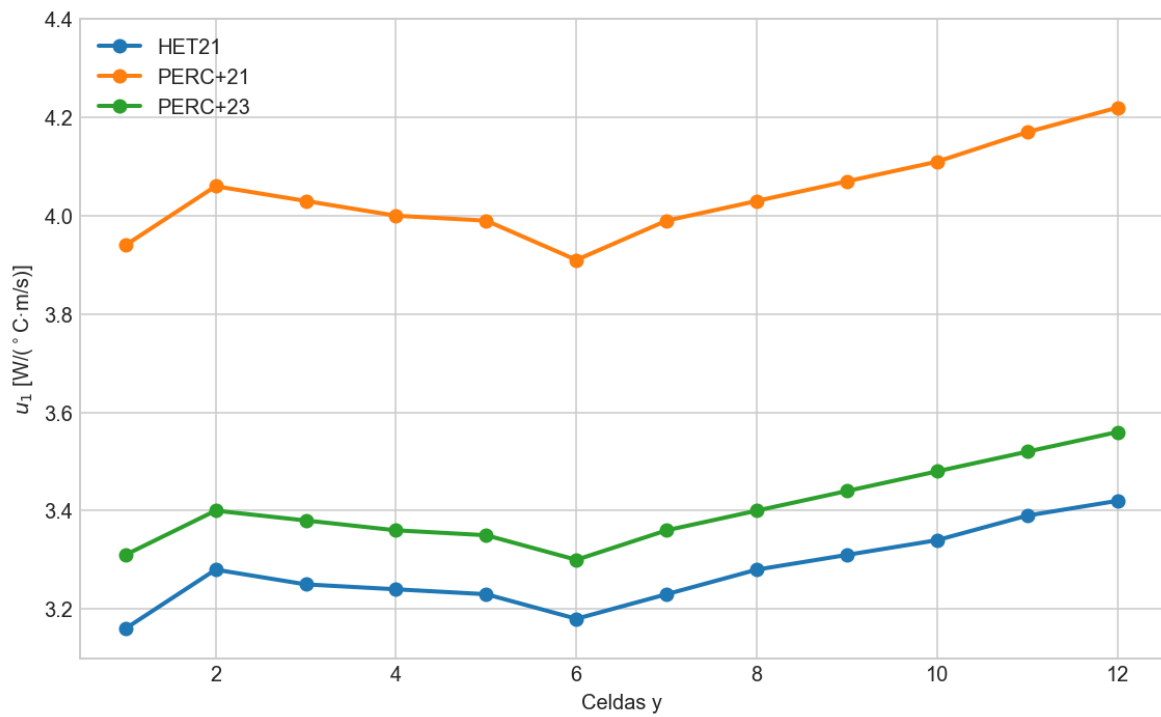
Asimismo, se observa una tendencia en función de la altura. En el módulo inferior ($y = 1$ a $y = 6$), los coeficientes de transferencia de calor disminuyen a medida que aumenta la altura, mientras que en el módulo superior ($y = 7$ a $y = 12$) se observa la tendencia opuesta. Este comportamiento sugiere que las celdas ubicadas en posiciones más expuestas al entorno presentan una mayor capacidad de transferencia de calor.

Al comparar los valores entre las celdas desde la posición horizontal (eje x de la Figura 26), se identifican únicamente diferencias menores, asociadas a sombreamientos locales generados por las estructuras. No obstante, la tendencia en función de la altura se mantiene independiente de la posición horizontal. En función de lo anterior, y considerando que los coeficientes de transferencia de calor representan los efectos convectivos y radiativos del intercambio térmico, los cuales dependen principalmente de la altura y de la exposición al entorno (Anexo 8.1), se adopta para cada celda el valor promedio correspondiente a su posición vertical.

Finalmente, al analizar la magnitud de los coeficientes obtenidos, se observa una variación respecto de los valores reportados en la literatura para el método de Faiman mejorado, correspondientes a $u_0 = 20.74$ [W/°C] y $u_1 = 2.91$ [W/°C·m/s]. Esta diferencia es consistente con el enfoque adoptado en este trabajo, dado que el balance energético incorpora explícitamente los efectos de la irradiancia trasera en el numerador de la ecuación (69), así como la potencia eléctrica generada. Si bien los valores obtenidos resultan coherentes con los rangos y tendencias descritos previamente, de igual manera que para la estimación del factor F_e , debe considerarse que estos resultados se encuentran sujetos a la propagación de errores asociados al resto de los modelos que componen el sistema.



a)



b)

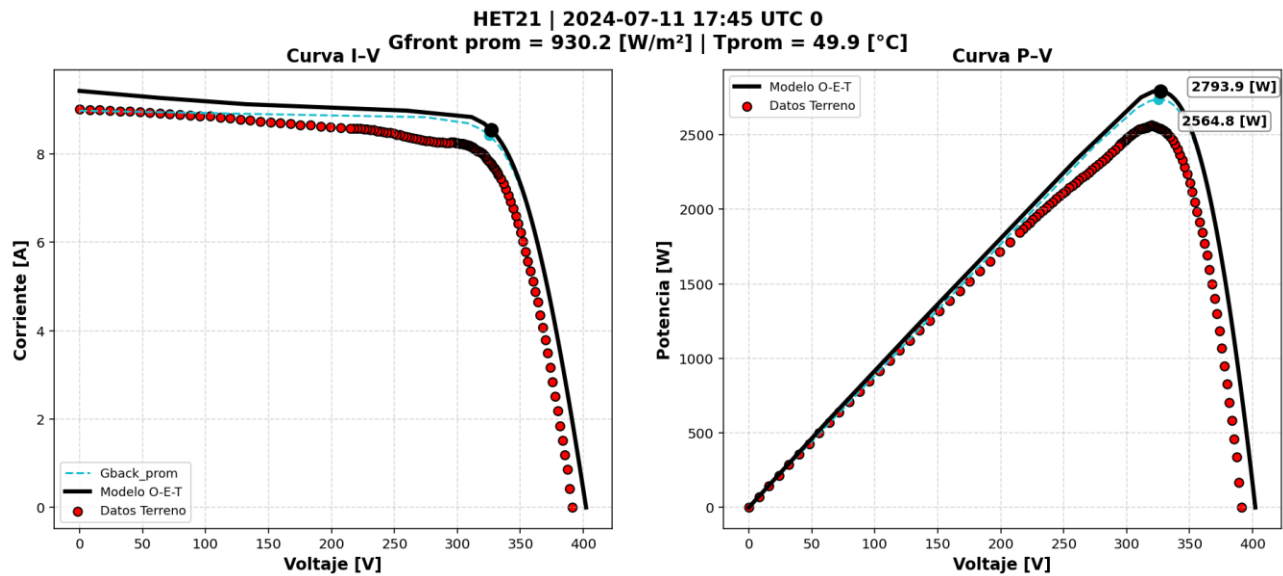
Figura 49: Promedio de a) u_0 y b) u_1 en función de la posición y.

4.2 Desempeño Modelo O-E-T

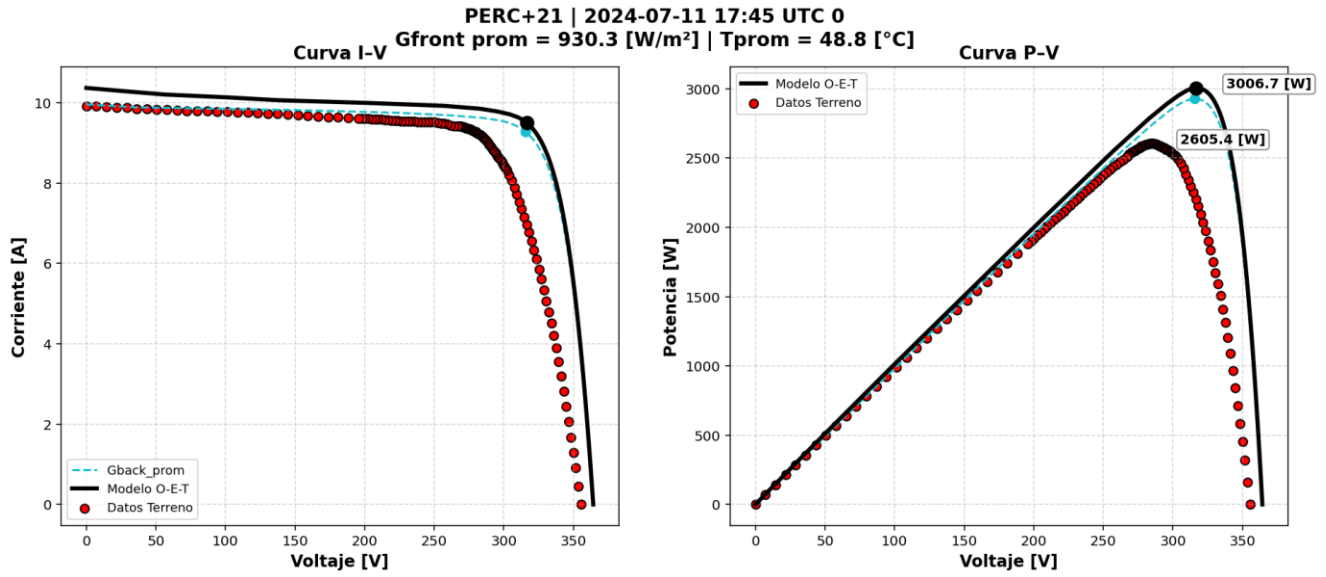
Una vez implementados y validados los modelos individuales, se evalúa el desempeño del sistema completo al acoplar los modelos óptico, eléctrico y térmico (O-E-T). En esta sección se presentan los resultados correspondientes a la validación del área eléctrica y térmica, evaluando la capacidad del modelo O-E-T para reproducir las curvas I-V, las distribuciones de temperatura registradas mediante termografía y las mediciones puntuales de temperatura realizadas en terreno.

4.2.1 Validación eléctrica

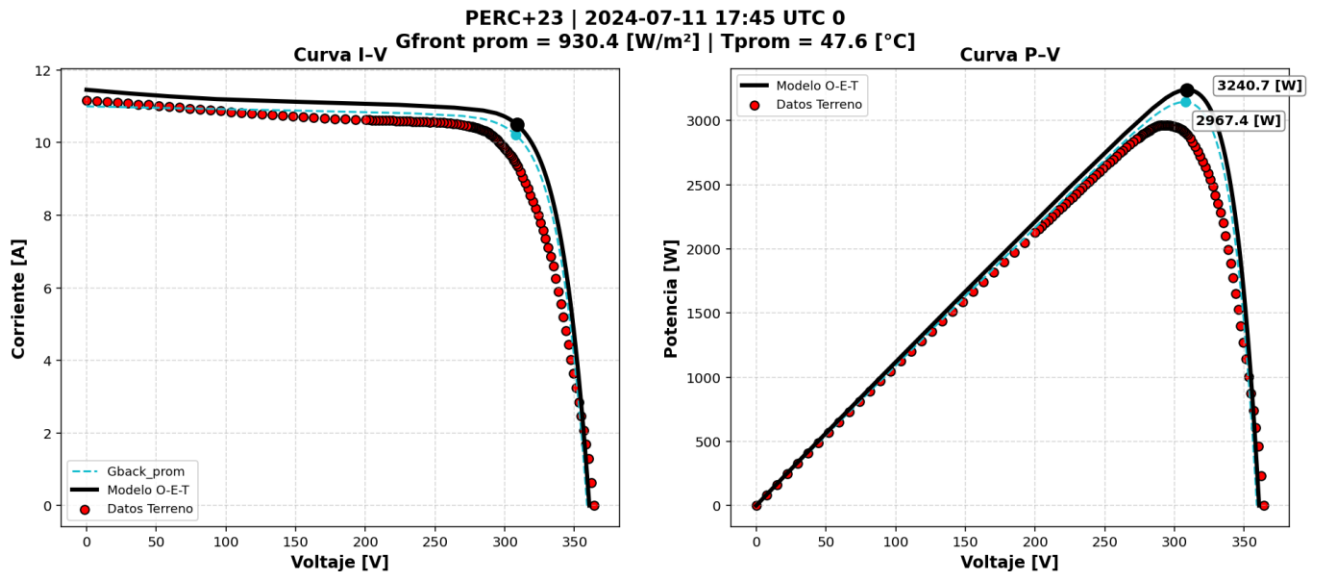
De manera análoga a la sección 4.1.3.2 se utilizan los datos obtenidos mediante el trazador de curvas I-V para evaluar la capacidad del modelo O-E-T para estimar la potencia máxima (P_{mp}) de los módulos. La Figura 50 muestra la comparación entre las curvas I-V medidas y las obtenidas mediante el acople de los modelos óptico, eléctrico y térmico, mientras que la Tabla 14 resume las métricas de desempeño para cada tecnología analizada. A primera vista, se observa que la curva I-V obtenida mediante el modelo eléctrico presenta un comportamiento relativamente estable en la región cercana al punto I_{sc} . En contraste, la curva medida en terreno exhibe una variación característica asociada al fenómeno de mismatch, lo cual refleja la presencia de no homogeneidades entre las celdas del módulo. Al comparar este comportamiento con el obtenido a partir del modelo O-E-T, se aprecia que dicho modelo es capaz de reproducir este efecto, capturando adecuadamente las variaciones observadas en la curva experimental.



a)



b)



c)

Figura 50: Comparación entre curvas I-V medidas en terreno y simuladas modelo O-E-T.
Tecnología a) HET21, b) PERC+21 y c) PERC+23.

Tabla 14: Comparación entre P_{mp} medido en terreno y simulado mediante el modelo O–E–T.

Tecnología	Pmp_prom [W]	RMSE [W]	MBE [W]	MAPE [%]
HET21	3010.023	151.838	141.198	4.914
PERC+21	3290.611	444.195	427.747	14.870
PERC+23	3511.941	239.959	224.754	6.785

Al comparar estos resultados con los obtenidos evaluando únicamente el modelo eléctrico (Tabla 13), se observa que el menor error se obtiene al utilizar la medición de irradiancia trasera correspondiente al sensor central, lo cual se mantiene al analizar el modelo eléctrico de forma aislada. Al acoplar los modelos óptico, eléctrico y térmico, el esquema O–E–T presenta errores superiores a este valor mínimo, reflejando que la incorporación de los efectos ópticos y térmicos introduce variaciones adicionales en la respuesta eléctrica simulada.

No obstante, como se estableció previamente, el modelo es construido a partir de datos que no consideran explícitamente efectos de degradación, por lo que resulta consistente que el uso de menores valores de irradiancia conduzca a una mejor concordancia con las mediciones eléctricas. En este contexto, al considerar el promedio de las mediciones de irradiancia trasera como una estimación más representativa del comportamiento global del sistema, se observa que el modelo O–E–T mejora la predicción de la potencia máxima respecto del modelo eléctrico evaluado de forma aislada.

Este comportamiento es coherente con los análisis previos, dado que la sobreestimación de la irradiancia efectiva introducida por el modelo óptico se traduce en una mayor estimación de la potencia máxima al integrarse dentro del esquema O–E–T. Aun así, al compararse bajo un criterio de irradiancia representativa del sistema, el acople O–E–T demuestra una mejor capacidad predictiva global.

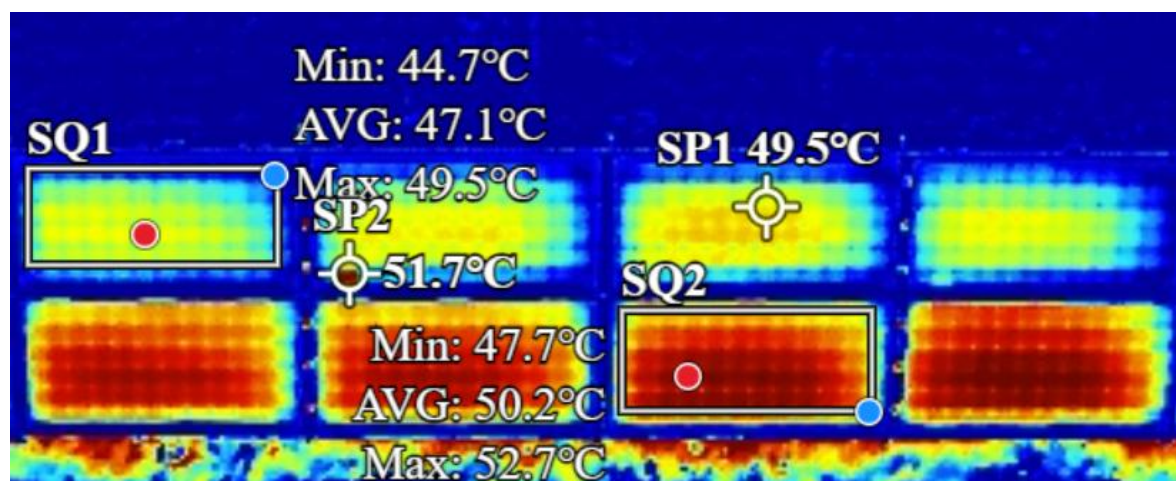
4.2.2 Termografía

Para evaluar el desempeño térmico del modelo O–E–T, se comparan las temperaturas simuladas con los registros obtenidos mediante termografía infrarroja. La captura de los datos experimentales se realizó utilizando el software DJI Thermal Analysis, empleando la herramienta de selección de áreas para determinar los valores mínimo, máximo y promedio de temperatura en cada módulo. De manera análoga, se extrajeron del modelo O–E–T los valores de temperatura de cada celda considerando los mismos parámetros para realizar la comparación.

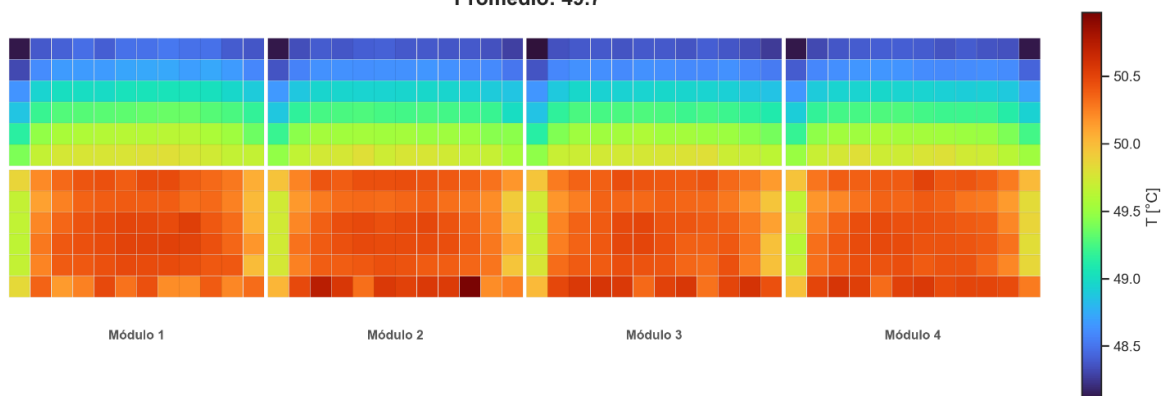
En la Figura 51 se presentan los mapas de temperatura generados por el modelo O–E–T junto con las termografías correspondientes a la medición realizada el 2024-07-11 a las 17:32 (UTC-0). Al compararlos, se observan patrones consistentes en los gradientes de temperatura

de los módulos, lo que indica que el modelo es capaz de capturar adecuadamente la distribución térmica global. No obstante, se identifican discrepancias locales, particularmente en torno a las estructuras del módulo, lo que evidencia que el modelo no reproduce efectos térmicos localizados. Adicionalmente, debe considerarse que los rangos de temperatura empleados en los mapas simulados y en las termografías difieren entre sí, lo cual incide directamente en el análisis cualitativo de los resultados.

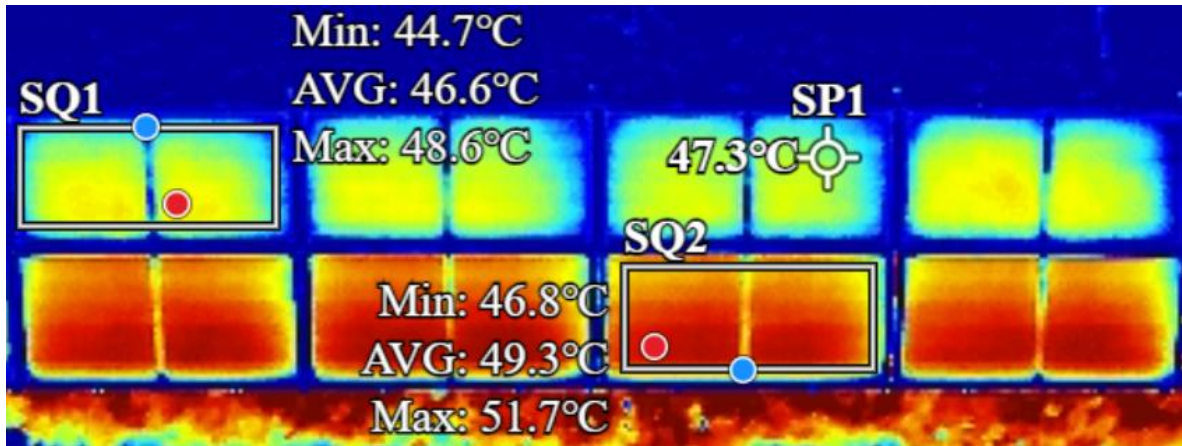
En específico, las termografías muestran que bajo condiciones reales de operación, se presentan hotspots, lo que puede observarse en la medición marcada como “SP2” para la tecnología HET21. Al contrastar este resultado con el mapa de temperatura obtenido mediante el modelo O–E–T, se evidencia que dicho comportamiento localizado no es reproducido por la simulación.



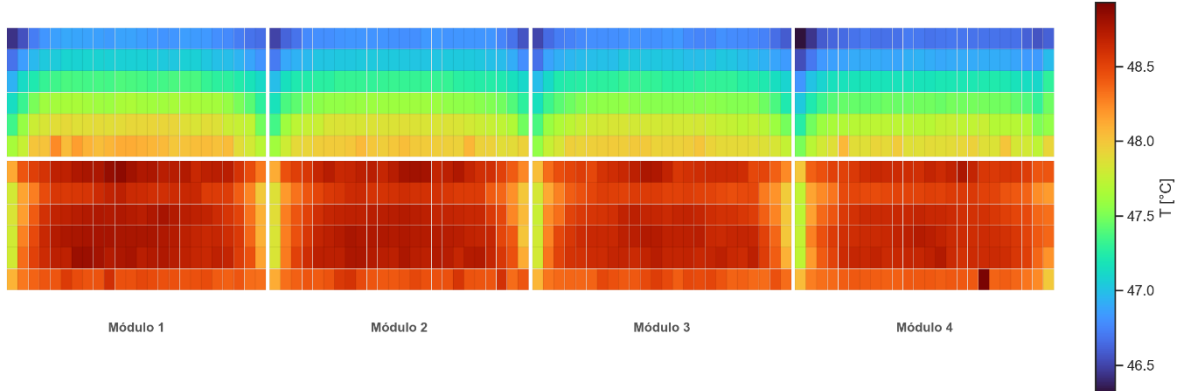
Temperatura: HET21
2024-07-11 17:31:00+00
Promedio: 49.7



a)



Temperatura: PERC+21
2024-07-11 17:31:00+00
Promedio: 47.9

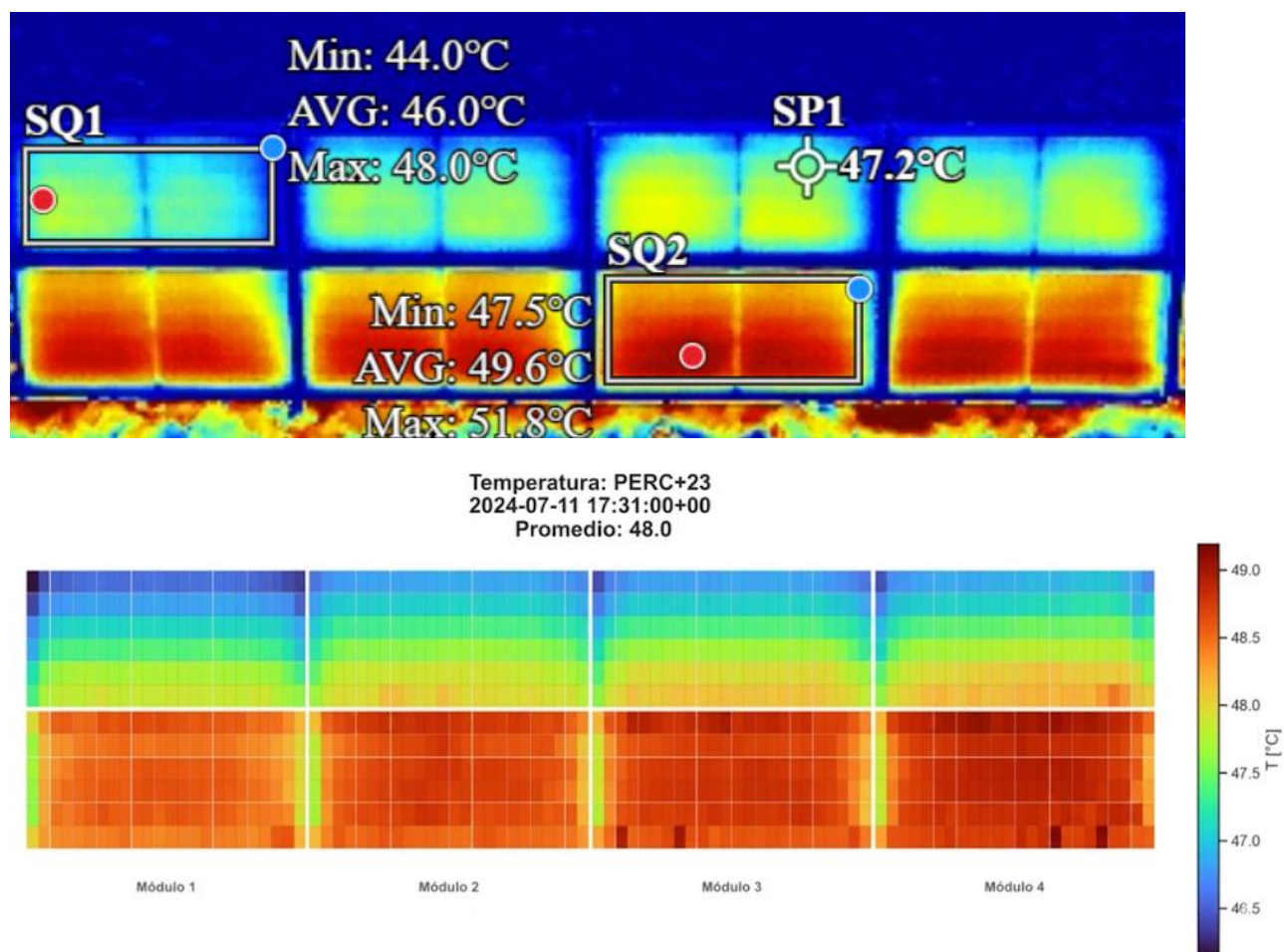


b)

La

Tabla 15 presenta los errores obtenidos al comparar los valores máximos, mínimos y promedios. Se observa que el modelo O-E-T presenta los menores errores al reproducir la temperatura máxima, mientras que los valores mínimos no son capturados adecuadamente, mostrando las mayores desviaciones. Esto indica que, en general, el modelo tiende a sobreestimar la temperatura y no logra reproducir con precisión el gradiente térmico, alejándose particularmente en la representación de los mínimos. En términos de tecnologías, se identifica que PERC+21 y PERC+23 presentan la mejor representación. En consecuencia, el modelo O-E-T resulta adecuado para la estimación de temperaturas promedio a nivel de módulo, pero no para la reproducción de efectos térmicos localizados, tales como reducción de temperatura por sombreamientos o hotspots puntuales.

Es importante destacar que los errores reportados en esta sección se realizan en base a cinco ensayos de termografía. En la sección siguiente se analiza el comportamiento térmico del sistema a lo largo de once meses de operación.



c)

Figura 51: Comparación entre termografía y mapa de temperatura obtenido mediante el modelo O–E–T para a)HET21, b)PERC+21 y c)PERC+23.

Tabla 15: Resumen de errores globales entre termografías y mapas de temperatura.

	MBE [°C]	RMSE [°C]	MAPE [%]
Tecnología	T Mínima		
HET21	9.981	11.093	20.922
PERC+21	5.632	7.601	11.873
PERC+23	5.171	6.757	12.005
	T Promedio		
HET21	7.101	8.32	13.705
PERC+21	4.047	6.009	8.633
PERC+23	3.821	5.387	9.191

	T Máxima		
HET21	3.983	5.643	8.086
PERC+21	2.146	4.602	6.788
PERC+23	2.278	4.172	6.766

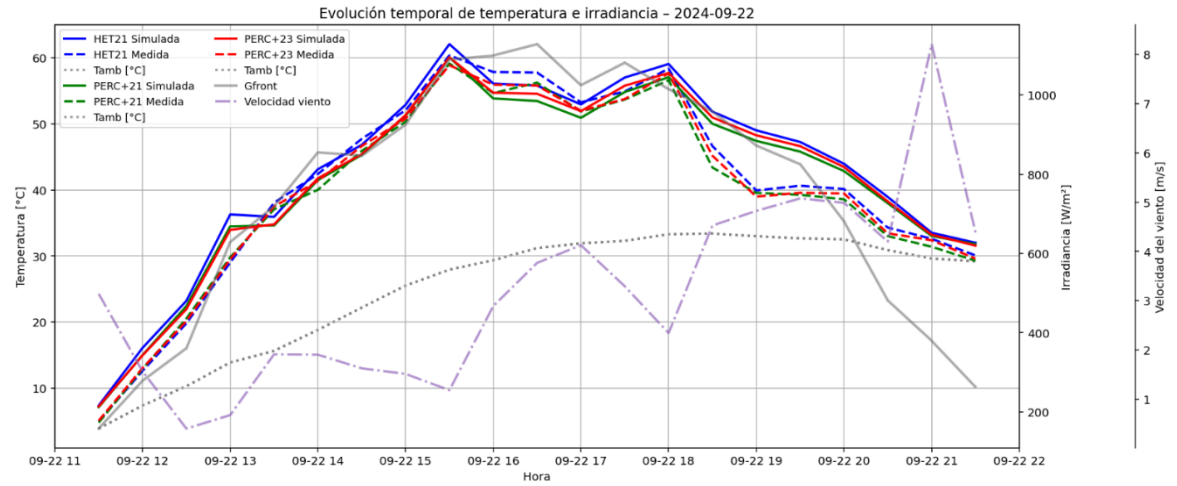
4.2.3 Evolución temporal de temperatura

En el inciso anterior se evaluó el comportamiento del modelo O-E-T de manera global, sin embargo, también es relevante analizar su desempeño en la ubicación específica desde la cual se obtiene la temperatura utilizada en la construcción del propio modelo, es decir, evaluar su capacidad para predecir la temperatura en el punto de referencia. Adicionalmente, resulta necesario evaluar el desempeño del modelo O-E-T a lo largo de todo el año, para lo cual se dispone de información proveniente de los sensores de temperatura instalados en el sistema.

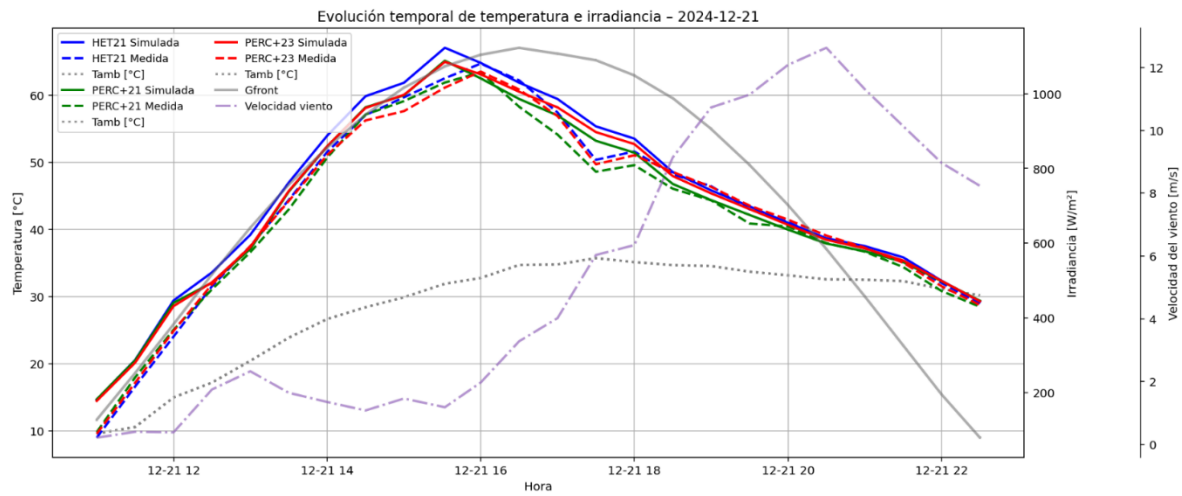
En las termografías presentadas anteriormente (Figura 51) se identifica una medición denominada “SP1”, la cual corresponde al punto donde se encuentra ubicado el sensor de temperatura para cada tecnología analizada. En esta sección se utiliza dicha información con el objetivo de evaluar la capacidad predictiva del modelo en ese punto específico.

La Figura 52 muestra el comportamiento de la temperatura de la celda fotovoltaica simulada mediante el modelo O-E-T para días característicos del año (solsticios y equinoccios). En la figura se observa que, para todas las tecnologías analizadas, la temperatura simulada presenta un comportamiento similar al de la temperatura medida, reproduciendo de cerca la tendencia general, así como los valores máximos y mínimos, los cuales están determinados por las condiciones ambientales. En todos los días analizados se evidencia un incremento sostenido de la temperatura del módulo asociado al aumento de la irradiancia frontal, seguido de una disminución progresiva durante la tarde.

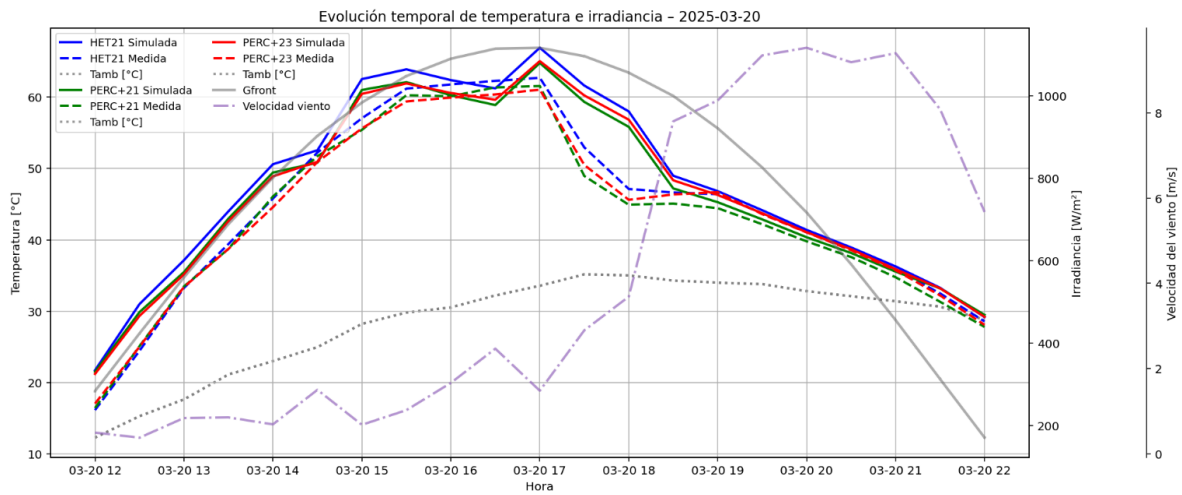
Cabe destacar que el máximo de temperatura del módulo no coincide con el máximo de irradiancia frontal. En los casos analizados, la temperatura máxima se alcanza antes de que la irradiancia frontal alcance su valor máximo, lo cual se explica por la evolución conjunta de la temperatura ambiente y, principalmente por la influencia de la velocidad del viento. En ambos días se observa un aumento significativo de la velocidad del viento durante la tarde, el cual coincide con una disminución marcada de la temperatura del módulo, aun cuando la irradiancia frontal se mantiene relativamente elevada. Este comportamiento evidencia el rol dominante del término convectivo en el balance térmico del módulo.



a)



b)



c)

Figura 52: Evolución temporal de temperatura medida y simulada mediante modelo O-E-T.

Medición cada 30 minutos a) 2024-09-22, b) 2024-12-21 y c) 2025-03-22.

Por otra parte, la Tabla 16 resume las métricas de error obtenidas al comparar la temperatura del módulo simulada mediante el modelo O-E-T con las mediciones experimentales, considerando 2763 instantes temporales analizados. En términos generales, se observa un buen desempeño del modelo para todas las tecnologías evaluadas, con coeficientes de determinación R^2 superiores a 0.94, lo que evidencia una alta capacidad del modelo para reproducir la evolución temporal de la temperatura del módulo en la posición analizada.

Entre las tecnologías estudiadas, se observa que el modelo sobreestima la temperatura de la celda fotovoltaica, siendo la tecnología PERC+23 la que presenta el mejor ajuste global, con los menores valores de RMSE, MBE y MAPE, seguida por PERC+21. En contraste, la tecnología HET21 exhibe los mayores errores.

Al comparar estos resultados con modelos térmicos estacionarios en la literatura, se observa que los errores obtenidos en este estudio son superiores a los reportados en el modelo de Faiman mejorado [61], donde se informan valores de RMSE cercanos a 1.7 [°C] y MBE - 0.03 [°C]. Esta diferencia puede atribuirse, en primer lugar, a la propagación de errores provenientes de los modelos óptico y eléctrico, y en segundo lugar, a que dichos resultados en la literatura suelen estar asociados a celdas o módulos monofaciales bajo condiciones controladas.

Al contrastar los resultados con estudios previos que aplican modelos estacionarios a módulos bifaciales, se reportan valores de RMSE del orden de 3.4 [°C], los cuales son comparables a los obtenidos en este trabajo. Esto sugiere que el desempeño del modelo O-E-T se encuentra en línea con el estado del arte para aplicaciones bifaciales, validando su aplicabilidad para la estimación térmica a nivel de módulo bajo condiciones reales de operación.

Este análisis de temperatura localizada muestra que el modelo es sensible a la temperatura de referencia utilizada en cada posición o celda, entregando buenos niveles de ajuste cuando la temperatura de referencia corresponde a una temperatura precisa. Esta sensibilidad explica por qué los errores asociados a la distribución espacial global de temperatura resultan elevados, dado que pequeñas desviaciones en la temperatura de referencia se propagan a lo largo de todo el dominio del modelo.

Finalmente, con el objetivo de evaluar la utilidad del modelo O-E-T en la estimación térmica de los módulos fotovoltaicos, se realiza una comparación entre los errores obtenidos al estimar la temperatura en el punto de referencia mediante dos enfoques distintos. El primero corresponde al modelo de Faiman mejorado, empleado previamente para la estimación de la temperatura inicial T_{semilla} , mientras que el segundo corresponde al modelo descrito por la ecuación (69), el cual permite representar de manera explícita la interacción termoeléctrica del sistema.

Tabla 16: Métricas de temperatura medida y simulada mediante el modelo O-E-T y Faiman.

Tecnología	RMSE [°C]	MBE [°C]	MAPE [%]	R^2
Modelo O-E-T				
HET21	3.738	2.517	14.443	0.931
PERC+21	3.384	2.159	12.131	0.939
PERC+23	3.409	2.017	11.410	0.936
Modelo Faiman mejorado ($T_{semilla}$)				
HET21	6.017	-0.332	17.117	0.830
PERC+21	5.927	-0.228	22.177	0.837
PERC+23	5.91	-0.328	16.311	0.830

Los resultados muestran que el modelo propuesto basado en el enfoque O-E-T presenta un mejor desempeño general en comparación con el modelo de Faiman mejorado. En particular, se observa una reducción significativa del error cuadrático medio (RMSE) para las tres tecnologías estudiadas, con valores cercanos a 3.4-3.7 [°C] mientras que el modelo de Faiman mejorado presenta errores del orden de 5.9-6.0 [°C]. De forma consistente, el coeficiente de determinación R^2 también muestra una mejora notable, alcanzando valores cercanos a 0.94 para el modelo propuesto, en contraste con valores cercanos a 0.83 para el modelo de Faiman.

En conjunto, estos resultados indican que la incorporación explícita de los mecanismos termoeléctricos en el modelo O-E-T permite capturar de manera más precisa la dinámica térmica del módulo fotovoltaico, reduciendo significativamente la dispersión de los errores y mejorando la capacidad predictiva del modelo.

4.3 Desempeño sistema fotovoltaico

En esta sección se analiza el desempeño del sistema fotovoltaico bifacial mediante la aplicación del modelo O-E-T, utilizando como indicador principal el bifacial Performance Ratio corregido por condiciones climáticas (bPR).

Previo al análisis del indicador de desempeño, se estudia la distribución espacial y temporal de la irradiancia trasera sobre la superficie posterior de los módulos, con el objetivo de caracterizar el nivel de no homogeneidad del campo de irradiancia presente en el sistema. Este análisis permite identificar cómo la irradiancia varía en función de la altura del módulo y de la época del año.

Posteriormente, se analiza cómo la altura de medición de la irradiancia trasera influye en la estimación del bPR, utilizando los resultados obtenidos con el modelo O-E-T. De esta forma, se busca cuantificar la sensibilidad del indicador de desempeño frente a la posición vertical de medición.

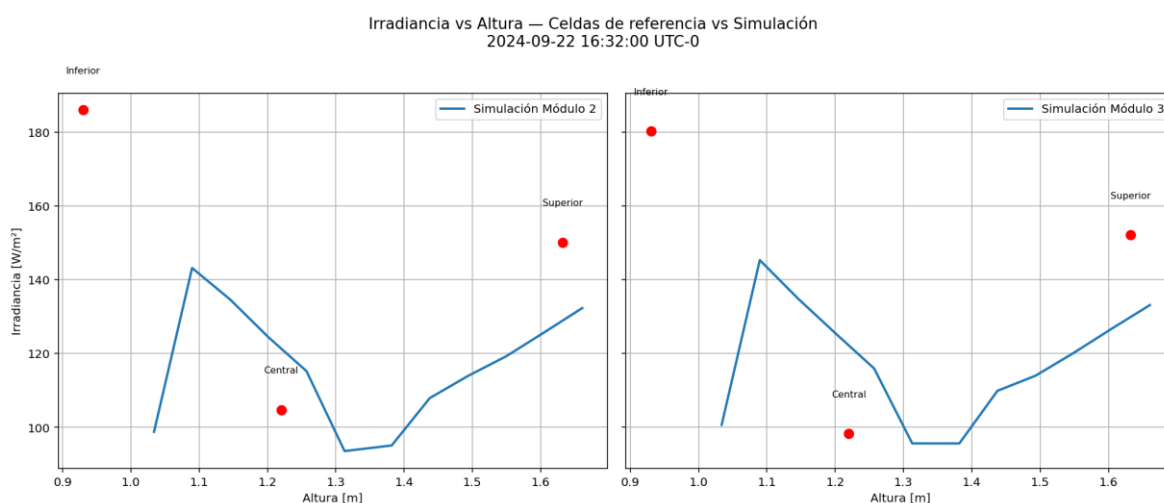
4.3.1 Distribución espacial y estacional de la irradiancia trasera

Con el fin de determinar el comportamiento espacial y estacional de la irradiancia trasera, se evalúa la evolución de la irradiancia sobre los módulos donde se encuentran posicionados las celdas de referencia traseras durante los días típicos de estudio previamente seleccionados, considerando la hora de máxima altitud solar.

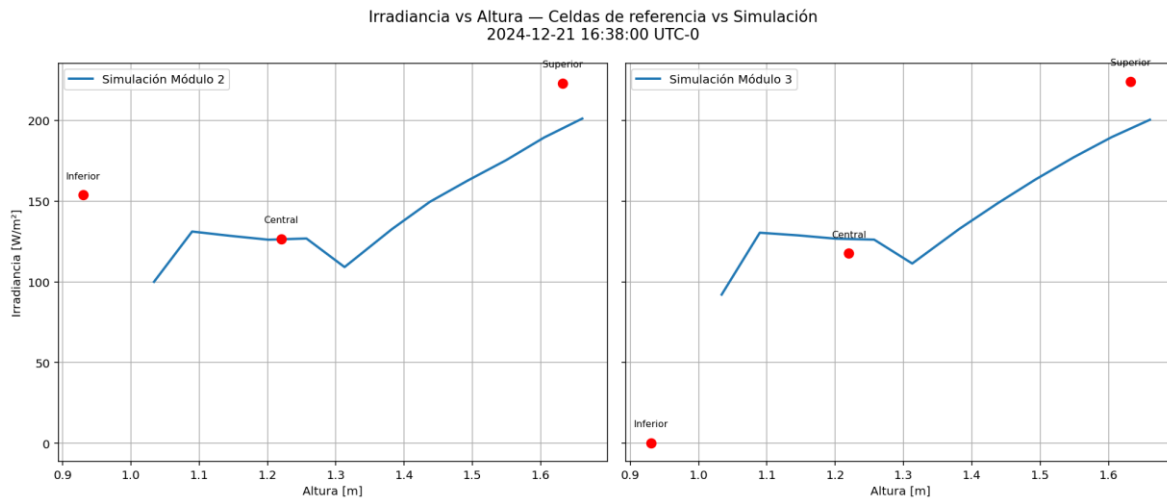
Como se observa en la Figura 43, los sombreamientos localizados se encuentran en posiciones cercanas a donde se ubican las celdas de referencia. Sin embargo, dado que estas celdas se encuentran instaladas sobre la estructura, no se ven afectadas por dichos sombreamientos, por lo que al analizar la irradiancia en esos puntos se observan discrepancias entre los valores estimados y los medidos.

Este comportamiento se evidencia en la Figura 53, donde se aprecia que las celdas próximas a los sensores presentan diferencias significativas respecto a los valores medidos en terreno, especialmente en la posición inferior. Por otra parte, las figuras muestran que la tendencia de la irradiancia varía a lo largo del año, mientras que durante los meses de primavera-verano los valores máximos se registran a mayores alturas, en otoño esta tendencia se invierte.

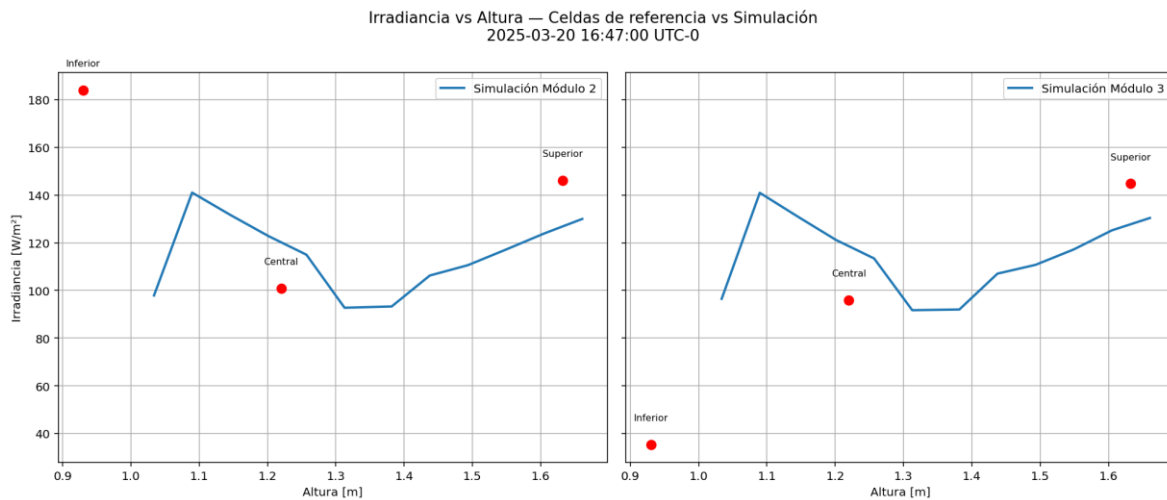
Dado que la distribución espacial de irradiancia trasera presenta variaciones a lo largo del año, es esperable que el nivel de no homogeneidad también varíe temporalmente. Con el fin de analizar este comportamiento, se evalúa el GNU (ecuación (17)) en una de las columnas de módulos donde se encuentran instalados las celdas de referencia.



a)



b)



c)

Figura 53: Irradiancia en función de la altura para fechas de estudio.

a)2024-09-22, b)2024-12-21 y c)2025-03-20.

En la Figura 54 se observa la evolución temporal de GNU para los módulos de estudio, ubicados a distintas alturas. Al analizar las curvas de GNU, se observa una clara dependencia a la altura en la que se encuentra el módulo. En particular, el módulo inferior presenta valores de GNU mayores que el módulo superior durante gran parte del período analizado. Este comportamiento sugiere una mayor no uniformidad de la irradiancia trasera en las zonas más cercanas al suelo, donde la interacción con el albedo del terreno y los sombreamientos proyectados por la propia estructura generan gradientes de irradiancia más pronunciados.

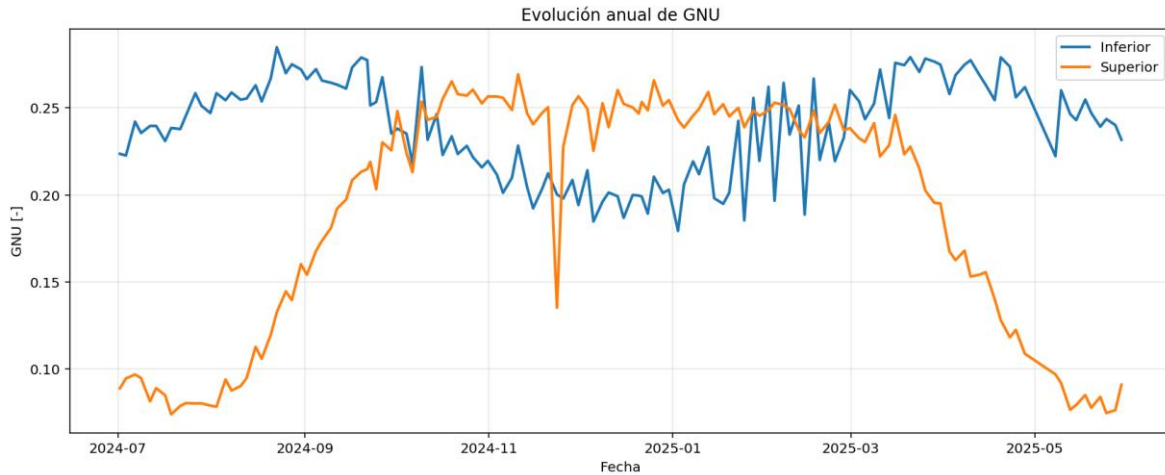


Figura 54: Evolución anual de GNU.

Por otra parte, al analizar la variación temporal se observa que el GNU también presenta un comportamiento estacional. Durante los meses de primavera y verano se alcanzan los valores máximos de no uniformidad, mientras que hacia otoño e invierno se observa una disminución progresiva, particularmente en el módulo superior. En términos cuantitativos, el módulo inferior presenta valores de GNU que oscilan entre 0.19 y 0.29 [-] a lo largo del año, manteniendo una variación relativamente acotada. En contraste, el módulo superior presenta una mayor variabilidad estacional, con valores que se encuentran aproximadamente en el rango de 0.07 a 0.26 [-].

Los resultados anteriores evidencian que la irradiancia trasera presenta una distribución espacial no uniforme sobre la superficie posterior de los módulos, la cual además varía en función de la altura y de la época del año. Esta variabilidad implica que la irradiancia medida mediante una celda de referencia puntual podría no ser representativa del campo de irradiancia efectivo que experimenta el módulo completo. En consecuencia, la posición en la que se realiza la medición puede introducir sesgos en los indicadores de desempeño que dependen de esta variable, como es el caso del bPR.

En este contexto, resulta relevante analizar cómo la altura de medición de la irradiancia trasera influye en la estimación de este indicador de desempeño.

4.3.2 Sensibilidad del bPR a la altura de medición de la irradiancia trasera

La posición en la que se evalúa el bPR representa una potencial fuente de incertidumbre, por lo que se busca determinar cómo la posición vertical de medición de la irradiancia trasera influye en el cálculo del bPR corregido por condiciones climáticas.

Para determinar el bPR se implementó el modelo O-E-T durante un período de once meses, con una frecuencia de simulación cada tres días y una resolución temporal de 30 minutos. A

partir de las variables obtenidas (irradiancia, potencia generada y temperatura de operación) se procedió al cálculo del bPR.

Con el propósito de evaluar la influencia de la altura de medición de la irradiancia trasera en la estimación del desempeño del sistema, el cálculo del bPR se realizó de manera iterativa utilizando como entrada los valores de irradiancia trasera asociados a cada una de las doce celdas fotovoltaicas pertenecientes a los módulos fotovoltaicos de cada columna (Figura 26). En cada caso se recalculó el mismo indicador de desempeño, variando únicamente la irradiancia trasera utilizada en el modelo. Este procedimiento permite analizar la sensibilidad del bPR frente a la posición vertical de medición y cuantificar la incertidumbre asociada a la elección de la altura de referencia.

La Figura 55 presenta los boxplots del bPR calculado para cada una de las alturas de medición, diferenciados según la tecnología analizada. Cada caja representa la distribución temporal del bPR calculado utilizando la irradiancia trasera medida en una posición vertical específica durante todo el periodo temporal de análisis.

En términos generales, los resultados evidencian que el valor estimado del bPR presenta una variación sistemática en función de la altura del sensor. En las tres tecnologías analizadas se observa un comportamiento similar, donde el bPR aumenta progresivamente desde las posiciones inferiores hasta alcanzar un máximo aproximadamente en las posiciones centrales del módulo, para luego disminuir hacia las posiciones superiores. Este comportamiento refleja la distribución vertical de la irradiancia trasera observada en el sistema, donde la zona media del módulo tiende a concentrar valores más representativos de la irradiancia reflejada incidente sobre la cara posterior.

Para la tecnología HET21, se observa que los valores medianos de bPR alcanzan su máximo en torno a la posición “PR_y6”, con valores cercanos a 1.02 [-]. Desde esta posición hacia los extremos superior e inferior del módulo se observa una disminución progresiva del indicador, junto con un aumento de la dispersión de los datos. En particular, las posiciones superiores presentan una mayor variabilidad, lo que sugiere que la irradiancia trasera en estas zonas está más influenciada por variaciones en las condiciones del entorno analizadas en el inciso anterior.

En el caso de la tecnología PERC+21, se observa un patrón similar, aunque con una menor amplitud de variación. El máximo de bPR también se presenta en posiciones cercanas a la zona central del módulo, con valores medianos ligeramente superiores a 1.00 [-]. Sin embargo, la variabilidad total del indicador es menor que en HET21, lo que se refleja en cajas más compactas y una menor dispersión entre posiciones.

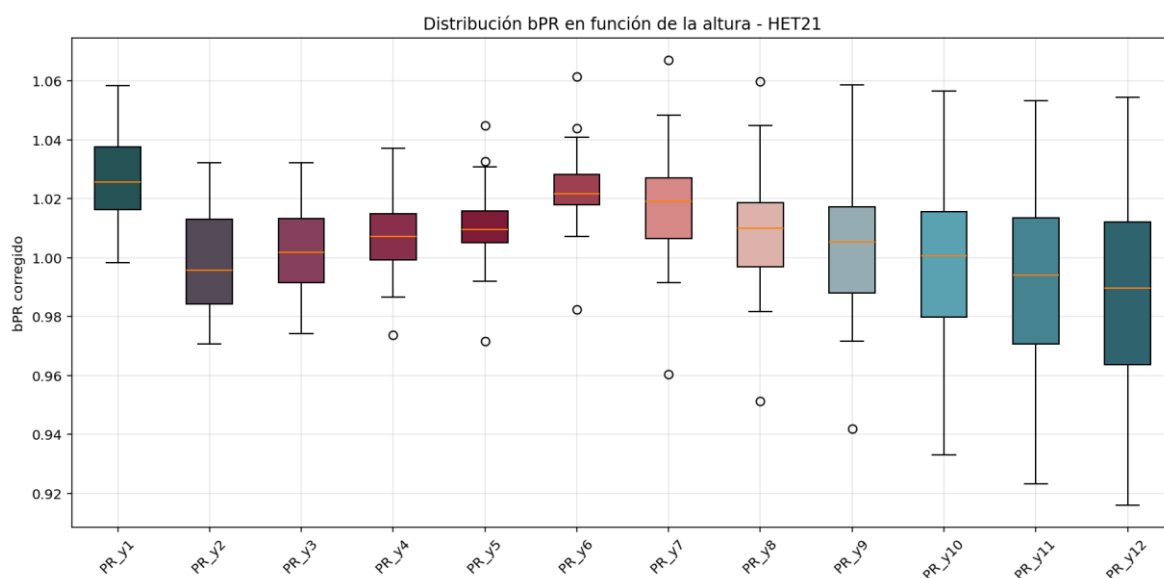
Para la tecnología PERC+23, el comportamiento general se mantiene, aunque con valores absolutos de bPR inferiores respecto a las otras tecnologías. Al igual que en los casos

anteriores, el máximo se registra en la zona central del módulo, mientras que las posiciones superiores e inferiores presentan valores medianos menores y una mayor dispersión.

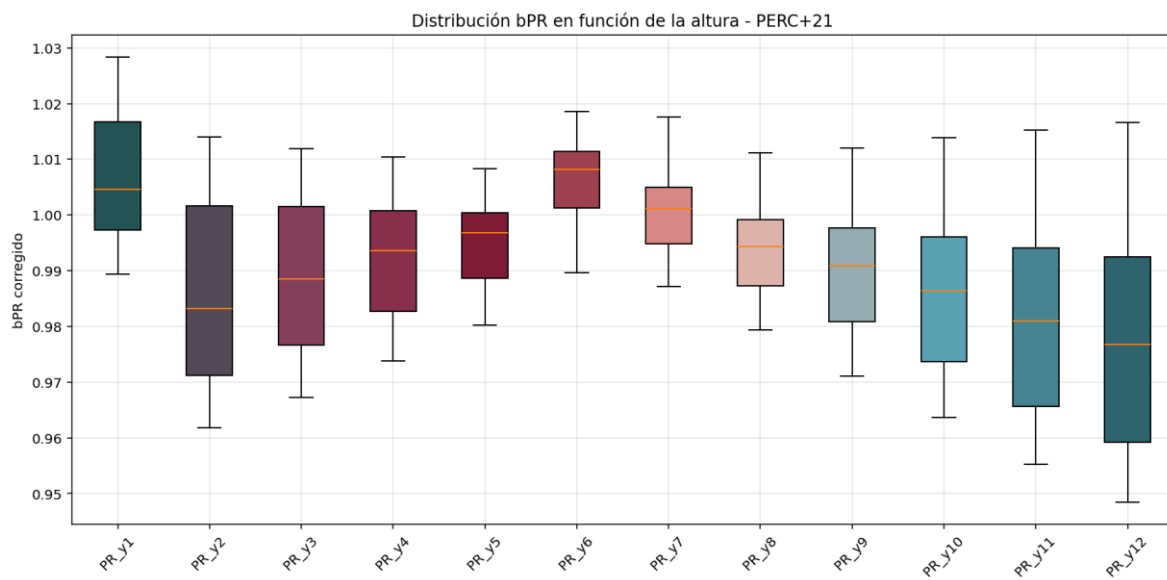
Al comparar entre tecnologías, se observa que el impacto de la variación vertical de la irradiancia trasera depende del grado de bifacialidad del módulo. La tecnología HET21, con una bifacialidad de 0.9, presenta la mayor sensibilidad a los cambios en la altura de medición. Lo que se puede observar tanto en una mayor diferencia entre las medianas de bPR obtenidas en distintas posiciones como en una mayor dispersión de los valores.

Por el contrario, las tecnologías PERC+21 y PERC+23, con una bifacialidad de 0.7, muestran una menor variabilidad relativa del bPR frente a cambios en la altura de medición. En estos casos, la contribución de la cara trasera al rendimiento total del módulo es menor, por lo que las diferencias espaciales en la irradiancia trasera tienen un efecto más limitado en la estimación del desempeño.

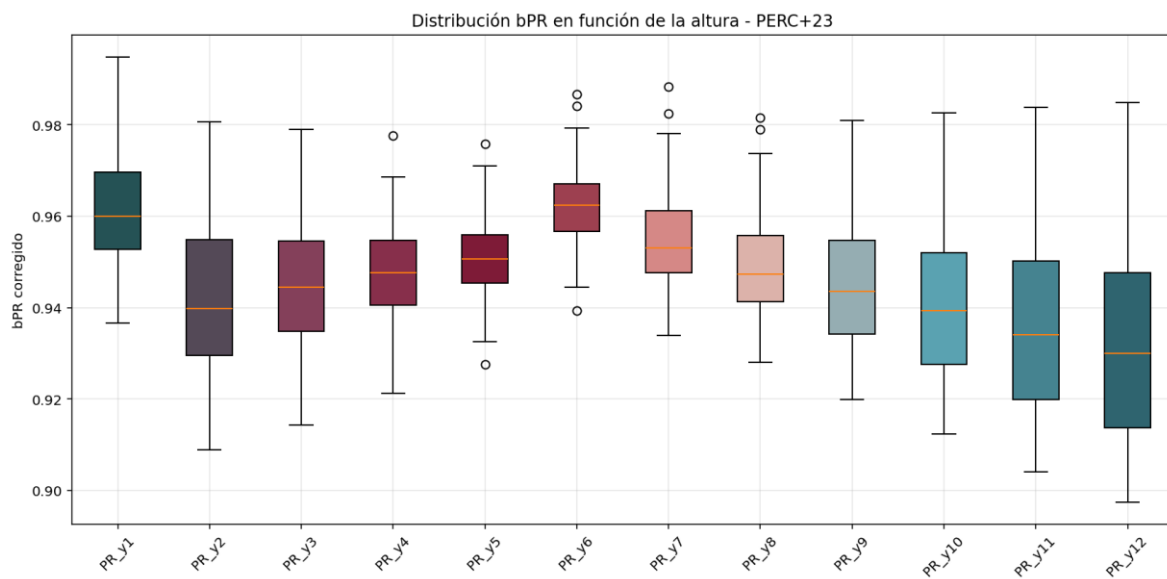
En conjunto, estos resultados evidencian que la altura a la cual se mide la irradiancia trasera constituye una fuente relevante de incertidumbre en la estimación del desempeño de sistemas fotovoltaicos bifaciales. Asimismo, muestran que este efecto se vuelve más significativo a medida que aumenta la bifacialidad del módulo, lo que refuerza la importancia de considerar la distribución espacial de la irradiancia trasera al momento de definir la posición de los sensores o interpretar métricas de desempeño basadas en mediciones puntuales.



a)



b)



c)

Figura 55: Boxplot de bPR en función de la altura para un periodo de once meses con mediciones cada 30 min.

5.Conclusión

Con el objetivo de caracterizar el impacto de la irradiancia no homogénea en módulos fotovoltaicos bifaciales instalados en entornos desérticos de alta radiación, mediante la integración de modelos óptico, eléctrico y térmico, se desarrolló e implementó un modelo acoplado O–E–T capaz de representar de manera consistente los principales fenómenos físicos que determinan el desempeño de este tipo de sistemas bajo condiciones reales de operación.

Iniciando con un análisis del estado del arte relacionado con la modelación de sistemas fotovoltaicos bifaciales. Esta revisión permitió identificar las principales metodologías utilizadas para la estimación de irradiancia, respuesta eléctrica y comportamiento térmico de módulos bifaciales. En el ámbito óptico, la literatura destaca el uso de técnicas de ray tracing como una de las herramientas más robustas para representar la distribución espacial de la irradiancia incidente. En este contexto, se evaluaron dos herramientas ampliamente utilizadas: Tonatiuh y BifacialRadiance. En cuanto al modelo eléctrico, la revisión bibliográfica respalda la utilización del Single Diode Model (SDM) adaptado para módulos bifaciales, mientras que para la modelación térmica se identificó una amplia variedad de enfoques. Considerando la necesidad de representar adecuadamente entornos de alta radiación sin introducir una complejidad excesiva, se optó por utilizar un modelo térmico estacionario basado en la formulación de Faiman mejorada, el cual incorpora explícitamente el intercambio radiativo.

Con el fin de analizar el impacto de la no homogeneidad de la irradiancia, todos los modelos implementados fueron discretizados a nivel de celda fotovoltaica. Esta estrategia permitió representar explícitamente la variabilidad espacial de la irradiancia y la temperatura a lo largo del módulo, evitando el uso de valores promedio que no capturan adecuadamente el comportamiento de módulos bifaciales bajo condiciones reales. La discretización permitió además evaluar los efectos locales de la irradiancia no uniforme sobre la producción de potencia, la temperatura de operación y la respuesta eléctrica del módulo.

Durante la implementación del modelo eléctrico se utilizó un factor de idealidad del diodo constante, seleccionado de manera que permitiera mantener la estabilidad numérica del modelo bajo un amplio rango de condiciones operativas. Esta decisión implica un compromiso entre estabilidad y precisión local, privilegiando una representación robusta del comportamiento global del sistema frente a condiciones de operación variables. Asimismo, durante la implementación del modelo térmico se identificó que la propagación de errores provenientes de los modelos óptico y eléctrico puede afectar la estabilidad de la formulación de Faiman mejorada, particularmente en el cálculo del término asociado al producto emisividad–factor de forma. Para mantener la estabilidad del modelo se recurrió a

correlaciones empíricas reportadas en la literatura, permitiendo mantener la coherencia física del modelo térmico sin comprometer su aplicabilidad.

La validación del modelo se realizó mediante comparaciones directas con mediciones experimentales de irradiancia, temperatura y variables eléctricas obtenidas en un sistema fotovoltaico bifacial instalado en un entorno desértico de alta radiación. Desde el punto de vista óptico, los resultados muestran que BifacialRadiance reproduce de manera consistente la evolución temporal de la irradiancia frontal y trasera, así como su distribución espacial. En contraste, Tonatiuh presenta limitaciones para representar adecuadamente la irradiancia trasera en sistemas bifaciales. No obstante, se identificó una sobreestimación sistemática de la irradiancia frontal en las simulaciones ópticas, con valores de MBE entre 25 y 50 [W/m²], constituyendo la principal fuente de sesgo que se propaga hacia los modelos eléctrico y térmico dentro del esquema O–E–T.

En el ámbito eléctrico, la validación evidenció que el modelo es capaz de reproducir adecuadamente la forma de las curvas I–V medidas experimentalmente, capturando efectos asociados al mismatch entre celdas generados por la distribución no uniforme de irradiancia. Este resultado confirma que la discretización a nivel de celda permite representar fenómenos eléctricos que no pueden ser capturados mediante modelos eléctricos aplicados a nivel de módulo completo. Sin embargo, se identificaron discrepancias más relevantes en uno de los sistemas de tecnología half cell, lo que sugiere posibles limitaciones del esquema eléctrico adoptado para representar ciertos comportamientos bajo las condiciones operativas analizadas.

En cuanto al comportamiento térmico, el modelo acoplado O–E–T reproduce adecuadamente la evolución temporal de la temperatura de operación del módulo. Los resultados muestran una mejora significativa respecto al modelo de Faiman mejorado utilizado de manera desacoplada, el cual se emplea inicialmente para estimar la temperatura semilla del sistema. En particular, el modelo propuesto presenta valores de RMSE del orden de 3.4–3.7 [°C] para las tres tecnologías analizadas, mientras que el modelo de Faiman mejorado presenta errores cercanos a 5.9–6.0 [°C]. De manera consistente, el coeficiente de determinación también mejora considerablemente, alcanzando valores cercanos a 0.94 para el modelo O–E–T, en comparación con valores cercanos a 0.83 obtenidos con el modelo térmico desacoplado.

Esta mejora se explica principalmente por la incorporación explícita del acoplamiento termoeléctrico en el modelo O–E–T, lo que permite representar de forma más realista el balance energético del módulo fotovoltaico. Mientras el modelo de Faiman considera la disipación térmica de manera independiente de la respuesta eléctrica del sistema, el modelo acoplado permite capturar la interacción entre generación eléctrica, absorción radiativa y disipación térmica, reduciendo así los errores en la estimación de la temperatura de operación.

El análisis espacial de temperatura muestra además que el modelo reproduce adecuadamente las temperaturas máximas y promedio del módulo, mientras que las temperaturas mínimas presentan mayores discrepancias. Este comportamiento se relaciona principalmente con la ubicación del sensor de temperatura utilizado para la validación, instalado en una zona caracterizada por temperaturas inferiores al promedio del módulo. Esta condición evidencia la importancia de considerar la distribución espacial de temperatura al momento de utilizar mediciones puntuales como referencia.

A partir del modelo desarrollado fue posible analizar en detalle la distribución espacial de la irradiancia trasera en el arreglo fotovoltaico de estudio. Los resultados muestran que la irradiancia presenta una distribución no uniforme sobre la superficie posterior de los módulos, influenciada por la geometría de la estructura, el albedo del terreno y los sombreamientos proyectados por los propios módulos. Los mapas de irradiancia obtenidos mediante simulación evidencian que la estructura genera sombreamientos localizados que contribuyen directamente a la formación de gradientes espaciales de irradiancia.

El análisis temporal de la no homogeneidad mediante el índice GNU muestra que este fenómeno presenta una dependencia tanto espacial como estacional. En particular, los módulos ubicados en posiciones inferiores del arreglo presentan mayores niveles de no uniformidad debido a la interacción directa con el albedo del suelo y con los sombreamientos proyectados por la estructura. En términos cuantitativos, el módulo inferior presenta valores de GNU que oscilan entre 0.19 y 0.29 [-] a lo largo del año, mientras que el módulo superior presenta valores entre 0.07 y 0.26 [-]. Asimismo, se observa una variación estacional significativa, alcanzándose los mayores niveles de no uniformidad durante los meses de primavera y verano, cuando la irradiancia incidente y la contribución del albedo son más intensas.

Esta variabilidad espacial y temporal de la irradiancia trasera implica que la irradiancia medida mediante una celda de referencia puntual puede no ser representativa del campo de irradiancia efectivo experimentado por el módulo completo. En consecuencia, la posición de medición de la irradiancia trasera puede introducir sesgos en indicadores de desempeño que dependen de esta variable, como el Bifacial Performance Ratio corregido (bPR).

El análisis del bPR en función de la altura de medición de la irradiancia trasera evidencia que este indicador presenta variaciones sistemáticas dependiendo de la posición del sensor. En general, los valores de bPR alcanzan sus máximos en posiciones cercanas a la zona central del módulo, mientras que las posiciones inferiores y superiores presentan valores menores y una mayor dispersión. Este comportamiento se relaciona directamente con la distribución espacial de la irradiancia trasera observada en el sistema.

Al comparar entre tecnologías, se observa que la sensibilidad del bPR frente a la altura de medición depende del coeficiente de bifacialidad del módulo. La tecnología HET21, con una

bifacialidad cercana a 0.9, presenta una mayor variabilidad del bPR frente a cambios en la posición de medición. En contraste, las tecnologías PERC+21 y PERC+23, con bifacialidades cercanas a 0.7 [-], presentan una menor sensibilidad relativa. Este resultado confirma que a mayor bifacialidad del módulo, mayor es el impacto de la distribución espacial de la irradiancia trasera sobre los indicadores de desempeño.

En conjunto, los resultados obtenidos permiten concluir que la no homogeneidad de la irradiancia trasera constituye un fenómeno relevante en sistemas fotovoltaicos bifaciales instalados en entornos desérticos de alta radiación, afectando tanto la distribución espacial de temperatura como la respuesta eléctrica del módulo y la estimación de indicadores de desempeño. En particular, se determinó que la posición de medición de la irradiancia trasera puede introducir incertidumbres significativas en la estimación del bPR, siendo la zona central del módulo la posición que mejor representa el comportamiento promedio del sistema en el caso de estudio analizado.

De esta manera, el modelo O-E-T desarrollado constituye una herramienta robusta para el análisis del desempeño de sistemas fotovoltaicos bifaciales bajo condiciones reales de operación. La integración de modelos físicos, la discretización a nivel de celda y la validación experimental permiten capturar de manera consistente los efectos asociados a la no homogeneidad de la irradiancia, proporcionando una base sólida para el análisis avanzado y la optimización de sistemas fotovoltaicos bifaciales en entornos de alta radiación solar.

6.Trabajos futuros

Si bien el modelo O-E-T desarrollado en este trabajo permite estimar adecuadamente variables como la potencia generada, la irradiancia incidente y la temperatura de operación de los módulos, durante su implementación se identificaron limitaciones asociadas a la propagación de errores entre los distintos submodelos que lo componen.

En particular, parte de las discrepancias observadas en las variables eléctricas y térmicas tiene su origen en incertidumbres del modelo óptico, las cuales se transmiten a las etapas posteriores del modelo. Lo anterior evidencia la necesidad de ajustar y refinar los submodelos eléctrico y térmico, con el objetivo de reducir la propagación de estos errores y mejorar la consistencia de los resultados bajo condiciones reales de operación.

Con el fin de mejorar la representatividad del modelo frente a estas condiciones, es posible incorporar correcciones adicionales. Entre ellas, se encuentra la inclusión de pérdidas por soiling, tal como se propone en [18], así como la consideración explícita del efecto de la masa de aire (AM), lo que permitiría capturar de mejor forma las variaciones espectrales de la irradiancia incidente y reducir parte de las discrepancias observadas.

Por otra parte, los resultados obtenidos sugieren que el factor n del modelo eléctrico depende de las condiciones de operación del módulo. En este sentido, se recomienda que en futuros estudios se implemente una formulación de n como función de la temperatura y la irradiancia, lo que permitiría representar de manera más precisa los puntos característicos de la curva I–V para distintas condiciones de operación. Este aspecto resulta especialmente relevante para la tecnología PERC+21, la cual presentó mayores desviaciones respecto de los valores de referencia.

Adicionalmente, durante los ensayos experimentales se observó la presencia de hotspots en algunos módulos que no fueron representados por el modelo O-E-T. Este comportamiento sugiere que ciertos mecanismos eléctricos asociados a la operación en polarización inversa no están siendo capturados completamente por el modelo actual. En este contexto, la incorporación explícita del fenómeno de avalanche breakdown en el modelo eléctrico podría permitir representar de forma más fiel el comportamiento observado en terreno.

Finalmente, se identifica como una posible mejora la representación espacial de la temperatura dentro del módulo. El modelo actual considera una temperatura de referencia uniforme para la construcción del modelo térmico, mientras que las mediciones termográficas muestran la presencia de gradientes térmicos. En este sentido, podría plantearse una formulación de temperatura dependiente de la posición dentro del módulo, utilizando como referencia la medición provista por el sensor de temperatura y extrapolando la temperatura de cada celda mediante la información obtenida a partir de los ensayos termográficos.

7.Referencias

- [1] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Renewable Capacity Highlights 2025», IRENA, mar. 2025.
- [2] CEN, «Histórico de Capacidad Instalada.» 2024.
- [3] R. R. Cordero *et al.*, «Surface Solar Extremes in the Most Irradiated Region on Earth, Altiplano», *BAMS*, vol. 104, n.º 6, 2023, doi: 10.1175/BAMS-D-22-0215.1.
- [4] R. Kopecek y J. Libal, «Bifacial Photovoltaics 2021: Status, Opportunities and Challenges», *Energies*, vol. 14, n.º 2076, 2021, doi: 10.3390/en14082076.
- [5] VDMA, «International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV): 2023 Results», may 2024.
- [6] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 61724-1 Photovoltaic system performance*, IEC 61724-1, julio de 2021.
- [7] International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, «Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Fourth Edition», IEA PVPS, Técnico IEA-PVPS T16-6:2024, 2024.
- [8] C. Hansen *et al.*, «Analysis of Irradiance Models for Bifacial PV Modules», presentado en 43rd IEEE PVSC Conference, Portland, Oregon, jun. 2016. doi: 10.1109/PVSC.2016.7749564.
- [9] J. R. Ledesma, R. H. Almeida, F. Martinez-Moreno, C. Rossa, J. Martín-Rueda, y L. Navarrete, «A simulation model of the irradiation and energy yield of large bifacial photovoltaic plants», *Solar Energy*, vol. 206, pp. 522-538, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.05.108.
- [10] R. Cavieres, F. Valencia, N. Torres, E. Fientealba, y J. Rabanal-Arabach, «Experimental performance assessment of bifacial modules under inhomogeneous rear irradiance in high radiation environments.», presentado en European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EUPVSEC), 2025.
- [11] C. Deline, S. Ovaatt, M. Gostein, J. Braid, J. Newmiller, y I. Suez, «Irradiance Monitoring for Bifacial PV Systems' Performance and Capacity Testing», *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 14, n.º 5, pp. 803-814, sep. 2024, doi: 10.1109/JPHOTOV.2024.3430551.
- [12] M. H. Shahverdian, H. Sayyaadi, y A. Sohani, «A detailed optical thermo-electrical model for better thermal analysis of bifacial PV systems», *Energy Conversion and Management: X*, vol. 24, n.º 100817, 2024, doi: 10.1016/j.ecmx.2024.100817.
- [13] Y. A. Çengel y A. J. Ghajar, *Transferencia de Calor y Masa*, Cuarta. McGraw-Hill, 2011.
- [14] A. Luque y S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. John Wiley & Sons, 2003.

- [15] P. Sarmiento Martinez, *Energía Solar, Aplicaciones e Ingeniería*. Ediciones Universitarias de Valparaíso, 2009.
- [16] J. Heo, «Characterization of Wavelength Effect on Photovoltaic Property of Poly-Si Solar Cell Using Photoconductive Atomic Force Microscopy (PC-AFM)», *Transactions on Electrical and Electronic Materials*, vol. 14, n.º 3, pp. 160-163, junio de 2013. doi: 10.4313/TEEM.2013.14.3.160.
- [17] V. Gonzáles Becerra, «Creación de una metodología de caracterización de módulos fotovoltaicos bifaciales para climas desérticos de alta radiación», Universidad Técnica Federico Santa María, 2022.
- [18] W. Gu, T. Ma, M. Li, L. Shen, y Y. Zhang, «A coupled optical-electrical-thermal model of the bifacial photovoltaic module», *Applied Energy*, vol. 258, n.º 114075, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114075.
- [19] J. Stein *et al.*, «Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications», IEA PVPS, Técnico IEA-PVPS T13-14:2021, 2021.
- [20] C. Cárdenas, «COUPLAGE DES MODÈLES ÉLECTRIQUE ET THERMIQUE POUR LE DIAGNOSTIC DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES», Tesis Doctoral, Université Savoie Mont Blanc, France, 2024.
- [21] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 61215-2: Terrestrial photovoltaic (PV) modules — Design qualification and type approval*, IEC 61215-2, abril de 2021.
- [22] P. Hernday, «Field applications for I-V curves tracers», *SolarPro*, pp. 77-106, agosto de 2011.
- [23] T. Dierauf, A. Growitz, S. Kurtz, J. Becerra, E. Riley, y C. Hansen, «Weather-Corrected Performance Ratio», National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA, abr. 2013.
- [24] J. Braid *et al.*, «Effective Irradiance Monitoring Using Reference Modules», SAND2022-7858C, 2022.
- [25] A. Lazaroïu, M. Osman, C. Strejoiu, y G. Lazaroïu, «A Comprehensive Overview of Photovoltaic Technologies and Their Efficiency for Climate Neutrality», *Sustainability*, vol. 15, n.º 16297, 2023, doi: 10.3390/su152316297.
- [26] Y. Dazhi, «Solar radiation on inclined surfaces: Corrections and benchmarks», *Solar Energy*, vol. 136, pp. 288-302, 2016. doi: 10.1016/j.solener.2016.06.062.
- [27] C. Deline, M. Gostein, S. Ovaïtt, J. Braid, J. Newmiller, y I. Suez, «Instrumenting bifacial fields for capacity testing and modeling», en *NREL*, en PR-5K00-88193. Doha Qatar, diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: www.nrel.gov

- [28] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 60904-1-2: Photovoltaic devices — Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices*, IEC 60904-1-2: 2024, 2024.
- [29] N. Riedel-Lyngskær, M. Petit, D. Berrian, P. B. Poulsen, J. Libal, y M. L. Jakobsen, «A Spatial Irradiance Map Measured on the Rear Side of a Utility-Scale Horizontal Single Axis Tracker with Validation using Open Source Tools», presentado en IEEE 47th Photovoltaic, jun. 2020. doi: 10.1109/PVSC45281.2020.9300608.
- [30] N. Riedel-Lyngskær *et al.*, «The effect of spectral albedo in bifacial photovoltaic performance», *Solar Energy*, n.º 231, pp. 921-935, 2022. doi: 10.1016/j.solener.2021.12.023.
- [31] J. Stein *et al.*, «Best Practices for the Optimization of Bifacial Photovoltaic Tracking Systems», IEA PVPS, Técnico Report IEA-PVPS T13-26:2024, 2024.
- [32] A. M. Noorian, I. Moradi, y G. Ali Kamali, «Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces», *Renewable Energy*, vol. 33, n.º 6, pp. 1406-1412, 2008, doi: 10.1016/j.renene.2007.06.027.
- [33] C. A. Gueymard y J. A. Ruiz-Arias, «Extensive worldwide validation and climate sensitivity analysis of direct irradiance predictions from 1-min global irradiance», *Solar Energy*, vol. 128, n.º 1-30, 2016, doi: 10.1016/j.solener.2015.10.010.
- [34] S. Ayala Pelaez, C. Deline, J. Stein, K. Anderson, y M. Muller, «Effect of torque-tube parameters on rear-irradiance and rear-shading loss for bifacial PV performance on single-axis tracking systems», presentado en 46th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), IEEE, 2019.
- [35] J. Kang, J. Jang, C. Reise, y K. Lee, «PRACTICAL COMPARISON BETWEEN VIEW FACTOR METHOD AND RAY-TRACING METHOD FOR BIFACIAL PV SYSTEM YIELD PREDICTION», presentado en 36th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, Marsille, France, sep. 2019.
- [36] PVsyst SA., *PVsyst*. (2024). Geneva, Switzerland. [En línea]. Disponible en: <https://www.pvsyst.com/en/>
- [37] M. J. Blanco, J. M. Amieva, y A. Mancillas, *Tonatiuh*. [En línea]. Disponible en: 10.5281/zenodo.5116608.
- [38] NREL, *SolTrace*.
- [39] Pelaez, S. Ayala, y C. Deline, *bifacial_radiance: A Python package for Modeling Bifacial Solar Photovoltaic Systems*. (2020). [En línea]. Disponible en: <https://joss.theoj.org/papers/10.21105/joss.01865>
- [40] T. Ma, A. Kazemian, A. Habibollahzade, A. Salari, W. Gu, y J. Peng, «A comparative study on bifacial photovoltaic/thermal modules with various cooling methods», *Energy Conversion and Management*, vol. 263, n.º 115555, jul. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115555.

- [41] S.-J. Xu, S.-Y. Wu, L. Xiao, y Z.-L. Chen, «Performance assessment of compound parabolic concentrating photovoltaic system based on optical-thermal-electrical-environmental coupling», *Energy*, vol. 284, p. 129241, 2023. doi: 10.1016/j.energy.2023.129241.
- [42] S.-J. Xu, S.-Y. Wu, L. Xiao, P.-T. Ruan, S. Gao, y Z.-L. Chen, «Experimental validation and application of an improved performance evaluation model for bifacial photovoltaic system», vol. 399, n.º 126541, dic. 2025, doi: doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126541.
- [43] W. Gu, T. Ma, S. Ahmed, Y. Zhang, y J. Peng, «A comprehensive review and outlook of bifacial photovoltaic (bPV) technology», *Energy Conversion and Management*, vol. 223, n.º 113283, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113283.
- [44] P. Guerriero, L. Codecasa, V. d'Alessandro, y S. Daliento, «Dynamic electro-thermal modeling of solar cells and modules», *Solar Energy*, vol. 179, pp. 326-334, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2018.12.067.
- [45] C. Deline, S. Ayala Pelaez, S. Kurtz, y C. Olalla, «Bifacial PV System Mismatch Loss Estimation and Parameterization», presentado en European PV Solar Energy Conference (EU PVSEC), France, 2019.
- [46] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, y E. R. Filho, «Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays», *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, n.º 5, junio de 2009. doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [47] L. M. Shaker, A. A. Al-Amiery, M. M. Hanoon, W. K. Al-Azzawi, y A. A. H.Kadhum, «Examining the influence of thermal effects on solar cells: a comprehensive review», *Sustainable Energy Research*, vol. 11, n.º 6, 2024, doi: 10.1186/s40807-024-00100-8.
- [48] R. Aalloul, R. Adhiri, M. Benlattar, y A. Elaissaoui, «Coupled electrical–thermal modeling of photovoltaic modules: An overview», *Thermal Science and Engineering Progress*, vol. 55, n.º 102962, 2024. doi: 10.1016/j.tsep.2024.102962.
- [49] B. Belmahdi, «Comparative study of parameter extractions of photovoltaic modules using analytical and numerical approaches», *Frontiers in Energy Research*, enero de 2025. doi: 10.3389/fenrg.2025.1501335.
- [50] S. Fahim, H. Hasanien, R. Turkey, S. Abdel Aleem, y M. Calasan, «A Comprehensive Review of Photovoltaic Modules Models and Algorithms Used in Parameter Extraction», *Energies*, vol. 15, n.º 8941, 2022, doi: 10.3390/en15238941.
- [51] V. J. Chin, Z. Salam, y K. Ishaque, «Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: A review», *Applied Energy*, vol. 154, pp. 500-519, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.05.035.
- [52] T. Ma, W. Gu, S. Lu, y M. Li, «An improved and comprehensive mathematical model for solar photovoltaic modules under real operating conditions», *Solar Energy*, vol. 184, pp. 292-304, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.03.089.
- [53] P. K. Sahu, E. I. Batzelis, C. Chakraborty, y J. N. Roy, «Electrical Modeling of Bifacial PV Modules», *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 15, n.º 1, pp. 117-125, ene. 2025.

- [54] V. Gonzáles Becerra, P. Valdivia-Lefort, R. Barraza, y J. García García, «Electrical Model Analysis for Bifacial PV Modules Using Real Performance Data in Laboratory», *Energies*, vol. 17, n.º 5868, 2024, doi: 10.3390/en17235868.
- [55] B. G. Bhang, W. Lee, G. G. Kim, J. H. Chaoi, S. Y. Park, y H.-K. Ahn, «Power Performance of Bifacial c-Si PV Modules With Different Shading Ratios», *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, n.º 5, pp. 1413-1420, sep. 2019.
- [56] (Ali Kareem) (Abdulrazzaq), (György) (Bognár), y (Balázs) (Plesz), «Evaluation of different methods for solar cells/modules parameters extraction», *Solar Energy*, vol. 196, pp. 183-195, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2019.12.010.
- [57] D. L. King, W. E. Boyson, y J. A. Kratochvill, «Photovoltaic Array Performance Model», Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550, SAND2004-3535, 2004.
- [58] W. Gu, T. Ma, L. Shen, M. Li, Y. Zhang, y W. Zhang, «Coupled electrical-thermal modelling of photovoltaic modules under dynamic conditions», *Energy*, vol. 188, n.º 116043, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.116043.
- [59] I. Santiago, D. Trillo-Montero, I. M. Moreno-Garcia, V. Pallarés-López, y J. J. Luna-Rodríguez, «Modeling of photovoltaic cell temperature losses: A review and a practice case in South Spain», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 70-89, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2018.03.054.
- [60] P. Bevilacqua, S. Perella, R. Bruno, y N. Arcuri, «An accurate thermal model for the PV electric generation prediction: long-term validation in different climatic conditions», *Renewable Energy*, vol. 163, pp. 1092-1112, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.07.115.
- [61] A. Driesse, J. S. Stein, y M. Theristis, «Improving Common PV Module Temperature Models by Incorporating Radiative Losses to the Sky», Estados Unidos, SAND2022-11604; 709196, ago. 2022. doi: <https://doi.org/10.2172/1884890>.
- [62] X. Cui *et al.*, «Thermal analysis of radiative cooling coating on the rear surface of photovoltaic tile», *Solar Energy*, vol. 248, pp. 210-220, 2022. doi: 10.1016/j.solener.2022.11.007.
- [63] D. Riley, J. Stein, M. Lave, J. Kallickal, B. Marion, y F. Toor, «A Performance Model for Bifacial PV Modules», presentado en IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Washington, DC, EE. UU., 2017. doi: 10.1109/PVSC.2017.8366045.
- [64] A. Driesse, M. Theristis, y J. S. Stein, «PV Module Operating Temperature Model Equivalence and Parameter Translation», IEEE, 2022. doi: 10.1109/PVSC48317.2022.993889.
- [65] T. Ishii, K. Otani, y T. Takashima, «Effects of solar spectrum and module temperature on outdoor performance of photovoltaic modules in round-robin measurements in Japan», *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 19, pp. 141-148, junio de 2010. doi: 10.1002/pip.995.

- [66] P. Ayala *et al.*, «Bifacial Technology Performance Compared With Three Commercial Monofacial PV Technologies under Outdoor High Irradiance Conditions at the Atacama Desert», presentado en IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC), 2018. doi: 10.1109/PVSC.2018.8547345.
- [67] D. Lamas DiasDias, G. Arns Rampinelli, G. Nofuentes Garrido, J. Aguilera Tejero, M. Sidrach de Cardona Ortín, y L. Elizeire Bremermann, «Performance assessment of bifacial and monofacial PV systems on different types of soils in a low-latitude site», *Renewable Energy*, vol. 246, p. 122868, 2025. doi: 10.1016/j.renene.2025.122868.
- [68] V. Felipe, «Experimental performance assessment of bifacial modules under inhomogeneous rear irradiance in high radiation environments», 2025.
- [69] T. Trinity, «IMT Solar Irradiance Sensor». Accedido: 12 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.trinitytouch.co.uk/imt-solar-irradiance-sensor/>
- [70] T. M. Klucher, «Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces», *Solar Energy*, vol. 23, n.º 2, pp. 111-114, 1979, doi: 10.1016/0038-092X(79)90110-5.

8. Anexo

8.1 Balance de energía estacionario en la celda bifacial

Bajo un enfoque estacionario, el balance de energía de un módulo fotovoltaico monofacial puede expresarse como:

$$q_{sol} = q_{elect} + q_{conv} + q_{rad} + \cancel{q_{cond}}$$

donde q_{sol} corresponde a la potencia solar absorbida, q_{elect} a la potencia eléctrica generada, q_{conv} a la transferencia de calor por convección y q_{rad} a la transferencia de calor por radiación.

La transferencia convectiva se modela como:

$$q_{conv} = U_{conv} (T_{mod} - T_{amb})$$

Siguiendo el enfoque térmico descrito en [61], el intercambio radiativo puede descomponerse como:

$$q_{rad} = \underbrace{F \varepsilon \sigma (T_{mod}^4 - T_{amb}^4)}_{q_{rad,1}} + \underbrace{F \varepsilon \sigma (T_{amb}^4 - T_{sky}^4)}_{q_{rad,2}}$$

Aproximando el término radiativo mediante una linealización alrededor de la temperatura ambiente, se obtiene:

$$q_{rad} = U_{rad,1} (T_{mod} - T_{amb}) + F \varepsilon \sigma (T_{amb}^4 - T_{sky}^4)$$

Bajo estas consideraciones, la temperatura de operación del módulo puede expresarse como:

$$T_m = T_{amb} + \frac{G_{total} \cdot \alpha \cdot (1 - \eta) - F \cdot \varepsilon \cdot (\sigma \cdot T_{amb}^4 - q_{dr})}{u_1 + u_0 \cdot v_w} \quad (69)$$