

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE CIENCIAS



TESIS

**“Puesta en marcha de un laboratorio en exterior para
módulos de tecnología fotovoltaica bifacial en
configuración inclinada y vertical bajo las condiciones
climáticas de Lima”**

PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO FÍSICO

ELABORADO POR:

MICHAEL ANTHONY GARCÍA HUAMANÍ

ASESOR:

DR. JAN AMARU PALOMINO TÖFFLINGER

**LIMA - PERÚ
2023**

DEDICATORIA

A mis padres, por su apoyo incondicional en cada etapa de mi vida. Agradezco los valores que me han inculcado, los cuales me han convertido hoy en día en un profesional con integridad y responsabilidad social.

A mis familiares y a mi pareja, por alentarme y apoyarme a seguir mi pasión por la ciencia. Su apoyo inquebrantable ha sido fundamental para alcanzar este logro.

AGRADECIMIENTOS

A mis familiares y a mi pareja, por creer en mí y por estar siempre a mi lado dándome la fuerza para continuar. Gracias por cuidarme y brindarme su apoyo y consejo en todo momento que lo necesité.

A mis amigos, dentro y fuera de la universidad, por todos los conocimientos que aprendí y sigo aprendiendo de ustedes, tanto profesional como personalmente. Gracias por todos los momentos compartidos todos estos años.

A mis compañeros del grupo de Ciencias de Materiales y Energía Renovables de la Pontificia Universidad Católica del Perú (MatER-PUCP) que me acogieron y capacitaron en los conocimientos teóricos y prácticos de la tecnología solar fotovoltaica. Gracias por su apoyo constante en el desarrollo de esta tesis.

Al Dr. Jan Amaru Palomino Töfflinger, profesor investigador del laboratorio MatER-PUCP, mi asesor tesis y líder del proyecto. Por su dirección, paciencia, entrega y valiosos consejos, que me permitieron alcanzar los objetivos de esta tesis.

Se ha implementado esta tesis gracias al financiamiento del Proyecto Concytec - Banco Mundial “Mejoramiento y Ampliación de los Servicios del Sistema Nacional de Ciencia Tecnología e Innovación Tecnológica” 8682-PE, a través de su unidad ejecutora PROCENCIA [contrato número 013-2020-FONDECYT-BM].

Finalmente, agradezco a la Universidad Nacional de Ingeniería, mi alma mater, por brindarme las herramientas para ser un profesional y mejor persona.

RESUMEN

En la actualidad el desarrollo y la integración de la tecnología solar bifacial en los sistemas fotovoltaicos (FV) se encuentra en aumento, esto debido a su gran potencial de alcanzar mayor rendimiento energético que los módulos monofaciales si están debidamente instalados. Por tal motivo, es importante conocer el rendimiento de estas tecnologías en exteriores bajo condiciones climáticas variables.

Para el estudio de los módulos FV bifaciales en exteriores se diseñó, instaló y se puso en marcha un nuevo laboratorio, adecuado para esta tecnología, en la Sección Física de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Este laboratorio permite caracterizar y evaluar el rendimiento de los módulos bifaciales en dos distintas configuraciones de montaje: una orientada al norte con una inclinación de 15° y otra orientada al este-oeste de forma vertical.

En estas estructuras se instalaron módulos FV bifaciales de cuatro tecnologías diferentes, las cuales son: *Heterojunction with Intrinsic Thin-layer (HIT)*, *Passivated Emitter Rear Contact monocrystalline (PERC-mono)*, *Passivated Emitter Rear Totally diffused (PERT)* y *Passivated Emitter Rear Contact polycrystalline (PERC-poly)*. A cada módulo se conectó un micro-inversor con *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*, que inyectará la energía producida por el módulo a la red en el punto de máxima potencia y nos medirá la producción energética diaria de estos.

Adicionalmente, en ambas estructuras se instaló un módulo PERC-mono extra. El cual se conectó al trazador de curvas de corriente-voltaje (I-V) del laboratorio de Ciencias de Materiales y Energía Renovables de la PUCP (MatER-PUCP) para obtener los parámetros eléctricos característicos de los módulos FV.

Así también, a cada estructura se acondicionó un sistema de monitoreo que nos medirá los diferentes parámetros que influyen en la producción energética y los parámetros eléctricos característicos de los módulos bifaciales. Este sistema de monitoreo mide la irradiancia incidente en ambos lados de los módulos inclinados y verticales, así como la temperatura de cada módulo.

Finalmente, del primer mes de operación de este laboratorio, mostramos resultados de la producción energética y una primera caracterización de los módulos FV bifaciales en exteriores bajo las condiciones climáticas de Lima. Los primeros resultados indican que el laboratorio se encuentra en buen funcionamiento.

Palabras clave: Sistemas fotovoltaicos, bifaciales, módulos verticales, rendimiento energético.

ABSTRACT

Currently, the development and integration of bifacial solar technology in photovoltaic systems (PV) is increasing, due to its great potential to achieve greater energy efficiency than monofacial modules if properly installed. For this reason, it is important to know the outdoor performance of these technologies under varying climatic conditions.

For the study of outdoor bifacial PV modules, a new laboratory, suitable for this technology, was designed, installed and launched in the Physical Section of the Pontifical Catholic University of Peru (PUCP). This laboratory allows to characterize and evaluate the performance of the bifacial modules in two different mounting configurations: one oriented to the north with an inclination of 15° and another oriented to the east-west vertically.

In these structures, bifacial PV modules of four different technologies were installed, which are: Heterojunction with Intrinsic Thin-layer (HIT), Passivated Emitter Rear Contact monocrystalline (PERC-mono), Passivated Emitter Rear Totally diffused (PERT) and Passivated Emitter Rear Contact polycrystalline (PERC-poly). A micro-inverter with Maximum Power Point Tracking (MPPT) was connected to each module, which will inject the energy produced by the module into the grid at the maximum power point and measure the daily energy production of these.

Additionally, an extra PERC-mono module was installed on both structures. It was connected to the current-voltage (I-V) curve plotter of the PUCP Renewable Energy and Materials Science Laboratory (MatER-PUCP) to obtain the characteristic electrical parameters of the PV modules.

Also, each structure was equipped with a monitoring system that will measure the different parameters that influence energy production and the characteristic electrical parameters of bifacial modules. This monitoring system measures the incident irradiance on both sides of the inclined and vertical modules as well as the temperature of each module.

Finally, from the first month of operation of this laboratory, we show results of energy production and a first characterization of outdoors bifacial PV modules under the climatic conditions of Lima. Initial results indicate that the laboratory is in good working order.

Keywords: Photovoltaic systems, bifacial, vertical modules, energy yield.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTOS	III
RESUMEN	IV
<i>ABSTRACT</i>	V
ÍNDICE GENERAL.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	X
LISTA DE ACRÓNIMOS Y SÍMBOLOS	XIII
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.2 Objetivos.....	4
1.3 Justificación	4
1.4 Antecedentes.....	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	6
2.1 Tecnología solar fotovoltaica	6
2.2 Parámetros característicos de un módulo FV	7
2.2.1 Curva de Corriente y Voltaje.....	7
2.2.2 Curva de Potencia y Voltaje	8
2.2.3 Parámetros eléctricos característicos.....	9
2.3 Tecnología solar bifacial	10
2.3.1 Albedo	13
2.3.2 Módulo bifacial	14
2.3.3 Coeficientes de bifacialidad	14
2.3.4 Irradiancia equivalente	15
2.4 Método de corrección de curvas I-V	16
2.4.1 Condiciones estándar de medida	16
2.4.2 Influencia de la temperatura y la irradiancia en la curva característica ...	16
2.4.3 Ecuaciones de corrección a CEM	18

2.5 Método de evaluación energética.....	19
CAPÍTULO III: ESTACIONES FOTOVOLTAICAS	21
3.1 Diseño para las estaciones FV de módulos bifaciales	21
3.1.1 Diseño de la estación bifacial inclinado.....	21
3.1.2 Diseño de la estación bifacial vertical.....	22
3.2 Estudio de sombra para las estaciones FV bifacial.....	23
3.3 Descripción del sistema de adquisición de datos para la temperatura e irradiancia.....	26
3.4 Descripción del sistema trazador de curvas I-V	28
3.5 Descripción del equipo de micro-inversores con MPPT.....	29
3.6 Esquema general de las estaciones FV bifaciales y el sistema de monitoreo..	30
3.7 Instalación final de las estaciones FV bifaciales	30
CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIONES	35
4.1 Primera caracterización de los módulos PERC-mono inclinado y vertical	35
4.1.1 Resultados del sistema de monitoreo para el 18 de enero del 2022	35
4.1.2 Resultados de los parámetros característicos corregidos por la temperatura vs la irradiancia equivalente	40
4.1.3 Resultados de la caracterización de los módulos PERC-mono.....	48
4.2 Evaluación y comparación energética de cada tecnología según la estación..	51
CONCLUSIONES	56
RECOMENDACIONES	58
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	59
ANEXO 1: Especificaciones técnicas del piranómetro EKO MS-80M.....	62
ANEXO 2: Especificaciones técnicas del RTD PT100	65
ANEXO 3: Especificaciones técnicas del micro-inversor Enphase IQ-7A	66
ANEXO 4: Especificaciones técnicas del módulo bifacial PERC-monocristalino: Canadian Solar CS3K-320MB-AG.....	68
ANEXO 5: Especificaciones técnicas del módulo bifacial HIT: CIE POWER CIE-H5C1-60-DA2-325	70
ANEXO 6: Especificaciones técnicas del módulo bifacial PERT-monocristalino: PENGUIN SL390TU-36ND	72

ANEXO 7: Especificaciones técnicas del módulo bifacial PERC-policristalino: Canadian
Solar CS3K-400PB-AG 74

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Rangos de albedo para diferentes superficies.	13
Tabla 2. Condiciones estándar de medida.	16
Tabla 3. Parámetros eléctricos de los módulos FV bifaciales bajo CEM.	31
Tabla 4. Resultados de los parámetros eléctricos característicos en condiciones reales de medida.	36
Tabla 5. Parámetros eléctricos del módulo PERC-mono monofacial.	45
Tabla 6. Caracterización de los parámetros eléctricos característicos a CEM.	50
Tabla 7. Yield DC en 21 días de cada tecnología y configuración de instalación para cada módulo.	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Evolución mundial de la potencia nominal total instalada hasta 2021. ...	1
Figura 2.	Cuota de mercado mundial de los módulos monofaciales y bifaciales. ...	2
Figura 3.	Esquema básico del funcionamiento de una celda FV.	7
Figura 4.	Curva característica de un panel fotovoltaico.	8
Figura 5.	Curva de potencia-voltaje.....	8
Figura 6.	Parámetros eléctricos característicos de un dispositivo FV.	10
Figura 7.	Tipos de irradiancia que puede aprovechar un panel bifacial.	11
Figura 8.	Irradiancia a lo largo del día sobre un módulo orientado al norte e inclinado a 15°. Data simulada mediante la librería PVLIB en python.	12
Figura 9.	Irradiancia a lo largo del día sobre un módulo vertical de orientación este-oeste. Data simulada mediante la librería PVLIB en python.	13
Figura 10.	Diferencias en el diseño de un módulo monofacial (izquierda) y un módulo bifacial (derecha).	14
Figura 11.	Caracterización del lado frontal (izquierda) y trasero (derecha) para obtener los coeficientes de bifacialidad.	15
Figura 12.	Efecto de la temperatura en la curva característica.	17
Figura 13.	Efecto de la irradiancia en la curva característica.	18
Figura 14.	Diseño de la estructura del sistema FV bifacial inclinado a 15° (vista frontal).	21
Figura 15.	Diseño de la estructura del sistema FV bifacial inclinado a 15° (vista trasera).	22
Figura 16.	Diseño de la estructura del sistema FV bifacial vertical con orientación este – oeste.	22
Figura 17.	Simulación de sombras al medio día de los sistemas FV bifaciales en el solsticio de verano en el hemisferio sur (21 de diciembre).	24
Figura 18.	Simulación de sombras al medio día de los sistemas FV bifaciales en el solsticio de invierno en el hemisferio sur (20 de junio).	24
Figura 19.	Simulación de sombras de los sistemas FV bifaciales de un día común a las 8 a. m.	25
Figura 20.	Simulación de sombras de los sistemas FV bifaciales de un día común a las 5 p. m.	25

Figura 21. Piranómetro EKO MS-80M.	26
Figura 22. Sensor de temperatura RTD PT100 plano.	27
Figura 23. Diseño del diagrama de bloques del sistema de adquisición de datos...	28
Figura 24. Curva I-V medida por el trazador del laboratorio MatER-PUCP.	28
Figura 25. Micro-inversor Enphase IQ-7A.	29
Figura 26. Interfase de Enphase Energy en su página web.	30
Figura 27. Esquema general de las estaciones FV bifaciales y el sistema de monitoreo.	30
Figura 28. Vista frontal del montaje final de la estación FV bifacial inclinada.	32
Figura 29. Vista oeste del montaje final de la estación FV bifacial vertical.	32
Figura 30. Piranómetros instalados en la estación inclinada en el lado frontal (a) y trasero (b). Piranómetros instalados en la estación vertical en el lado frontal (c) y trasero (d).	33
Figura 31. PT100 instalados en un módulo inclinado, en el lado trasero, en una esquina (a) y al medio (b). PT100 instalados en un módulo vertical en el medio del lado frontal (c) y trasero (d).	33
Figura 32. Interior del tablero del DAQ para el monitoreo de temperatura.	34
Figura 33. Curvas I-V obtenidas experimentalmente del módulo PERC-mono bifacial inclinado. Se indican la respectiva irradiancia equivalente, temperatura de modulo y la hora.	36
Figura 34. Data medida por sistema de monitoreo de irradiancias y temperatura del módulo del sistema FV inclinado para el día 18 de enero del 2022.	37
Figura 35. Data medida de los parámetros extraídos de la curva I-V para el módulo bifacial PERC-mono del sistema FV inclinado en el día 18 de enero del 2022.	38
Figura 36. Data medida por sistema de monitoreo de irradiancias y temperatura del módulo del sistema FV vertical para el día 18 de enero del 2022.	39
Figura 37. Data medida de los parámetros extraídos de la curva I-V para el módulo bifacial PERC-mono del sistema FV vertical en el día 18 de enero del 2022.	40
Figura 38. Ajuste lineal de la $PM[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia equivalente del módulo PERC-mono inclinado.	41
Figura 39. Ajuste lineal de la $Isc[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia equivalente del módulo PERC-mono inclinado.	42

Figura 40. Ajuste no lineal de la $V_{oc}[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia equivalente de módulo PERC-mono inclinado.	42
Figura 41. Ajuste lineal de la $PM[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia equivalente del módulo PERC-mono vertical.	43
Figura 42. Ajuste lineal de la $I_{sc}[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia equivalente del módulo PERC-mono vertical.	44
Figura 43. Ajuste no lineal de la $V_{oc}[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia equivalente del módulo PERC-mono vertical.	44
Figura 44. Ajuste lineal de la $PM[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia para el módulo PERC-mono monofacial.	46
Figura 45. Ajuste lineal de la $I_{sc}[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia para el módulo PERC-mono monofacial.	47
Figura 46. Ajuste no lineal de la $V_{oc}[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia para el módulo PERC-mono monofacial.	47
Figura 47. Comparación de la energía de salida CC diaria producida por los módulos PERC-mono inclinado y vertical.	51
Figura 48. Comparación de la energía de salida CC diaria producida por los módulos PERT-mono inclinado y vertical.	52
Figura 49. Comparación de la energía de salida CC diaria producida por los módulos PERC-poly inclinado y vertical.	52
Figura 50. Rendimiento de energía diaria del array (YA) para los módulos PERC-mono inclinado y vertical.	53
Figura 51. Rendimiento de energía diaria del array (YA) para los módulos PERT-mono inclinado y vertical.	53
Figura 52. Rendimiento de energía diaria del array (YA) para los módulos PERC-poly inclinado y vertical.	54

LISTA DE ACRÓNIMOS Y SÍMBOLOS

CARACTERES	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
BOS	Del inglés: <i>Balance of system</i>	
CEM	Condiciones Estándar de Medida	
DAQ	Del inglés: <i>Data Acquisition</i>	
FV	Fotovoltaico	
HIT	Del inglés: <i>Heterojunction with Intrinsic Thin-layer</i>	
IEA PVPS	Del inglés: <i>International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme</i>	
IEC TS	Del inglés: <i>International Electrotechnical Commission – Technical Specification</i>	
ISO	Del inglés: <i>International Organization for Standardization</i>	
ITRPV	Del inglés: <i>International Technology Roadmap for Photovoltaic</i>	
I-V	Corriente-Voltaje	
LCOE	Del inglés: <i>Levelized cost of energy</i>	
MatER	Laboratorio de Ciencias de Materiales y Energías Renovables	
MPPT	Del inglés: <i>Maximum Power Point Tracking</i>	
NERL	Del inglés: <i>National Renewable Energy Laboratory</i>	
PERC-mono	Del inglés: <i>Passivated Emitter Rear Contact monocrystalline</i>	
PERC-poly	Del inglés: <i>Passivated Emitter Rear Contact polycrystalline</i>	
PERT	Del inglés: <i>Passivated Emitter Rear Totally diffused</i>	
PUCP	Pontificia Universidad Católica del Perú	
RTD	Del inglés: <i>Resistance Temperature Detector</i>	
P-V	Potencia-Voltaje	
CC	Corriente Continua	

$\varphi_{I_{sc}}$	Coeficiente de bifacialidad de la corriente de corto circuito	—
φ_{P_M}	Coeficiente de bifacialidad de la potencia máxima	—
$\varphi_{V_{oc}}$	Coeficiente de bifacialidad del voltaje de circuito abierto	—
α	Coeficiente de variación de la corriente de corto circuito con la temperatura	%/°C
γ	Coeficiente de variación de la potencia máxima con la temperatura	%/°C
β	Coeficiente de variación del voltaje de circuito abierto con la temperatura	%/°C
δ	Coeficiente de variación del voltaje de circuito abierto con respecto al logaritmo natural de la irradiancia	—
$I_{sc}[T_m^*]$	Corriente de corto circuito corregida por la temperatura de las CEM	A
$I_{sc,frontal}$	Corriente de corto circuito del lado frontal	A
$I_{sc,rear}$	Corriente de corto circuito del lado trasero	A
I_{sc}^*	Corriente de corto circuito en CEM	A
I_{sc}	Corriente de cortocircuito	A
I_{Pmax}	Corriente en el punto de máxima potencia	A
I_{Pmax}^*	Corriente en el punto de máxima potencia en CEM	A
t_k	Duración del k-ésimo intervalo de registro	h
E_A	Energía de salida CC	kWh
AM1,5	Espectro solar estándar en la superficie de la tierra	—
FF	Factor de forma	—
G_{Este}	Irradiancia del piranómetro este en la estación vertical	W/m ²
G_{Oeste}	Irradiancia del piranómetro oeste en la estación vertical	W/m ²
G_E	Irradiancia equivalente	W/m ²
G_f	Irradiancia incidente en el lado frontal del módulo	W/m ²

G_r	Irradiancia incidente en el lado trasero del módulo	W/m^2
G^*	Irradiancia solar en CEM	$1000 W/m^2$
G	Irradiancia solar sobre el plano del módulo	W/m^2
$P_{A,k}$	Potencia de salida CC del array para el k-ésimo intervalo de registro	kW
P_M	Potencia máxima	W
$P_{M[T_m^*]}$	Potencia máxima corregida por la temperatura de las CEM	W
$P_{M,frontal}$	Potencia máxima del lado frontal	W
$P_{M,rear}$	Potencia máxima del lado trasero	W
P_M^*	Potencia máxima en CEM	W
P_0	Potencia nominal del módulo	Wp
Y_A	Rendimiento de energía del array FV	kWh/Wp
T_m	Temperatura del módulo	$^{\circ}C$
T_m^*	Temperatura del módulo en CEM	$25 C^{\circ}$
$T_{Central}$	Temperatura del PT100 central en el módulo inclinado	$^{\circ}C$
T_{Este}	Temperatura del PT100 este en el módulo vertical	$^{\circ}C$
$T_{Lateral}$	Temperatura del PT100 lateral en el módulo inclinado	$^{\circ}C$
T_{Oeste}	Temperatura del PT100 oeste en el módulo vertical	$^{\circ}C$
V_{oc}	Tensión de circuito abierto	V
V_{Pmax}	Tensión en el punto de máxima potencia	V
$V_{oc[T_m^*]}$	Voltaje de circuito abierto corregida por la temperatura de las CEM	V
$V_{oc,frontal}$	Voltaje de circuito abierto del lado frontal	V
$V_{oc,rear}$	Voltaje de circuito abierto del lado trasero	V
V_{oc}^*	Voltaje de circuito abierto en CEM	V
V_{Pmax}^*	Voltaje en el punto de máxima potencia en CEM	V

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

En la última década se ha visto un gran impulso, a nivel mundial, del uso de energías renovables no convencionales para satisfacer la demanda de energética. Esto debido a diferentes factores como el incremento en los precios de las energías convencionales, para aminorar el avance del cambio climático y fomentar el desarrollo en las regiones donde es poco viable el alcance de las energías convencionales. Los sistemas fotovoltaicos (FV) tienen grandes ventajas frente a otros tipos de energías no convencionales debido a los avances tecnológicos en nuevos diseños de celdas FV, reducción en los costos de producción y su facilidad de instalación e integración; tanto en edificios, a campo abierto o en diferentes configuraciones según las necesidades que se quieran cubrir [1].

El aumento mundial de esta tecnología se puede observar en la Figura 1, donde vemos la evolución de la potencia nominal total instalada en el mundo, registrado por el *International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS)* [2]. En 2021, se han instalado sistemas FV con un total de 942 GW en potencia nominal en todo el mundo y se prevé que esto siga en aumento, siguiendo la tendencia de los últimos 10 años.

En el año 2021 China fue el país que más sistemas FV instaló con cerca de 54,9 GW, seguido de los Estados Unidos de América con 26,9 GW y la Unión Europea con 26,8 GW; estas cifras aumentan año tras año. Se puede observar hay una tendencia de parte de todos los gobiernos para integrar más de estas tecnologías en su matriz energética.

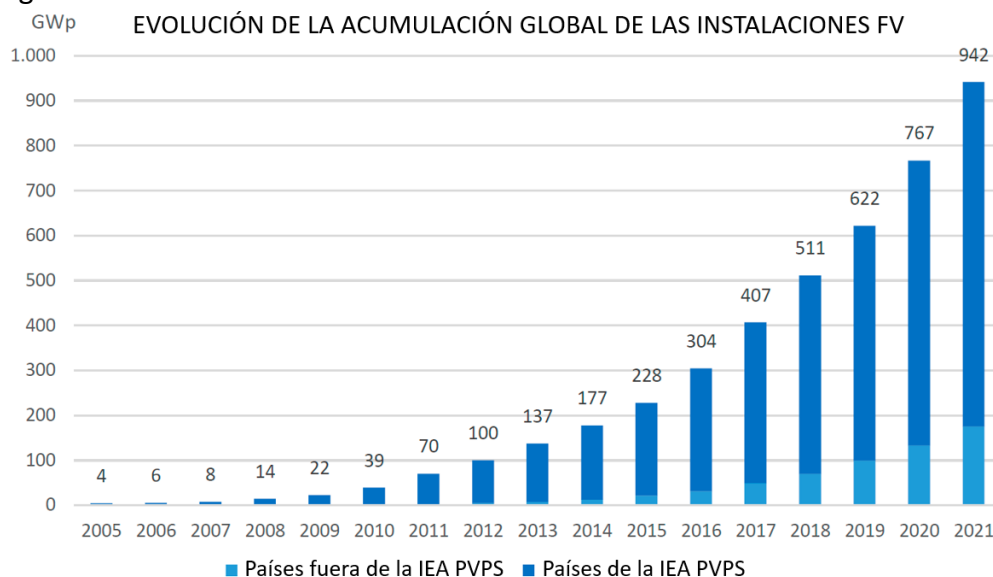


Figura 1. Evolución mundial de la potencia nominal total instalada hasta 2021 (Traducido de Ref. [2]).

Dentro de los sistemas FV, la tecnología de celdas bifaciales también ha estado teniendo un aumento en su uso y producción. Esto debido a que tienen la gran ventaja de poder absorber irradiancia por ambos lados de los módulos. Esto se puede traducir en alcanzar mayores eficiencias y rendimientos de energía anual comparado con un módulo de misma área y tecnología en su contraparte monofacial, por lo tanto, reduce el costo del balance de sistema (*BOS*) y el costo nivelado de energía (*LCOE*) [3]. Debido a estas ventajas podemos ver, en la Figura 2, como la tecnología bifacial está ganando cada vez más cuota del mercado FV en el mundo [4].

Según el *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)* en 2021 la cuota de mercado FV de los bifaciales fue de un 30% y se espera que aumente hasta un 60% en los próximos 10 años [5]. Así también se espera que el uso de los módulos monofaciales sea poco a poco reemplazado por módulos bifaciales en las instalaciones de plantas FV en todo el mundo.

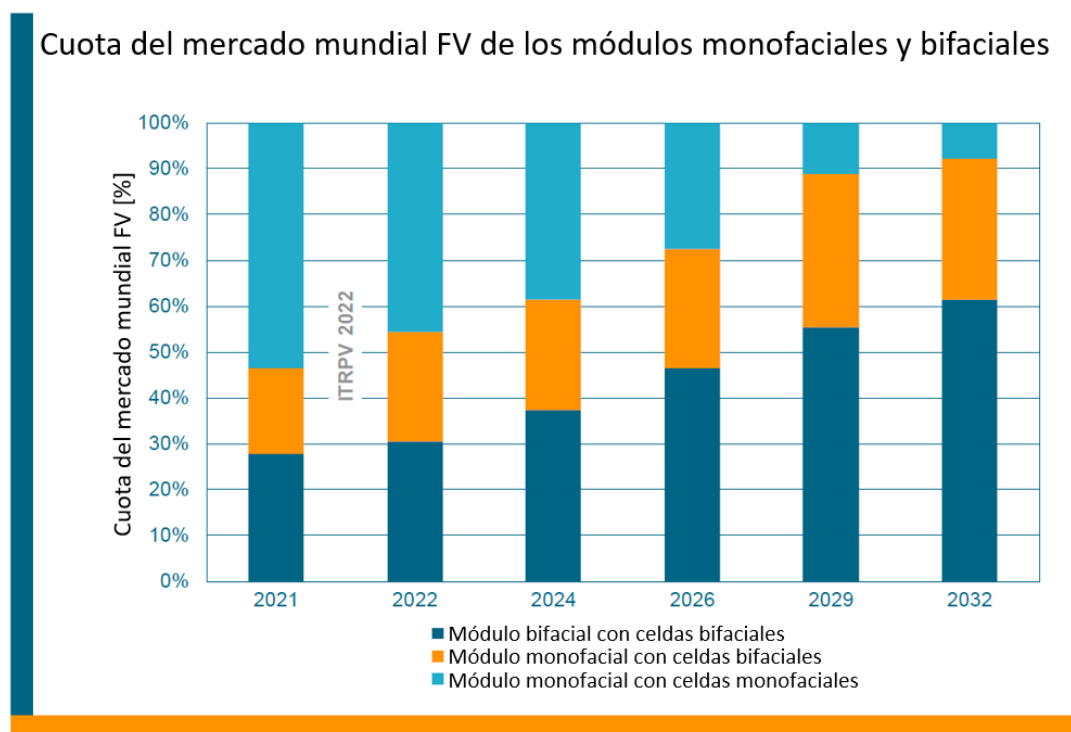


Figura 2. Cuota de mercado mundial de los módulos monofaciales y bifaciales (Traducido de Ref. [5]).

1.1 Planteamiento del problema

Como se ha visto, siguiendo la tendencia mundial, en los próximos años se integrarán más módulos de tecnología bifacial en el mundo y por consiguiente también será así en nuestra región. Actualmente el mercado FV nacional aún no ofrece una gran variedad de tecnologías de paneles solares bifaciales, pero se espera que esto cambie pronto. Cada uno de estos tipos de tecnologías tienen ciertas ventajas y desventajas con respecto a otras debido al diseño y rendimiento de las celdas que conforman el módulo. Aún se desconoce el comportamiento de cada una de estas en nuestra región.

El desempeño de estas tecnologías depende principalmente de las condiciones meteorológicas de la localidad como la temperatura, la intensidad de la radiación solar o el espectro de la radiación solar [3]. Debido a que estas condiciones son particulares en cada región, es necesario monitorizar estos parámetros y ver el desempeño de cada una de estas tecnologías. Lamentablemente, aún no hay estudios del comportamiento de estas tecnologías en el Perú.

Por otra parte, en la actualidad los métodos para caracterizar módulos bifaciales aún no están bien integrados. El principal motivo es que aún no se entiende cómo afecta la irradiancia recibida por el lado trasero de los módulos, además, muchos laboratorios aún no tienen el equipo suficiente para caracterizar estas tecnologías en interiores y tienen que adaptar los equipos de los módulos monofaciales a los módulos bifaciales.

Por varios años los laboratorios han venido desarrollado sus propios métodos para la caracterización de módulos bifaciales. Recién en 2019 se desarrolló la norma *IEC TS 60904-1-2* [6], la cual considera nuevos concepto y procedimientos para la caracterización de estos módulos. Se espera que en los próximos años este procedimiento aún se vaya integrando y modificando hasta que se establezca como estándar global.

1.2 Objetivos

- Realizar el diseño e instalación de dos estructuras adecuadas para módulos FV bifaciales: una con inclinación de 15° orientado al norte y otra vertical con orientación este-oeste.
- Implementar la instrumentación adecuada del sistema de monitoreo para las estaciones FV bifaciales. El cual permita monitorizar la irradiancia incidente, la temperatura del módulo, el trazo de la curva I-V y la energía inyectada a la red de módulos bifaciales.
- Aplicar modelos adecuados con la data eléctrica y meteorológica, para mostrar los primeros resultados de la caracterización mediante el trazo de la curva de I-V y la evaluación energética de los módulos bifaciales.

1.3 Justificación

El tener un laboratorio de tecnología bifacial para estudios a sol real es muy importante para conocer el rendimiento real de estas tecnologías en exteriores. Debido que poder trazar experimentalmente las curvas I-V y calcular los parámetros eléctricos característicos de los módulos bifaciales es fundamental para comprobar las características nominales brindadas del fabricante y tener un control de calidad los módulos.

Así también, hacer un estudio del rendimiento energético de un módulo bifacial es importante para poder estimar la cantidad de energía eléctrica que proporcionará a lo largo de los años y, en consecuencia, saber su rentabilidad.

Este trabajo plantea el diseño de estructuras adecuadas para módulos bifaciales, que es necesario para evitar pérdidas debido a sombras por la estructura. Así también tener un sistema de monitoreo que nos dé los valores de irradiancia y temperatura del módulo de manera local es fundamental para poder calcular, precisamente, los parámetros eléctricos y de rendimiento de los módulos. Este laboratorio aporta a la obtención de estos parámetros que servirá para determinar la tecnología que mejor se desempeña en las condiciones climáticas de Lima – Perú.

1.4 Antecedentes

Estudios a nivel mundial indican que la transición de módulos monofaciales a módulos bifaciales puede mejorar el rendimiento energético hasta en un 30% en instalaciones FV [7], a un aumento razonable en los costos de producción según el *National Renewable Energy Laboratory (NERL)* de EE. UU. [8]. Sin embargo, este rendimiento depende principalmente, entre otros factores, del coeficiente de bifacialidad, el factor de albedo, la fracción de irradiancia difusa y el índice de claridad del cielo de la región de estudio [9]–[11]. Así también, las condiciones del montaje como la altura del arreglo, el espacio entre arreglos, entre módulos y el ángulo de inclinación tienen un gran impacto en la irradiancia recibida por el lado trasero del módulo y con esto en el rendimiento de los módulos bifaciales [12]. Debido a esto hay varios esfuerzos por elaborar modelos predictivos con el que se pueda estimar el rendimiento de estas tecnologías conociendo todas estas variables [13].

Otros estudios muestran el impacto del polvo en el rendimiento energético para estos sistemas y concluyen que los módulos verticales producen mejores rendimientos que los inclinados si la pérdida de potencia debido al efecto del polvo es mayor a 0,10% por día [14], esto debido al casi nulo impacto del polvo en los módulos montados verticalmente [15].

Muchos estudios nos dan una gran estimación del comportamiento de estas tecnologías, sin embargo, todos concuerdan que siempre es mejor el estudio experimental en las condiciones reales para tener un conocimiento más exacto de estas tecnologías.

Actualmente en el Perú no se han publicado estudios de módulos FV bifaciales en exteriores. Así que estos estudios nos ponen en la necesidad de replicar y ampliar las experiencias en nuestra región para evaluar el rendimiento real de estas tecnologías en sus diferentes configuraciones.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

En este capítulo se describirán el fundamento teórico que se ha tenido en cuenta en el desarrollo del presente trabajo.

2.1 Tecnología solar fotovoltaica

Un dispositivo FV es un generador de energía en corriente continua. Su funcionamiento explicado de manera simplificada es el siguiente: los fotones procedentes de la radiación solar impactan sobre la superficie del panel, penetrando en este y siendo absorbidos por una unión de materiales semiconductores. Los fotones que tengan suficiente energía elevan a los electrones de la banda de valencia hacia la banda de conducción del semiconductor. Esto permite a los electrones atravesar dicha unión para posteriormente ser recolectados por contactos metálicos que posibilitarán su circulación a través del módulo. Los electrones liberados crean un par hueco-electrón en la estructura del semiconductor. Estos huecos, de carga positiva, se crean en los átomos que pierden electrones y fluyen en sentido opuesto a los electrones, de carga negativa. El movimiento de estas cargas en direcciones opuestas provoca la circulación de la electricidad a través del circuito exterior.

Un módulo FV está compuesto por varias celdas FV en serie o paralelo. Una celda FV está compuesta como mínimo de una unión de dos láminas de material semiconductor. Una lámina dopada con átomos que pueden aceptar electrones (semiconductor tipo P). Y otra lámina dopada con átomos que aporta electrones (semiconductor tipo N). Al incidir sobre la lámina de tipo P los fotones procedentes de la fuente luminosa que tengan mayor energía a un valor específico, determinado por las propiedades del material semiconductor, liberarán los electrones de los átomos del material atravesando la unión hacia la lámina tipo N. Así, la capa tipo N adquiere una diferencia de potencial respecto a la capa P, generando fotocorriente. El esquema básico del funcionamiento una celda fotovoltaica se muestra en la Figura 3.

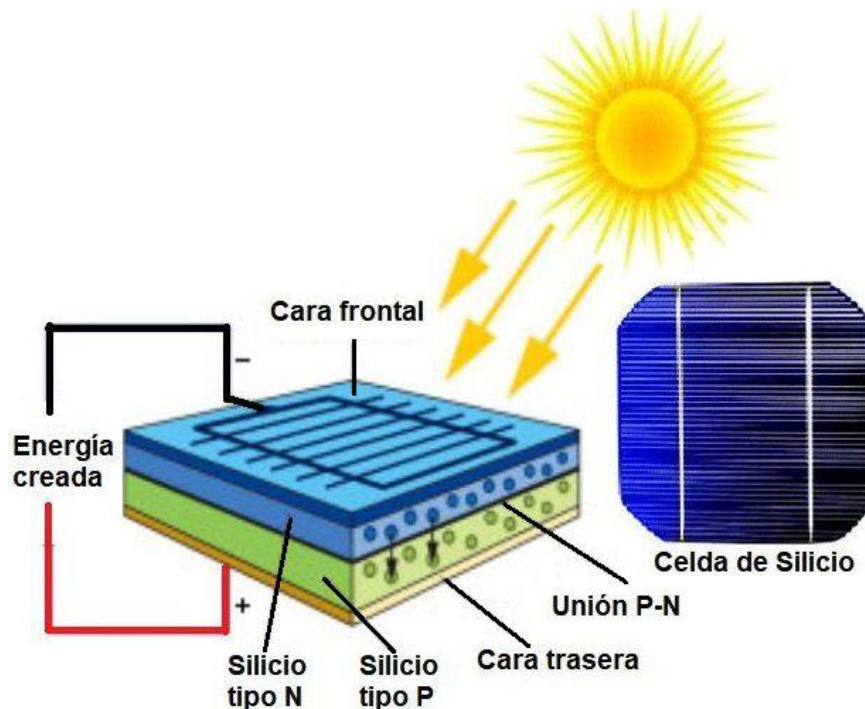


Figura 3. Esquema básico del funcionamiento de una celda FV [16].

2.2 Parámetros característicos de un módulo FV

Los módulos FV bifaciales presentan las mismas curvas y parámetros eléctricos característicos que los módulos monofaciales. No obstante, para los módulos bifaciales, según la norma *IEC TS 60904-1-2* se requieren definir nuevas características complementarias a estos parámetros [6]. Estas se definirán más adelante en su respectiva sección.

2.2.1 Curva de Corriente y Voltaje

La curva característica de un módulo FV, también llamada curva de corriente-voltaje, representa los valores de corriente y voltaje medidos experimentalmente de un módulo FV sometido a unas determinadas condiciones de irradiancia solar y temperatura. Variando la carga externa, desde el corto circuito hasta el circuito abierto, se obtienen los pares de datos de corriente y voltaje, que juntos forman la curva característica como se ve en la Figura 4.

La medida de la curva I-V aporta la información necesaria para ver el comportamiento eléctrico del módulo y hasta predecir la generación eléctrica, si se conocen los valores meteorológicos del lugar. Así también, la curva I-V es útil para detectar fallas como sombras parciales, puntos calientes o degradación de celdas.

Se puede tratar de obtener una ecuación de la curva I-V mediante diversos métodos. En general, estos métodos hallan la ecuación a partir de un circuito equivalente para un dispositivo FV y cada una de estas consideran diversos supuestos para obtener una aproximación adecuada según las necesidades que se requieran. Pero en la práctica de la ingeniería FV raramente es necesario conocerla a profundidad [17].

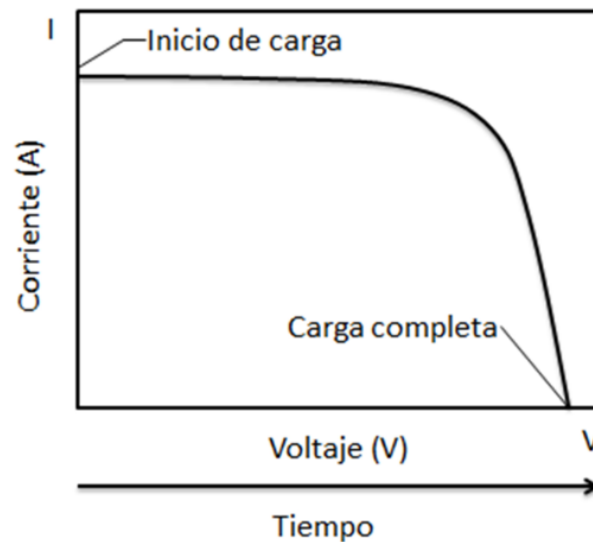


Figura 4. Curva característica de un panel fotovoltaico [18].

2.2.2 Curva de Potencia y Voltaje

Otra curva característica de los módulos FV es la curva de potencia-voltaje (curva P-V). Se obtiene graficando la potencia en función del voltaje al variar la carga externa, desde el corto circuito hasta el circuito abierto. Se puede ver de la Figura 5 un punto máximo, donde el panel entrega la máxima potencia posible para una determinada irradiancia y temperatura.

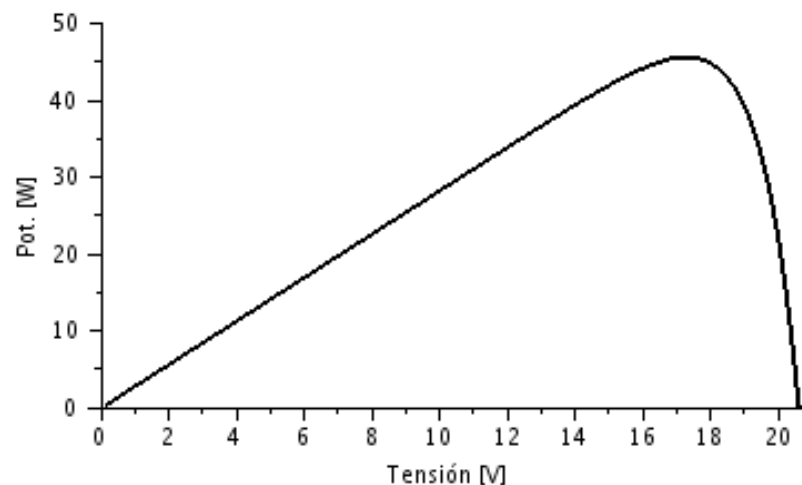


Figura 5. Curva de potencia-voltaje [19].

2.2.3 Parámetros eléctricos característicos

De la curva característica de un módulo fotovoltaico se puede sustraer diferentes puntos notables que podemos definir como los parámetros eléctricos característicos de los módulos solares, estos son medidos bajo unas condiciones definidas de irradiancia y temperatura. En la Figura 6 se pueden observar todos los parámetros eléctricos característicos de un panel fotovoltaico sobre las curvas características, los cuales son:

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Este parámetro indica la corriente máxima que se puede llegar a obtener del módulo. Es la corriente que entrega el módulo en estado de cortocircuito, es decir, cuando se conecta el positivo y el negativo del módulo sin conectar carga alguna, correspondiente a un voltaje igual a cero.
- Voltaje de circuito abierto (V_{oc}): Este parámetro indica el voltaje máximo que puede entregar el módulo. Es el voltaje que entrega el módulo en estado de circuito abierto, es decir, se da cuando el módulo está conectado a una carga que se considera infinita, correspondiente a una corriente igual a cero.
- Potencia máxima (P_M): Es el punto de trabajo donde la potencia entregada por el módulo a la carga externa es máxima. Podrá obtenerse a partir de la corriente y voltaje en el punto de máxima potencia según la Ecuación 1.

$$P_M = I_{Pmax}V_{Pmax} \quad (1)$$

- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{Pmax}): Es la corriente que entrega el módulo cuando se está en el punto de máxima potencia. Este valor indica la corriente óptima para el aprovechamiento máximo del módulo.
- Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{Pmax}): Es el voltaje que entrega el módulo cuando se está en el punto de máxima potencia. Este valor indica el voltaje óptimo para el aprovechamiento máximo del módulo.
- Factor de forma (FF): Es la relación entre el voltaje de circuito abierto y la corriente de cortocircuito, con el voltaje y la corriente en el punto de máxima potencia como se ve en la Ecuación 2.

$$FF = \frac{I_{Pmax}V_{Pmax}}{I_{sc}V_{oc}} \quad (2)$$

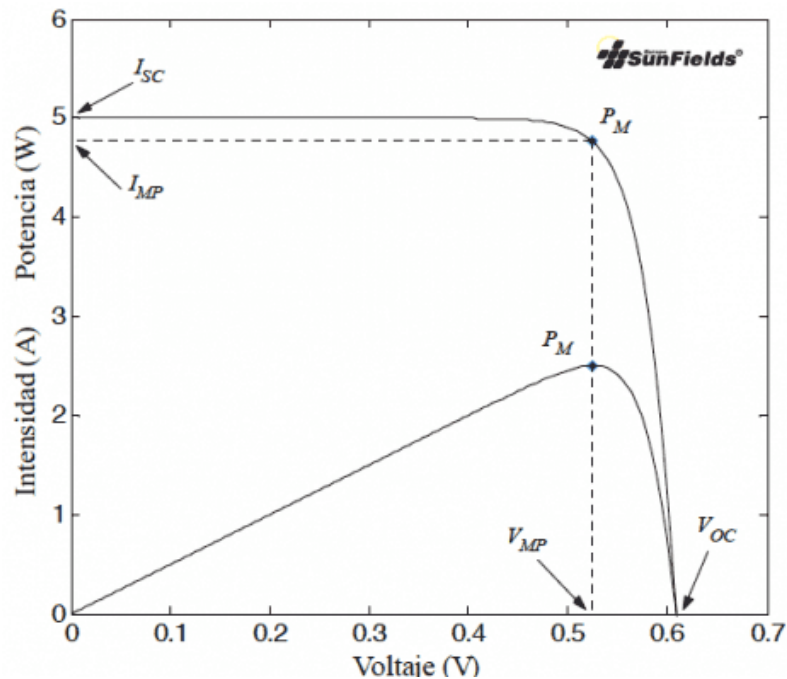


Figura 6. Parámetros eléctricos característicos de un dispositivo FV [20].

2.3 Tecnología solar bifacial

Un módulo fotovoltaico bifacial se diferencia de un módulo monofacial por su capacidad de convertir la irradiación solar recibida, tanto del lado frontal como del lado trasero, en energía eléctrica. Debido, principalmente, al cambio en el diseño en las celdas que componen el módulo bifacial, en donde los contactos metálicos traseros son localizados y solo ocupan una pequeña parte del lado trasero de la celda [4].

Esta tecnología, si está debidamente optimizada, tienen el potencial de aumentar significativamente el rendimiento energético de los sistemas fotovoltaicos si los comparamos con un sistema de módulos monofaciales a iguales dimensiones de instalación [3]. Gracias a que pueden aprovechar la irradiancia difusa y la irradiancia reflejada del suelo por su lado trasero, como vemos en la Figura 7.

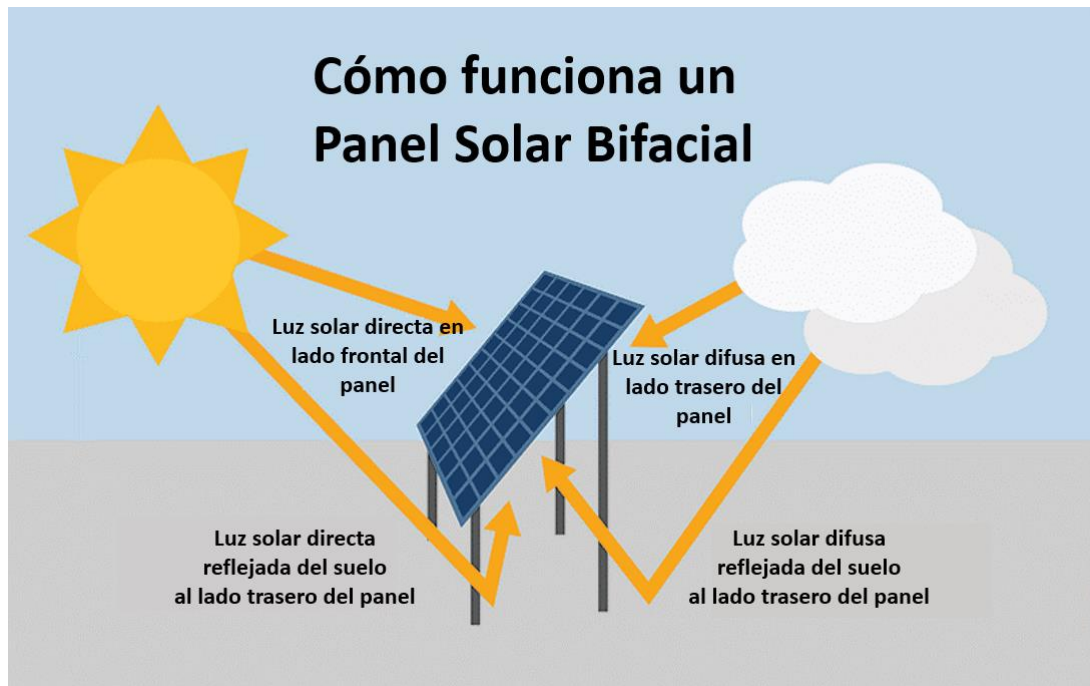


Figura 7. Tipos de irradiancia que puede aprovechar un panel bifacial (Traducido de Ref. [21]).

Debido a la bifacialidad de esta tecnología, estos módulos se pueden instalar de forma vertical o inclinada según la necesidad de la aplicación. La posición de los módulos influye en el gráfico de la irradiancia incidente sobre las caras de los módulos lo largo del día, esto lo podemos observar en las Figuras 8 y 9.

La Figura 8 nos muestra la simulación de la irradiancia para un módulo inclinado a 15° , se observa la irradiancia con forma de una campana centrada en el mediodía. Esta forma es similar a la que se puede obtener en los módulos monofaciales inclinados, debido a que esta es la posición óptima para esos módulos.

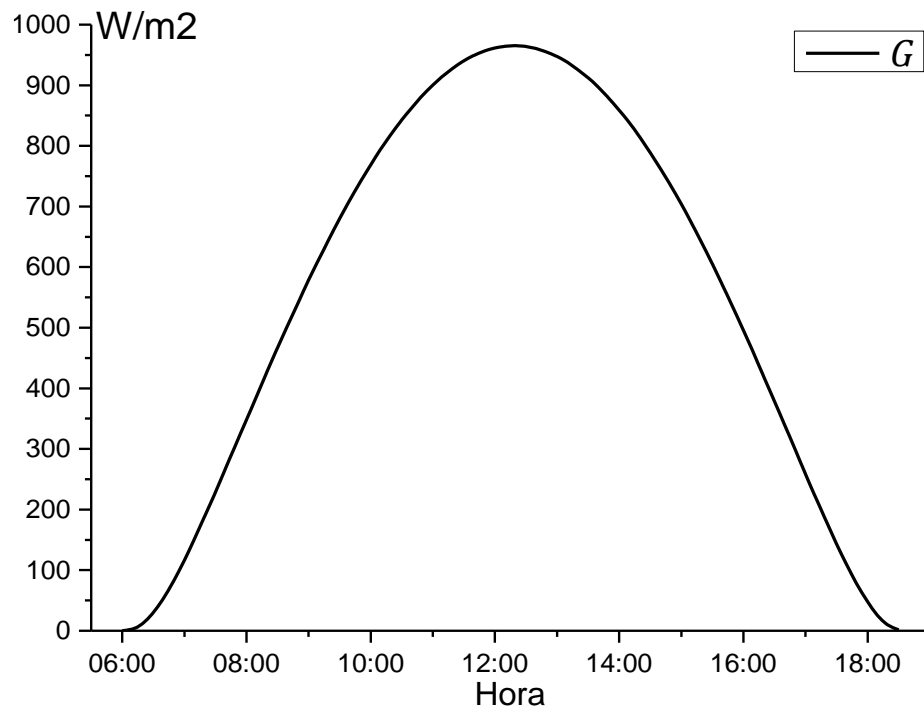


Figura 8. Irradiancia a lo largo del día sobre un módulo orientado al norte e inclinado a 15°. Data simulada mediante la librería PVLIB en python [22].

La Figura 9 nos muestra la simulación de la irradiancia para un módulo vertical orientado al este-oeste. Debido a la posición vertical, se observa que la irradiancia forma dos campanas, una centrada en la mañana y otra en el atardecer. Estas campanas corresponden al paso del sol por el lado este, en las mañanas, y el lado oeste, en las tardes, del módulo y toman su máximo cuando el sol es perpendicular a dichos lados.

Además de la posición, diferentes factores influyen en la ganancia de rendimiento de estos módulos como pueden ser: la irradiancia difusa, la altura del arreglo, la distancia entre los arreglos, el espacio entre módulos, etc. Pero la irradiancia reflejada por el suelo o albedo es la más importante característica del entorno para esta tecnología.

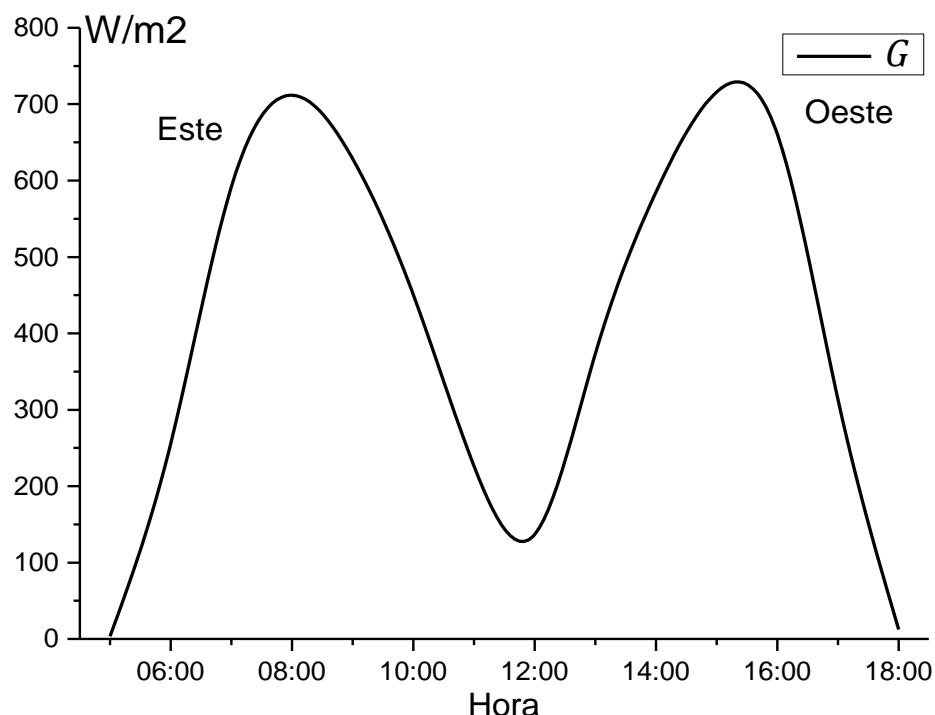


Figura 9. Irradiancia a lo largo del día sobre un módulo vertical de orientación este-oeste. Data simulada mediante la librería PVLIB en python [22].

2.3.1 Albedo

El albedo es la fracción entre la irradiancia reflejada por el suelo y la irradiancia solar incidente sobre este. Este valor no es constante para una superficie, debido a que, esta varía con la distribución espectral y angular de la luz solar. Estas variaciones se pueden dar por la posición del sol debido a la hora del día, la estación, la latitud, etc.

Las condiciones de la superficie del suelo también influyen considerablemente, los suelos con tonalidades claras poseen mayor albedo que los oscuros, un suelo seco presenta mayor albedo que uno húmedo, un suelo con vegetación seca también tiene mayor albedo que uno con vegetación verde (esta absorbe radiación entre 400 nm a 700 nm) [4], etc. En la Tabla 1 mostramos rangos de albedos para algunas superficies.

Tabla 1. Rangos de albedo para diferentes superficies (Traducido de Ref. [4]).

Superficie	Albedo
Césped	0,15 - 0,26
Nieve	0,55 - 0,98
Suelo negro	0,08 - 0,13
Suelo arcilloso	0,16 - 0,23
Arena	0,21 - 0,60
Pavimento de asfalto (nuevo)	0,09
Pavimento de asfalto (desgastado)	0,18

2.3.2 Módulo bifacial

El diseño en los módulos monofaciales y bifaciales se diferencian principalmente en el lado trasero de la celda y el módulo. En los monofaciales, se tiene que cubrir el lado trasero con una lámina opaca que no permita el paso de la luz. Por el contrario, en los bifaciales, la cubierta del lado trasero está hecha de un vidrio o de un polímero transparente. Para su uso es necesario de un marco de aluminio para darle rigidez al módulo. Sin embargo, en algunos diseños con vidrios de mayor resistencia, la rigidez del módulo de vidrio-vidrio es suficiente para soportar todo el módulo y hace innecesario el marco de aluminio. En la Figura 10 podemos ver los detalles mencionados anteriormente.

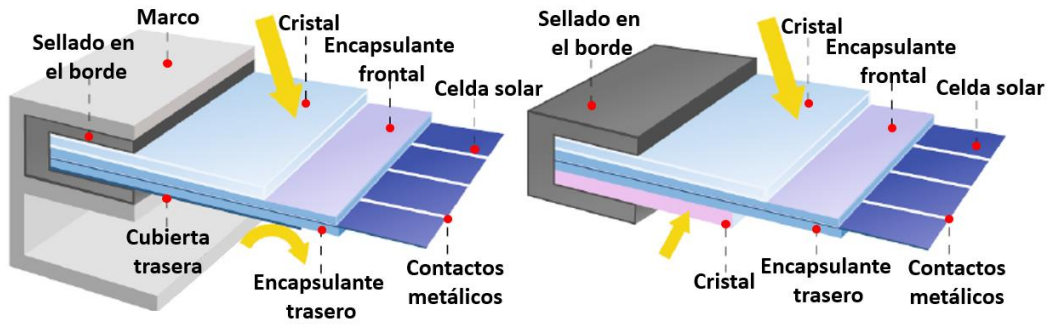


Figura 10. Diferencias en el diseño de un módulo monofacial (izquierda) y un módulo bifacial (derecha) (Traducción de Ref. [4]).

2.3.3 Coeficientes de bifacialidad

Es la propiedad que nos indica la relación entre las principales características eléctricas del lado trasero y frontal del módulo FV bifacial, estos son llamados coeficientes de bifacialidad. Se definen los coeficientes de bifacialidad de la corriente de corto circuito ($\phi_{I_{sc}}$), del voltaje de circuito abierto ($\phi_{V_{oc}}$) y de la potencia máxima (ϕ_{P_M}) en las Ecuaciones 3, 4 y 5.

$$\phi_{I_{sc}} = \frac{I_{sc,rear}}{I_{sc,frontal}} \quad (3)$$

$$\phi_{V_{oc}} = \frac{V_{oc,rear}}{V_{oc,frontal}} \quad (4)$$

$$\phi_{P_M} = \frac{P_{M,rear}}{P_{M,frontal}} \quad (5)$$

Donde $I_{sc,frontal}$, $V_{oc,frontal}$ y $P_{M,frontal}$ son las características eléctricas medidas en laboratorio del lado frontal y $I_{sc,rear}$, $V_{oc,rear}$ y $P_{M,rear}$ del lado trasero. Estas son medidas en las Condiciones Estándar de Medida (CEM), como se esquematiza en la Figura 11. Es necesario, mientras se mide un lado, que el lado opuesto no sea

expuesto a alguna iluminación para evitar el aporte que este podría dar a las mediciones.

En general, debido a las diferencias del diseño en el lado frontal y trasero de las celdas bifaciales, los coeficientes de bifacialidad de I_{sc} y P_M que se pueden alcanzar con las tecnologías actuales ronda los 70-90%.

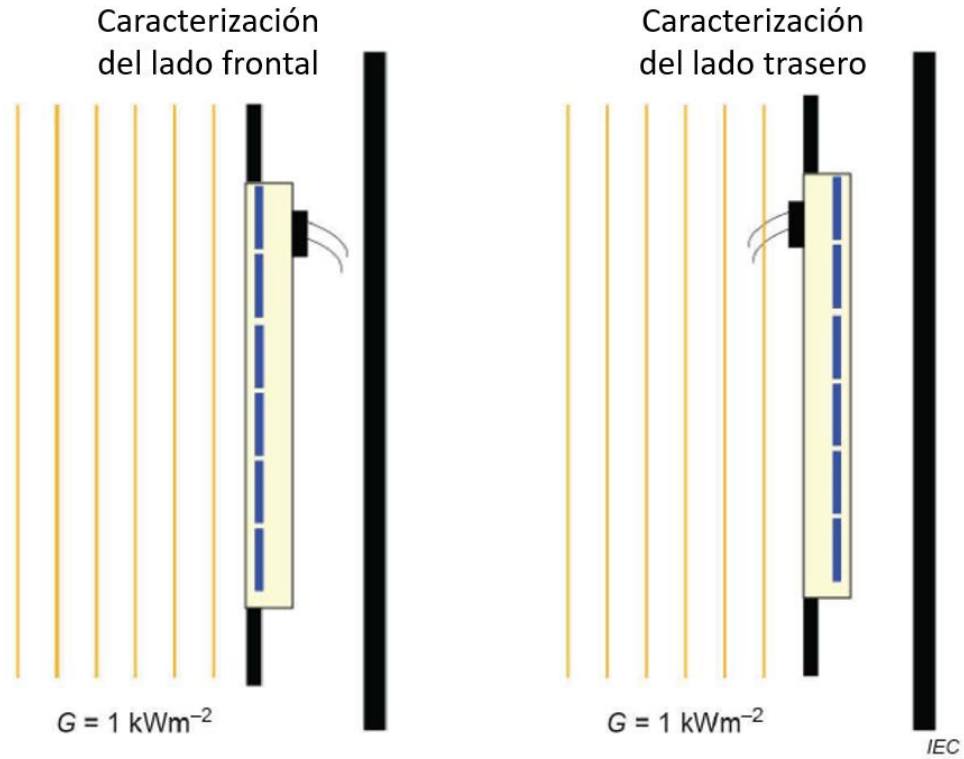


Figura 11. Caracterización del lado frontal (izquierda) y trasero (derecha) para obtener los coeficientes de bifacialidad (Traducido de Ref. [6]).

2.3.4 Irradiancia equivalente

Para la caracterización un módulo FV bifacial en interiores es necesario de un simulador solar especializado para esta tecnología, que presentan dos fuentes de luz con nivel de irradiancia ajustables. El método consiste trazar la curva I-V fijando la irradiancia frontal a 1000 W/m^2 e ir variando la irradiancia trasera, así podremos medir la ganancia generada por el lado trasero del módulo.

En exteriores, no podemos controlar la irradiancia incidente en el lado frontal ni trasero de nuestro módulo para medir la curva I-V. Por tal motivo, acorde a la especificación técnica de la *IEC TS 60904-1-2* [6], se propone usar la irradiancia equivalente (G_E) definida en la Ecuación 6.

$$G_E = G_f + \varphi * G_r \quad (6)$$

Siendo

$$\varphi = \text{Min}(\varphi_{ISC}, \varphi_{PM}) \quad (7)$$

Donde G_f , G_r son la irradiancia incidente en el lado frontal y trasero del módulo. φ es el mínimo entre los coeficientes de bifacialidad de la corriente de corto circuito y la potencia máxima.

Con la definición de la irradiancia equivalente tenemos una forma de cuantificar la irradiancia total que absorbe el módulo en el lado frontal y trasero, en una sola variable. Esta nos permite poder hacer la caracterización de los módulos bifaciales con las ecuaciones y los métodos que se usan para los módulos monofaciales, reemplazándola por la irradiancia incidente en el plano del módulo.

2.4 Método de corrección de curvas I-V

2.4.1 Condiciones estándar de medida

Cada característica del módulo FV varían según las condiciones de medida. Por tal motivo, a nivel mundial se toman unas condiciones de referencia que son llamadas las Condiciones Estándar de Medida. Estas nos ayudan a que todos los módulos sean caracterizados a las mismas condiciones y nos facilita las comparaciones entre ellos. Estas CEM definen valores específicos a las siguientes variables: la temperatura del módulo, la irradiancia incidente, la distribución espectral de la irradiancia incidente, el ángulo de incidencia y la velocidad del viento. En la Tabla 2 se especifica los valores de cada una de estas.

Tabla 2. Condiciones estándar de medida

Irradiancia	1000 W/m^2
Temperatura del módulo	25°C
Distribución espectral	AM1,5
Ángulo de incidencia	0°
Velocidad del viento	$< 5 \text{ m/s}$

2.4.2 Influencia de la temperatura y la irradiancia en la curva característica

La temperatura del módulo es un factor que se tiene que considerar para la corrección de los parámetros eléctricos a CEM. Para entender el comportamiento de estos parámetros con respecto a la variación de la temperatura, se mide la curva I-V variando la temperatura del módulo mientras mantenemos constante las demás

condiciones de medida. Esto lo podemos observar en la Figura 12. De aquí podemos ver como la temperatura afecta de manera negativa principalmente al V_{oc} , aunque también a la P_M y afecta positivamente, pero en mucho menor medida, a la I_{sc} . En general, el aumento de la temperatura afecta negativamente al rendimiento de los módulos y hace que reduzca la energía total que pueden generar.

Observando el comportamiento de la curva I-V al cambio de la temperatura, se definen los coeficientes de variación de la corriente de corto circuito (α), del voltaje de circuito abierto (β) y de la potencia máxima (γ) del módulo con respecto a la temperatura. Estas constantes experimentales caracterizan las propiedades térmicas del módulo.

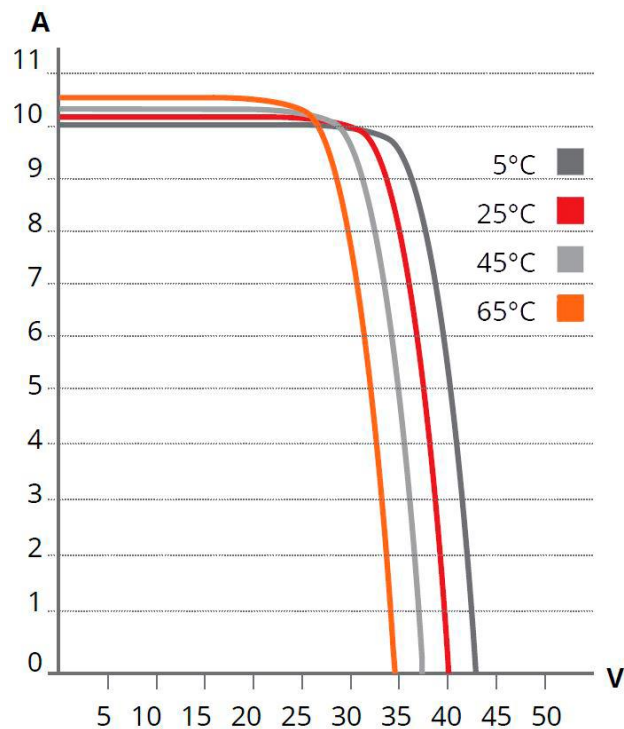


Figura 12. Efecto de la temperatura en la curva característica (Modificado de Ref. [23]).

La irradiancia incidente es el otro factor que se tienen que considerar en la corrección de los parámetros eléctricos a CEM. Para saber el comportamiento de estos parámetros con respecto a la variación de la irradiancia, se mide la curva I-V variando la irradiancia incidente sobre el módulo mientras mantenemos constante las demás condiciones de medida. Esto lo observamos en la Figura 13. De aquí podemos observar como la irradiancia afecta directamente a la I_{sc} y a la P_M . A grandes rasgos, podemos decir que dependen directamente proporcional a la irradiancia. Con respecto al V_{oc} , vemos como este aumenta ligeramente con respecto al aumento de la irradiancia.

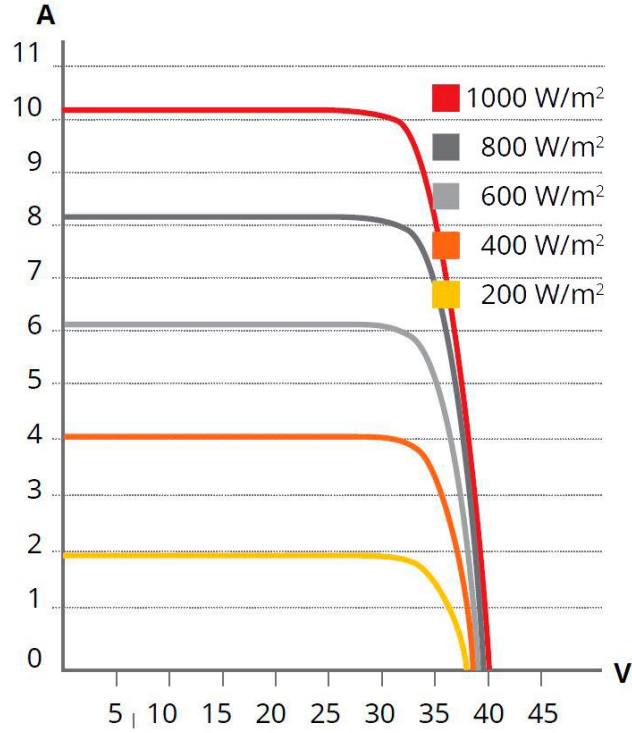


Figura 13. Efecto de la irradiancia en la curva característica (Modificado de Ref. [23]).

2.4.3 Ecuaciones de corrección a CEM

Los métodos de traslación de curvas I-V buscan definir ecuaciones que puedan, a partir de una curva trazada bajo condiciones reales de medida, obtener la curva como si hubiese sido trazada bajo las CEM. Como ya se explicó, las variables que influyen en primer grado sobre las curvas I-V son la temperatura y la irradiancia. Por esto la gran mayoría de métodos se basan en corregir los parámetros eléctricos característicos a la temperatura e irradiancia de las CEM.

Entre los métodos de traslación de curvas I-V, se escogió el método de Anderson debido a que sus ecuaciones consideran la corrección con respecto a la temperatura del módulo y la irradiancia para cada parámetro característico del módulo FV. Esto nos da un mayor rango de precisión para estas ecuaciones, desde $25 - 75^{\circ}C$ en temperatura y $100 - 1000 W/m^2$ en irradiancia. Las ecuaciones de Anderson se describen en las Ecuaciones 8, 9 y 10 [24].

$$I_{sc}^* = I_{sc} \cdot \frac{G^*}{G} \cdot [1 + \alpha(T_m - T_m^*)]^{-1} \quad (8)$$

$$V_{oc}^* = V_{oc} \cdot [1 + \beta(T_m - T_m^*)]^{-1} [1 + \delta \ln \frac{G}{G^*}]^{-1} \quad (9)$$

$$P_M^* = P_M \cdot \frac{G^*}{G} \cdot [1 + \gamma(T_m - T_m^*)]^{-1} [1 + \delta \ln \frac{G}{G^*}]^{-1} \quad (10)$$

Donde I_{sc}^* , V_{oc}^* , P_M^* son los parámetros eléctricos del módulo, G^* (1000 W/m^2) es la irradiancia y T_m^* (25°C) es la temperatura del módulo en CEM. I_{sc} , V_{oc} , P_M , G y T_m son los parámetros eléctricos y las condiciones de medida experimentales para cada una curva I-V. δ representa la dependencia de V_{oc} con respecto a $\ln(G)$.

De las ecuaciones de Anderson podemos ver cuáles son los factores de corrección por la temperatura y la irradiancia. Por lo tanto, podemos separar estos factores para obtener solo los parámetros corregidos por la temperatura. Estos se describen en las Ecuaciones 11, 12 y 13.

$$I_{sc[25^\circ\text{C}]} = I_{sc} \cdot [1 + \alpha(T_m - T_m^*)]^{-1} \quad (11)$$

$$V_{oc[25^\circ\text{C}]} = V_{oc} \cdot [1 + \beta(T_m - T_m^*)]^{-1} \quad (12)$$

$$P_{M[25^\circ\text{C}]} = P_M \cdot [1 + \gamma(T_m - T_m^*)]^{-1} \quad (13)$$

Donde $I_{sc[25^\circ\text{C}]}$, $V_{oc[25^\circ\text{C}]}$, $P_{M[25^\circ\text{C}]}$ son los parámetros eléctricos característicos del módulo corregidos por la temperatura del módulo a T_c^* (25°C).

Así, finalmente, para poder hacer el ajuste de los parámetros con respecto a la irradiancia se reescribió las ecuaciones de Anderson en las Ecuaciones 14, 15 y 16. Además, se reemplazó la G de las ecuaciones de Anderson con la G_E de los módulos bifaciales.

$$I_{sc[25^\circ\text{C}]} = I_{sc}^* \cdot \frac{G_E}{G^*} \quad (14)$$

$$V_{oc[25^\circ\text{C}]} = V_{oc}^* \cdot [1 + \delta \ln \frac{G_E}{G^*}] \quad (15)$$

$$P_{M[25^\circ\text{C}]} = P_M^* \cdot \frac{G_E}{G^*} \cdot [1 + \delta \ln \frac{G_E}{G^*}] \quad (16)$$

2.5 Método de evaluación energética

La norma IEC 61724-1 [25] especifica los métodos de medición y los cálculos necesarios para evaluar adecuadamente los sistemas fotovoltaicos.

Con los datos de potencia instantánea en un día, podemos calcular la energía de salida CC (E_A) diaria del array como mostramos en la Ecuación 17. Con la energía de salida CC diaria del array podemos hallar el rendimiento de energía del array FV (Y_A) como mostramos en la Ecuación 18.

$$E_A = \sum_k P_{A,k} \cdot t_k \quad (17)$$

$$Y_A = \frac{E_A}{P_0} \quad (18)$$

Donde t_k denota la duración del k-ésimo intervalo de registro, $P_{A,k}$ es la potencia de salida CC del array para el intervalo de registro y P_0 es la potencia nominal del módulo.

El rendimiento de energía del array, medido en kWh/kWp, nos indica la cantidad de horas que debe estar el operando el sistema a la potencia nominal para generar toda la energía producida en un periodo de tiempo.

CAPÍTULO III: ESTACIONES FOTOVOLTAICAS

En este capítulo mostraremos el diseño, el estudio y la instalación final de las dos estructuras FV bifaciales, el sistema de monitoreo y los módulos bifaciales.

3.1 Diseño para las estaciones FV de módulos bifaciales

3.1.1 Diseño de la estación bifacial inclinado

Para el diseño del sistema FV bifacial inclinado se ha considerado una estructura de acero galvanizado de 6,07 m de largo, 2,70 m de ancho y una altura que va desde los 1,20 a 1,90 m. La estructura está diseñada con las medidas específicas para cada uno de los módulos bajo estudio, como se observa en las Figuras 14 y 15.

El plano inclinado donde se sostendrán los paneles es de 15° orientado hacia el norte como es el estándar para los sistemas FV convencionales (monofaciales). Para el lado trasero de la estructura se ha considerado que no haya ningún objeto que pase por detrás de los módulos bifaciales, como se ve en la Figura 15, ya que pueden generar sombras que afecten directamente a la producción energética [15], por tal motivo solo se sostienen los módulos por los lados.

Se reservó un espacio específico, entre los módulos, para la instalación de los sensores de irradiancia sobre el plano incidente delantero y trasero de los módulos. Debido a que se seleccionó el módulo PERC-mono para estar conectado al trazador de curvas I-V del laboratorio MatER-PUCP [26] para su caracterización, se escogió la posición de los piranómetros a la misma altura del centro de este módulo, como se ven en las Figuras 14 y 15, puesto que este punto en el lado trasero representa el promedio de la irradiancia reflejada del suelo.

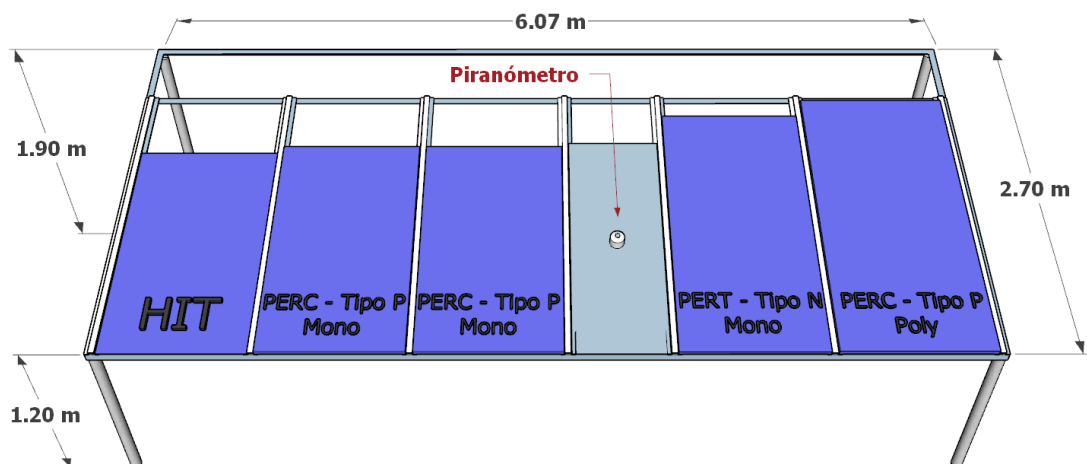


Figura 14. Diseño de la estructura del sistema FV bifacial inclinado a 15° (vista frontal).

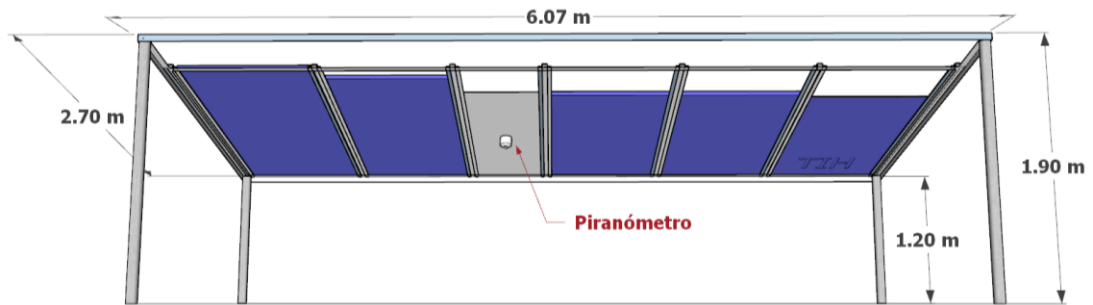


Figura 15. Diseño de la estructura del sistema FV bifacial inclinado a 15° (vista trasera).

3.1.2 Diseño de la estación bifacial vertical

Para el diseño del sistema FV bifacial vertical se ha considerado dos estructuras de acero galvanizado, una con dimensiones de 2,10 m de alto y 3,13 m de largo y otra con 2,53 m de alto y 2,53 m de largo. Estas estructuras están diseñadas con los anchos específicos para cada uno de los módulos bajo estudio, como se observa en la Figura 16. Así también, se han diseñado especialmente para el grosor de cada módulo, para minimizar el efecto de sombra por la estructura [15].

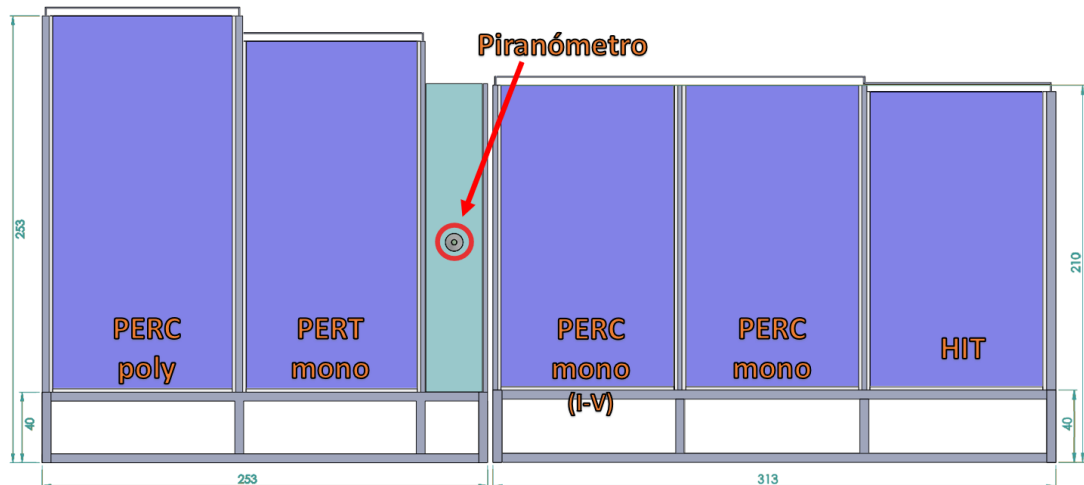


Figura 16. Diseño de la estructura del sistema FV bifacial vertical con orientación este – oeste.

Ambas estructuras están diseñadas para instalarse de forma que sus lados tengan una orientación este-oeste [10]. Se escogió que el lado frontal de los módulos esté orientado hacia el lado oeste y por consiguiente el lado trasero de los módulos estará orientado al este. Esto principalmente por las condiciones climáticas del sitio de instalación, donde en las mañanas, cuando el sol está en el lado este de la estructura, hay una considerable presencia de neblina que afecta negativamente a la irradiancia incidente. Esto no se observa en las tardes, cuando el sol está en el lado oeste de la

estructura, por lo que lo óptimo es orientar el lado frontal a este lado para que se aproveche mejor la irradiancia incidente.

Así también, se reservó un espacio específico, entre los módulos, para la instalación de los sensores de irradiancia sobre el plano este y oeste de los módulos. Se escogió la posición de los piranómetros a la misma altura del centro del módulo PERC-mono, debido a que este fue escogido para estar conectado al trazador de curvas I-V del laboratorio MatER-PUCP [26], para su caracterización, como se ven en la Figura 16.

3.2 Estudio de sombra para las estaciones FV bifacial

Para el diseño de los sistemas FV bifaciales se simuló las sombras, en el software SketchUp, de las estructuras FV y su entorno en la azotea de la sección de Física de la PUCP. Se evaluaron varios días para ver si los objetos alrededor de las estructuras generaban sombras, sobre los módulos, que puedan disminuir considerablemente el rendimiento de estos. Se muestran las imágenes más representativas de esta simulación desde la Figura 17 hasta la Figura 20.

Se consideró dos días importantes de la posición del sol en nuestro hemisferio, como el solsticio de verano e invierno en las Figuras 17 y 18, debido a que en estos días el sol se posiciona en el punto más al sur o norte en el cielo respectivamente. De las simulaciones de estos días podemos ver los puntos máximos dónde se proyectará la sombra de todos los objetos.

En la Figura 17 podemos ver los sistemas fotovoltaicos en el solsticio de verano del hemisferio sur (21 de diciembre) al medio día y se puede observar cómo la proyección de la sombra está en dirección al hemisferio norte. Así también, podemos ver que ningún sistema llega a proyectar su sombra sobre otro sistema.

En la Figura 18 podemos ver los sistemas FV en el solsticio de invierno del hemisferio sur (20 de junio) al medio día y se puede observar cómo la proyección de la sombra está en dirección del hemisferio sur. Así también, podemos ver que ningún sistema llega a proyectar su sombra sobre otro sistema.

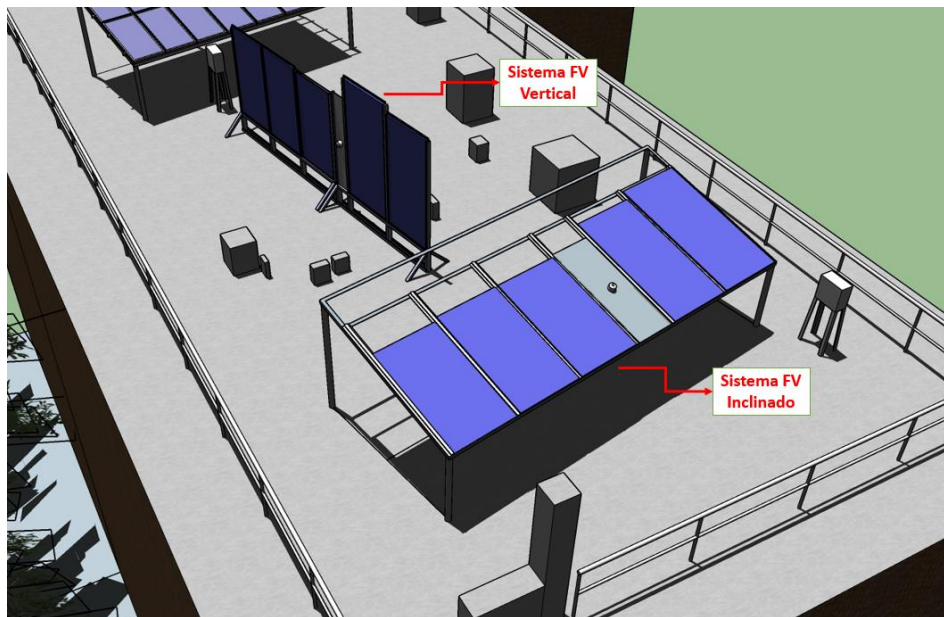


Figura 17. Simulación de sombras al medio día de los sistemas FV bifaciales en el solsticio de verano en el hemisferio sur (21 de diciembre).

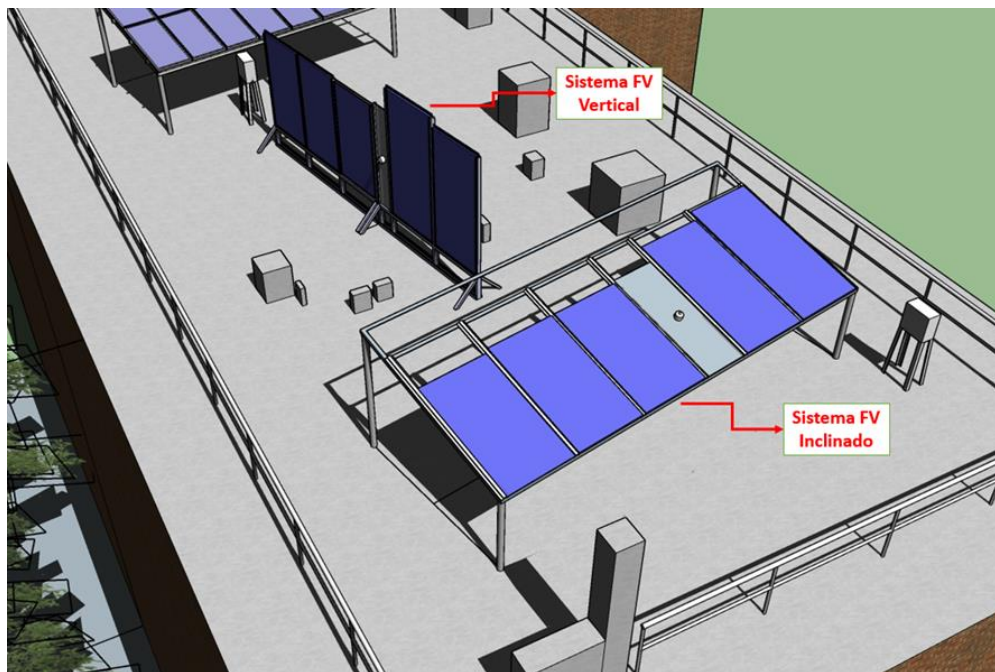


Figura 18. Simulación de sombras al medio día de los sistemas FV bifaciales en el solsticio de invierno en el hemisferio sur (20 de junio).

En las Figuras 19 y 20 se pueden observar las simulaciones a unas horas luego de la salida del sol y antes de la puesta del sol para un día común, respectivamente. Se pudo detectar los objetos de la azotea que generarían sombras directamente sobre los módulos y se tuvieron que retirar al momento de la instalación, para no perjudicar

la producción energética de estos. Así mismo, debido a sombras generadas por los edificios del alrededor de la sección de Física que no se pueden evitar, se determinó el horario en donde los sistemas trabajan sin el efecto de sombras y estaría entre las 8 a. m. a 5 p. m. aproximadamente.

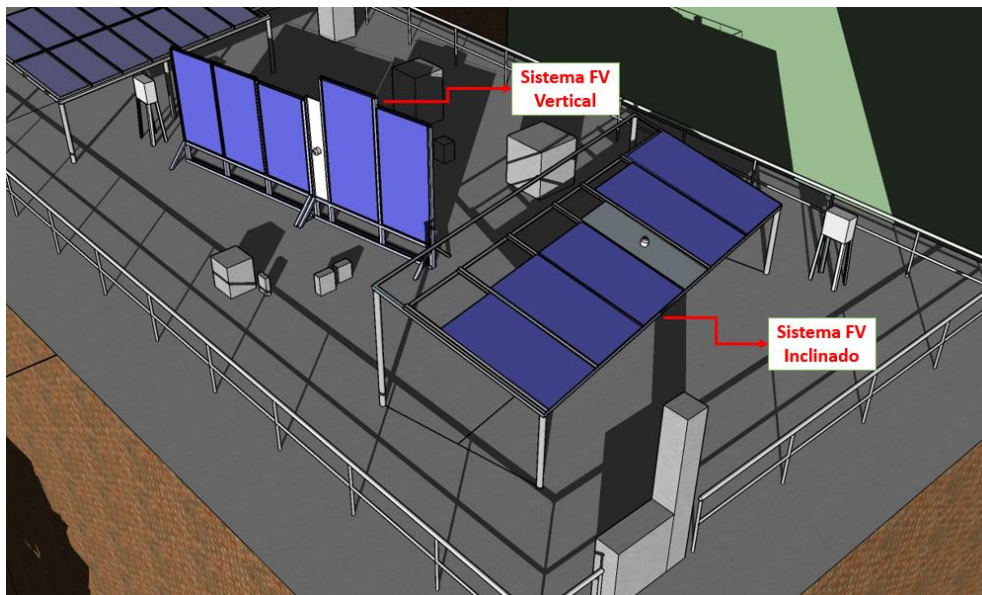


Figura 19. Simulación de sombras de los sistemas FV bifaciales de un día común a las 8 a. m.

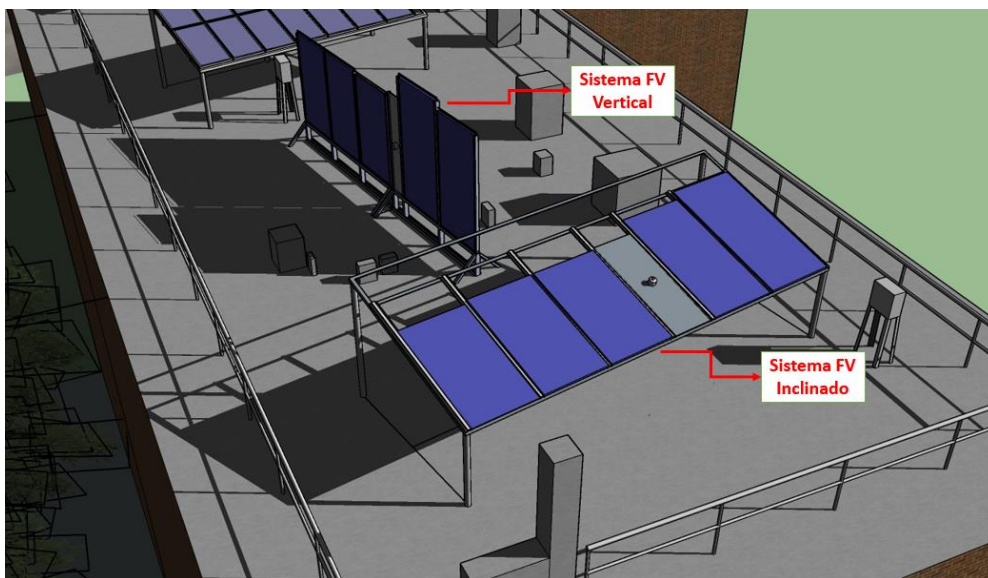


Figura 20. Simulación de sombras de los sistemas FV bifaciales de un día común a las 5 p. m.

3.3 Descripción del sistema de adquisición de datos para la temperatura e irradiancia

Para el monitoreo de la irradiancia se utilizaron los piranómetros digitales EKO MS80-M (Anexo 1) de clase A según la norma ISO 9060:2018. El piranómetro es un instrumento que mide la irradiancia en el plano fotovoltaico. Puede medir la irradiancia en un rango aproximado de 0 a 4000 W/m², a través de una termopila, con una incertidumbre de $\pm 3,5 W/m^2$, relacionando los datos de temperatura con irradiancia en un rango espectral de 285 a 3000 nm.

La irradiancia incidente y el albedo se monitorizan median 4 piranómetros: dos orientados al este y oeste de la estructura vertical y dos para la estructura inclinada, uno orientado al norte con inclinación de 15° y otro opuesto a este último. Del piranómetro en el lado trasero de la estructura FV bifacial inclinada, se obtendrá el valor de irradiancia reflejada por el piso de la azotea del edificio de la sección de Física de la PUCP. Con esto y el valor de la irradiancia incidente, podremos calcular el albedo para el suelo de la azotea. Los piranómetros envían la data mediante una comunicación serial basada en el protocolo Modbus RS485.



Figura 21. Piranómetro EKO MS-80M [27].

Para el monitoreo de la temperatura de cada módulo, se conectó dos sensores RTD PT100 plano (Anexo 2) de clase B según la norma IEC 751. El PT100 escogido es un sensor que mide la temperatura superficial a la cual se pone en contacto. Puede medir la temperatura en un rango de -50°C a +150°C, a través de una resistencia de platino, con una incertidumbre de hasta $\pm 0,35^{\circ}C$ para el rango de 0°C a 100°C. Estos sensores varían su resistencia cuando varía la temperatura del cuerpo al que se encuentra acoplado, así relacionando los datos de resistencia con la temperatura.

Se escogió el PT100 de 4 hilos debido a que este método de conexión es el más preciso. Además, en este método la resistencia del cable del sensor es indiferente, por lo tanto, se puede alargar la longitud del cable lo tanto que se desee.

Para obtener la temperatura del módulo inclinado, se promedió los valores obtenidos por los dos PT100. Estos serán montados en el medio y en un lateral del lado trasero del módulo.

Para la temperatura del módulo vertical, se usó el valor del PT100 del lado opuesto a la posición del sol. En otras palabras, cuando el sol estuvo en el lado este del módulo se usó el valor del PT100 montado en el lado oeste del módulo y cuando estuvo en el lado oeste se usó el valor del PT100 montado en el lado este. Esto para evitar una incertidumbre por la irradiancia solar directa sobre el sensor. Estos serán montados en el centro de ambos lados del módulo.



Figura 22. Sensor de temperatura RTD PT100 plano.

En total se usarán 10 sensores PT100 para cada estructura, los cuales se conectarán al DAQ para el registro de temperatura diseñado por el laboratorio MatER-PUCP [28]. En el circuito DAQ se implementa módulos MAX31865 para convertir la señal RTD de los sensores de temperatura en datos digitales para ser enviados hacia la unidad de registro de datos.

El DAQ envía la data mediante una comunicación serial basada en el protocolo Modbus RS485. Para este fin se usa un módulo de comunicación llamado MAX485, el cual permite enviar los datos del sistema de adquisición a una distancia máxima de 1200 metros con una tasa de transmisión máxima de 35 Mbps. Para fines del proyecto se necesita enviar los datos a una distancia máxima de 60 metros con una tasa de transmisión de 1.77 kbps, por ende, este módulo cumple con las especificaciones requeridas [29].

Finalmente, el diagrama de bloques de la Figura 23 presenta el esquema general de las conexiones de los sensores que se instalarán en los dos sistemas FV bifaciales propuestos y servirán para medir los parámetros meteorológicos de irradiancia y temperatura de cada módulo. La data del DAQ y los piranómetros son enviados vía serial mediante conexión alámbrica hacia un ordenador de monitoreo, al software LabVIEW, donde se almacena los datos en tiempo real para su procesamiento.

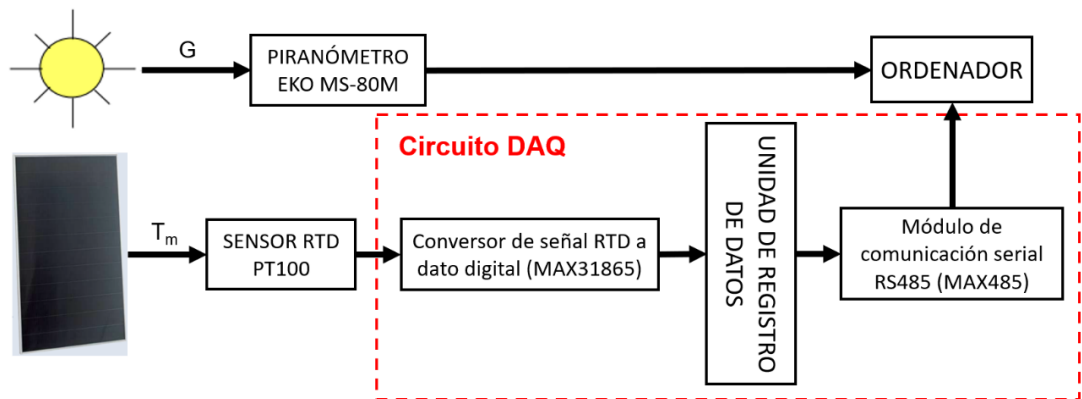


Figura 23. Diseño del diagrama de bloques del sistema de adquisición de datos.

3.4 Descripción del sistema trazador de curvas I-V

Para ambas estructuras, se montó un módulo tipo PERC-mono (Anexo 4) extra que se conectó al trazador de curva de corriente-voltaje del laboratorio MatER-PUCP [26]. El cual nos graficará la curva característica de los módulos FV bifaciales como se ven en la Figura 24.

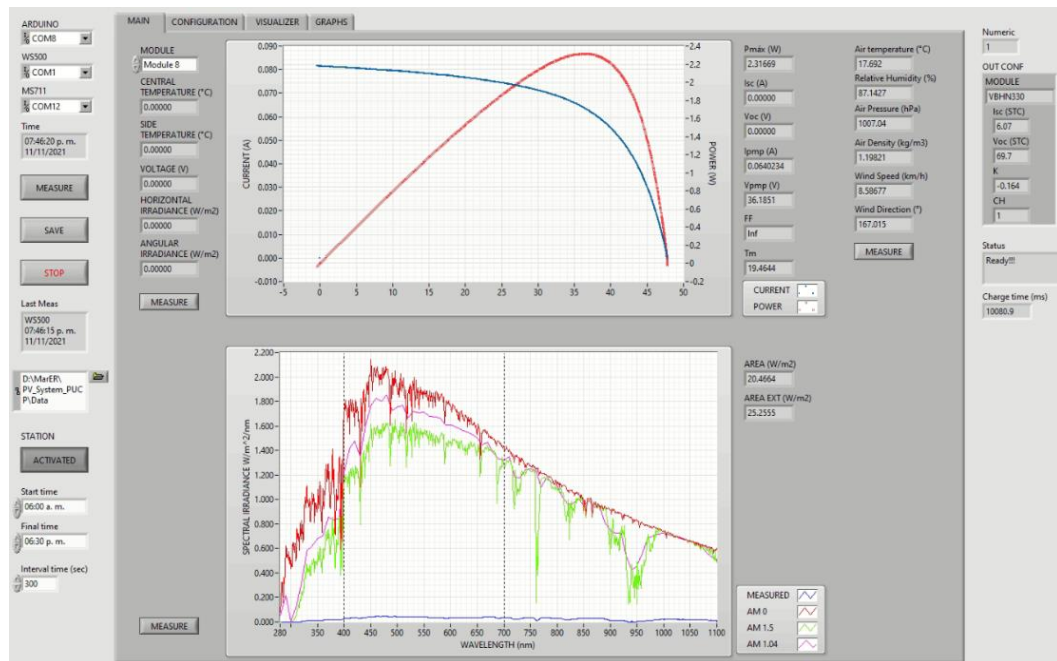


Figura 24. Curva I-V medida por el trazador del laboratorio MatER-PUCP.

El trazador está basado en una carga capacitiva, que obtiene las medidas de corriente y voltaje del proceso de carga de un condensador conectado al módulo. Con el condensador completamente descargado, la impedancia de este elemento será cero. Durante el proceso de carga, la impedancia va aumentando hasta que el condensador está completamente cargado, lo que equivale a una impedancia infinita. El primer

punto obtenido (con impedancia cero) es el correspondiente al valor de I_{sc} del módulo, conforme va aumentando la impedancia de forma progresiva se van guardando las medidas de corriente y voltaje hasta el punto donde la impedancia es infinita. El último punto obtenido (con impedancia infinita) es el correspondiente al valor de V_{oc} de módulo.

Las mediciones de corriente y voltaje son realizadas por dos multímetros Keysight 34465A. Las curvas se trazan en periodos de 5 minutos en lo largo de todo el día y se registra los parámetros eléctricos característicos de los módulos FV bifaciales.

3.5 Descripción del equipo de micro-inversores con MPPT

Se acondicionaron micro-inversores Enphase IQ-7A (Anexo 3) por cada uno de los módulos bifaciales y en cada estructura, que estarán constantemente inyectando la energía producida por los módulos FV bifaciales a la red eléctrica. Estos micro-inversores operan con la electrónica para el seguimiento del punto de máxima potencia (*MPPT* por sus siglas en ingles) que nos garantiza que los módulos estarán trabajando en su máximo punto de potencia para cada nivel de irradiancia y temperatura.



Figura 25. Micro-inversor Enphase IQ-7A.

Así mismo los micro-inversores tiene su propio sistema de monitoreo que registra la corriente, el voltaje y la potencia de cada módulo en el punto de máxima potencia en periodos de 5 minutos. Debido a la programación interna del fabricante no podemos acceder a los reportes de la data de manera local. Estos reportes son enviados a la página web de Enphase Energy como se ve en la Figura 26 y luego son descargados para su procesamiento.

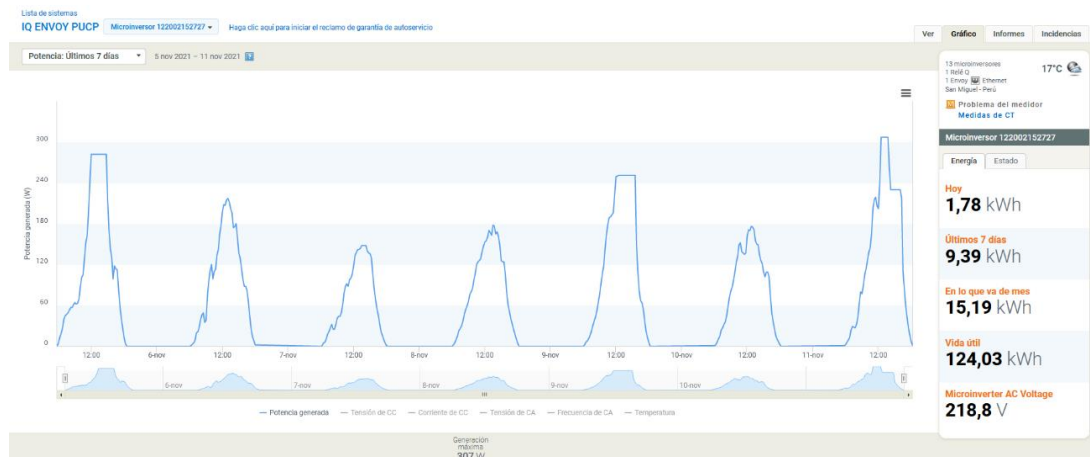


Figura 26. Interfase de Enphase Energy en su página web.

3.6 Esquema general de las estaciones FV bifaciales y el sistema de monitoreo

En la Figura 27 se muestra el esquema general de las estaciones FV bifaciales. Aquí podemos observar el diseño final donde se integra todo el sistema de monitoreo descrito en las secciones anteriores. Este consiste en el sistema de monitoreo de irradiancia, de temperatura del módulo, trazado de curvas I-V y de inyección a la red mediante micro-inversores. Como se ve en la Figura 27, al final toda la data es centralizada en un ordenador de monitoreo para su almacenaje y procesamiento.

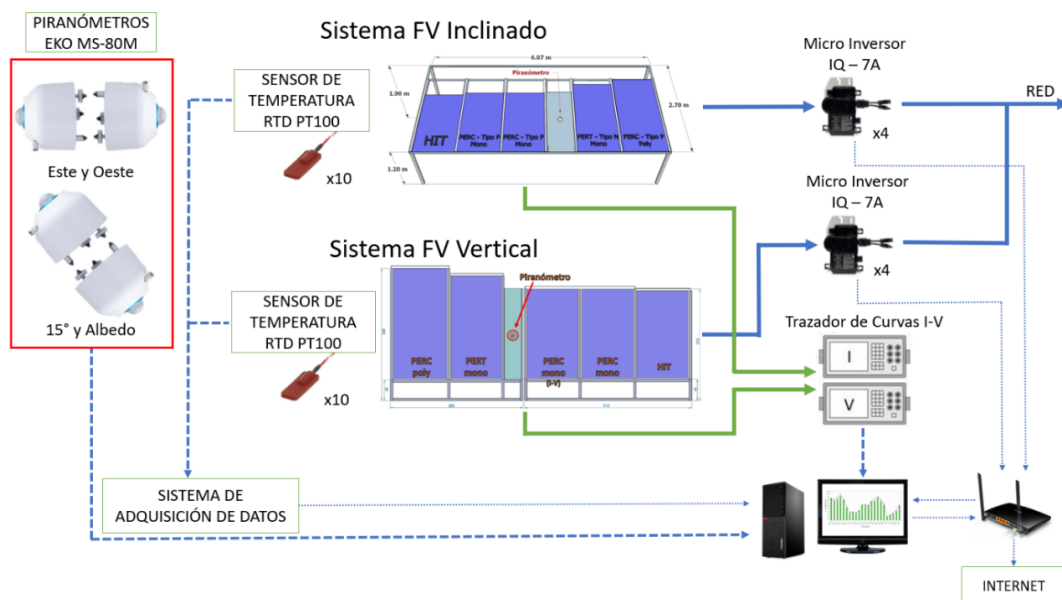


Figura 27. Esquema general de las estaciones FV bifaciales y el sistema de monitoreo.

3.7 Instalación final de las estaciones FV bifaciales

Las estaciones FV bifaciales se instalaron en la azotea de la sección de Física de la Pontificia Universidad Católica del Perú, con las coordenadas 12°4' Sur y 77°4' Oeste. En ambas estructuras se tienen instalados cinco módulos FV bifaciales de cuatro

tecnologías bifaciales diferentes: un “*Passivated Emitter Rear Contact polycrystalline*” (PERC-poly), un “*Passivated Emitter Rear Totally diffused*” (PERT-mono), dos “*Passivated Emitter Rear Contact monocristalline*” (PERC-mono) y un “*Heterojunction with Intrinsic Thin-layer*” (HIT). En la Tabla 3 se muestran las especificaciones y los parámetros eléctricos de estos módulos bajo condiciones estándares de medida proporcionados por los fabricantes. Las hojas de datos de estos módulos se presentan en los Anexos 4-7.

Tabla 3. Parámetros eléctricos de los módulos FV bifaciales bajo CEM.

Módulo FV	P_M^* (W)	I_{sc}^* (A)	V_{oc}^* (V)	I_{Pmax}^* (A)	V_{Pmax}^* (V)	γ (%/°C)	α (%/°C)	β (%/°C)	Eficiencia (%)
HIT	325	9,14	44,60	8,56	37,90	-0,27	0,04	-0,262	19,76
PERC-mono	320	10,14	40,10	9,61	33,30	-0,36	0,05	-0,29	19,02
PERT-mono	355	9,52	47,13	8,90	39,89	-0,37	0,04	-0,29	17,86
PERC-poly	400	10,90	47,20	10,34	38,70	-0,36	0,05	-0,28	17,90

En las Figuras 28 y 29 se muestran como quedó el montaje final de estas estaciones con los módulos bifaciales bajo estudio. En las figuras se indicó el tipo de tecnología de cada módulo.

Se señaló en un círculo rojo la posición donde se instaló los piranómetros EKO MS-80M en el lado frontal, los otros dos piranómetros se instalaron simétricamente en el lado trasero de cada estructura.

Así también, podemos ver en un círculo rojo punteado la posición donde se instaló los micro-inversores Enphase IQ-7A y en un círculo verde punteado la caja a la conexión al trazador de curvas I-V.

En la Figura 29 se muestra el tablero de poliéster donde está montado el DAQ para el monitoreo de la temperatura. Todas las conexiones del sistema de monitoreo llegan directamente al tablero para luego su comunicación al ordenador de monitoreo. El tablero está diseñado para soportar las condiciones climáticas en exteriores. Además, este es auto soportado con un pedestal metálico que permita su fácil montaje, traslado y paso de cables dentro del tablero.

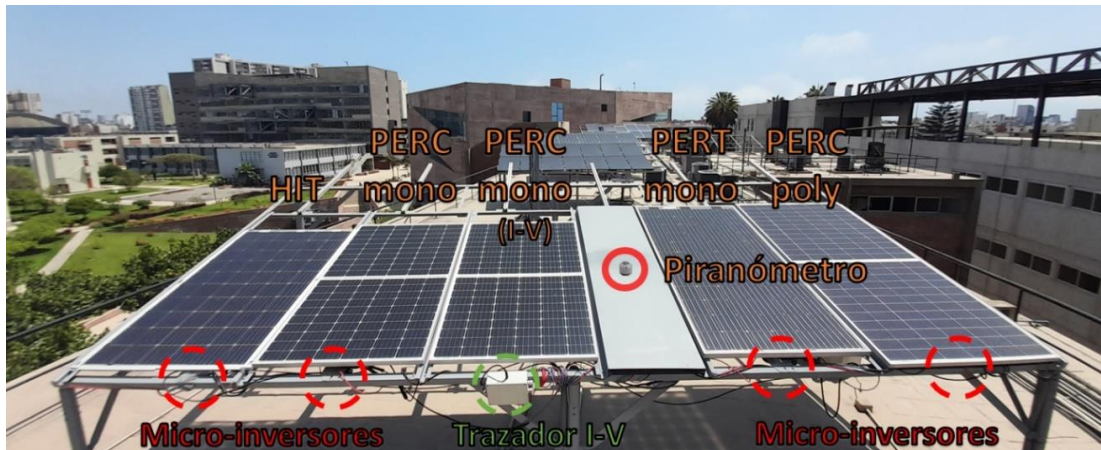


Figura 28. Vista frontal del montaje final de la estación FV bifacial inclinada.

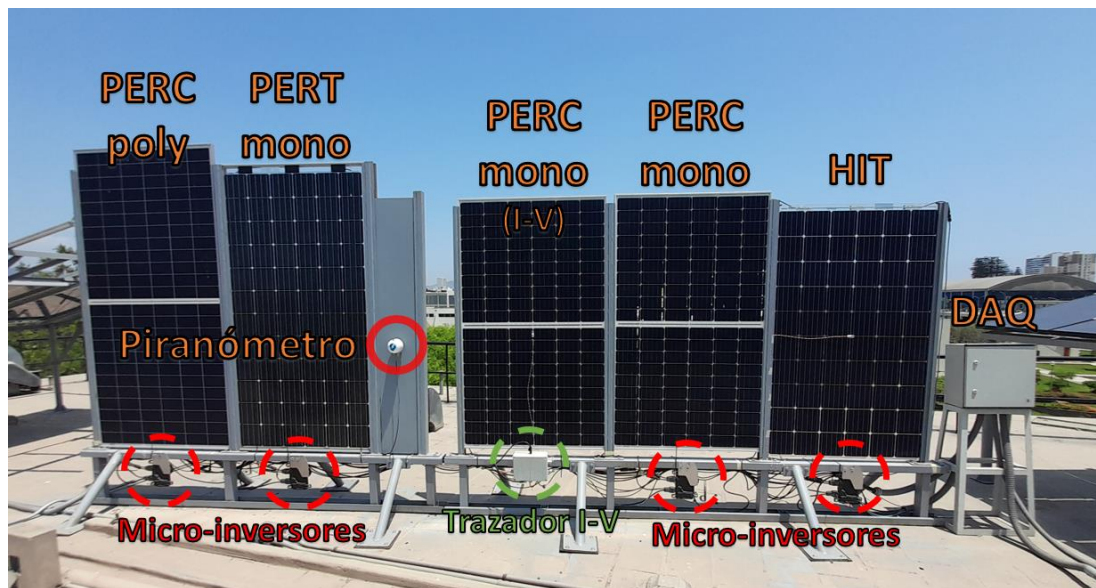


Figura 29. Vista oeste del montaje final de la estación FV bifacial vertical.

En la Figura 30 y 31 se muestra en detalle el montaje final de los piranómetros en ambas estructuras y los PT100 en los módulos respectivamente. Se ha tenido cuidado de posicionar los PT100 de forma que no generen sombra sobre las celdas, debido a que esto puede generar puntos calientes sobre los módulos. Así también, se han cubierto los PT100 con una cinta adhesiva reflectante para aislarlos de la irradiancia incidente sobre estos.

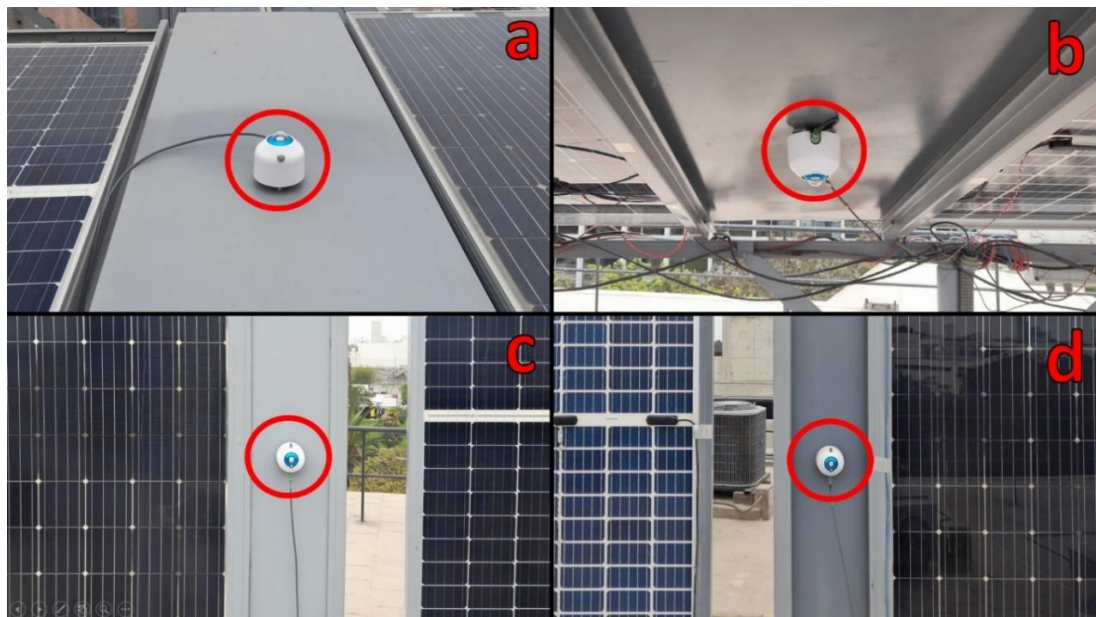


Figura 30. Piranómetros instalados en la estación inclinada en el lado frontal (a) y trasero (b). Piranómetros instalados en la estación vertical en el lado frontal (c) y trasero (d).

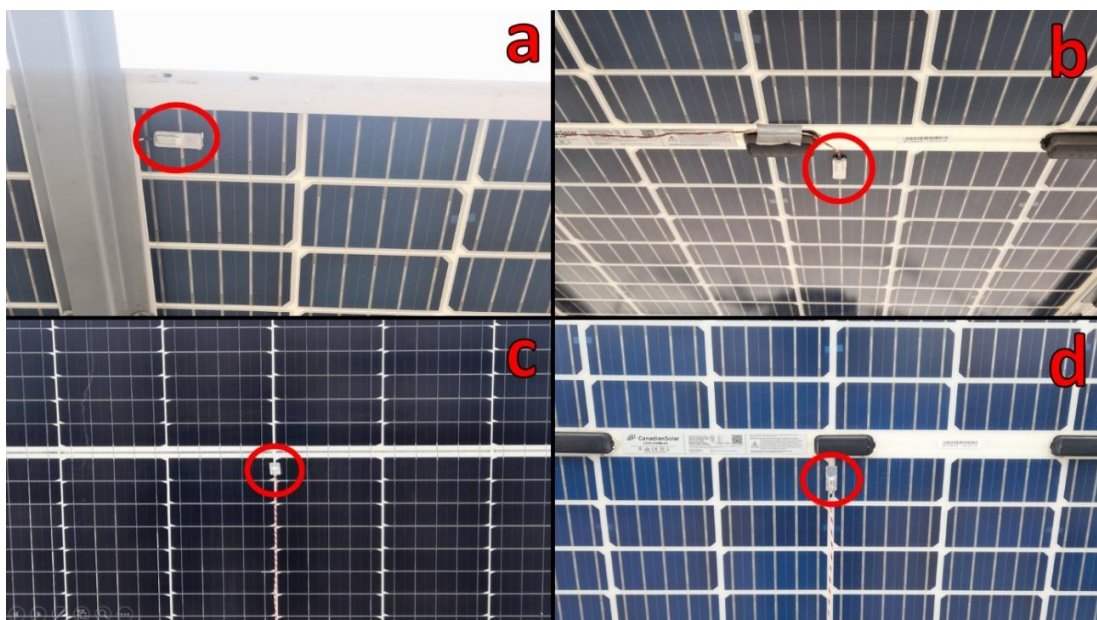


Figura 31. PT100 instalados en un módulo inclinado, en el lado trasero, en una esquina (a) y al medio (b). PT100 instalados en un módulo vertical en el medio del lado frontal (c) y trasero (d).

En la Figura 32 vemos el interior del tablero donde está montado el DAQ de monitoreo de temperatura, con el símbolo 1. Así como una fuente 24V y 3,2A para la alimentación de los piranómetros y el DAQ, con el símbolo 3. También se colocó la

protección eléctrica del sistema de adquisición mediante un interruptor termomagnético, con el símbolo 2, que permitirá el encendido y apagado del mismo por si existiera alguna falla de cortocircuito en la línea AC que alimenta a la fuente de 24V.

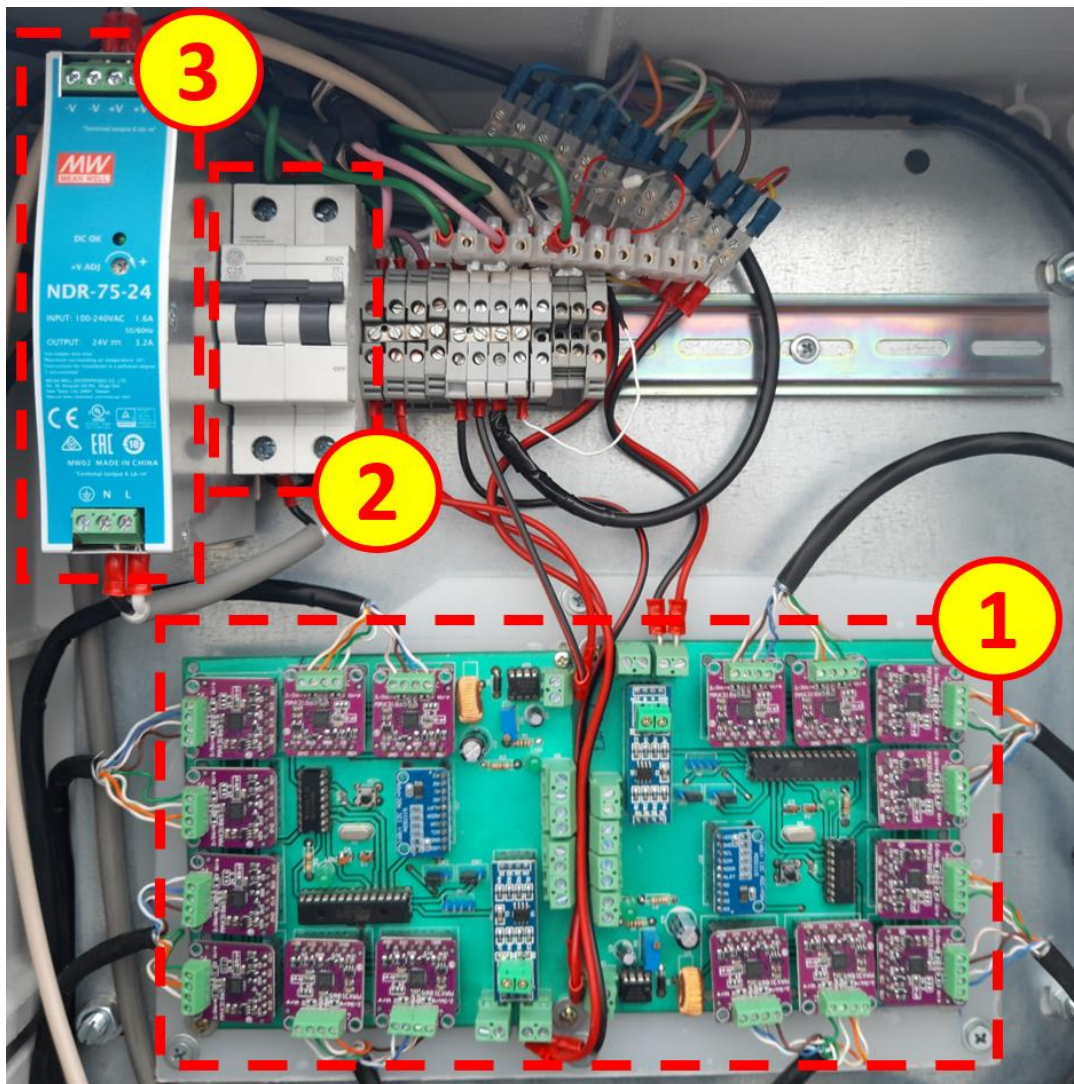


Figura 32. Interior del tablero del DAQ para el monitoreo de temperatura.

CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIONES

Las estaciones FV empezaron la campaña experimental oficialmente el 1ro de diciembre del 2021. Como parte de la campaña experimental, los módulos y los sensores son limpiados cada dos semanas para minimizar perdidas de rendimiento por efecto del polvo.

En este capítulo mostramos los resultados obtenidos de los primeros meses de campaña. Se realizará una evaluación energética y una primera caracterización de los módulos bifaciales.

4.1 Primera caracterización de los módulos PERC-mono inclinado y vertical

4.1.1 Resultados del sistema de monitoreo para el 18 de enero del 2022

Para hacer la primera caracterización de los módulos PERC-mono, se escogió el 18 de enero de 2022. Este día es idóneo debido a que fue un día soleado, sin nubosidad y fue próximo al día de limpieza de los módulos. En este día se alcanzaron irradiancias mayores a $800W/m^2$ durante buena parte del día.

En la Figura 33 mostramos 3 curvas I-V y P-V obtenidas por el sistema de monitoreo para diferentes irradiancias y temperaturas. Estas curvas se muestran como representación de las 140 curvas que se trazó a lo largo de este día. Estas representan a las curvas trazadas con altas irradiancias, irradiancias intermedias y bajas irradiancias.

Cada curva I-V se procesa para extraer los parámetros eléctricos característicos, estos en condiciones reales de medida. Los valores se encuentran interceptando la curva I-V con los ejes de coordenadas, para la I_{sc} y el V_{oc} . Para hallar la P_M se hace hallando el valor máximo de la curva P-V. Estos son los valores que luego se extrapolarán a las CEM. A veces se puede obtener una curva incompleta en la parte inicial, como se observa en la curva I-V roja de la Figura 33. En este caso se debe extrapolar linealmente para obtener el valor de I_{sc} . En la Tabla 4 se muestran los resultados para estas 3 curvas representativas.

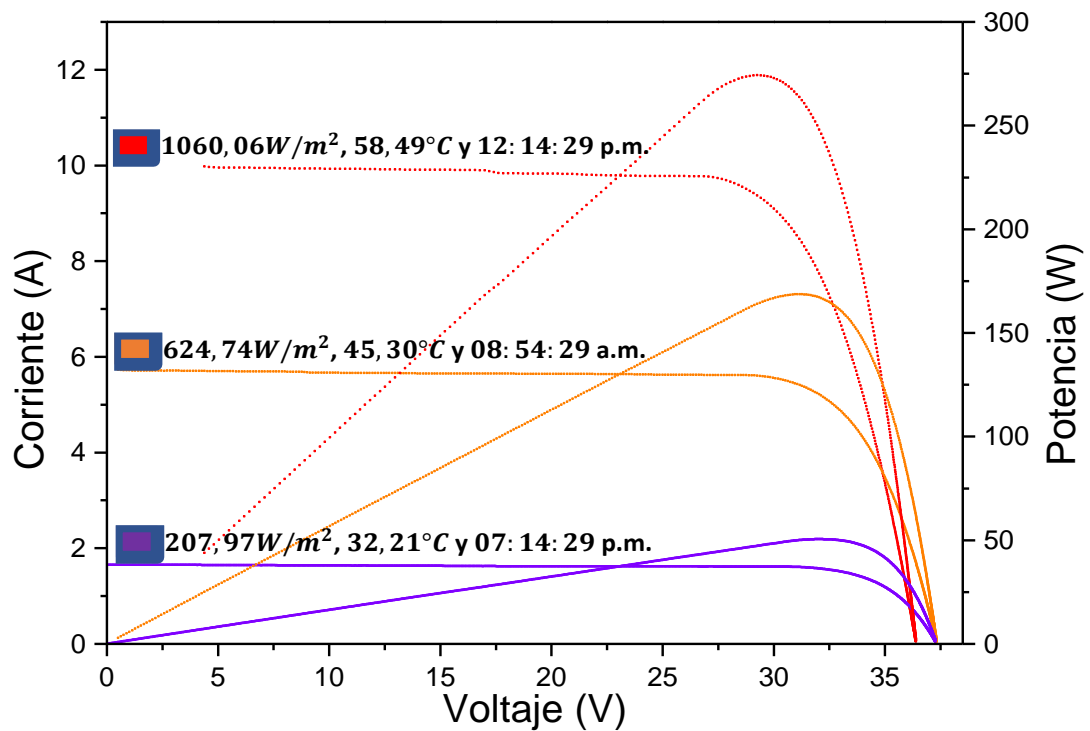


Figura 33. Curvas I-V obtenidas experimentalmente del módulo PERC-mono bifacial inclinado. Se indican la respectiva irradiancia equivalente, temperatura de modulo y la hora.

Tabla 4. Resultados de los parámetros eléctricos característicos en condiciones reales de medida.

Hora	G_E (W/m^2)	T_m ($^{\circ}C$)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_M (W)
07: 14: 29	207,97	32,21	1,65	37,33	50,50
08: 54: 29	624,74	45,30	5,72	37,35	168,60
12: 14: 29	1060,06	58,49	10,03	36,42	274,23

En la Figura 34 se muestra la data medida de irradiancias y temperaturas del módulo PERC-mono de la estación inclinada. De los valores de irradiancia frontal (G_f), irradiancia trasera (G_r) y el coeficiente de bifacialidad de potencia máxima del módulo (ϕ_{P_M}), brindado por el fabricante, se calculó la irradiancia equivalente (G_E) según la Fórmula 6.

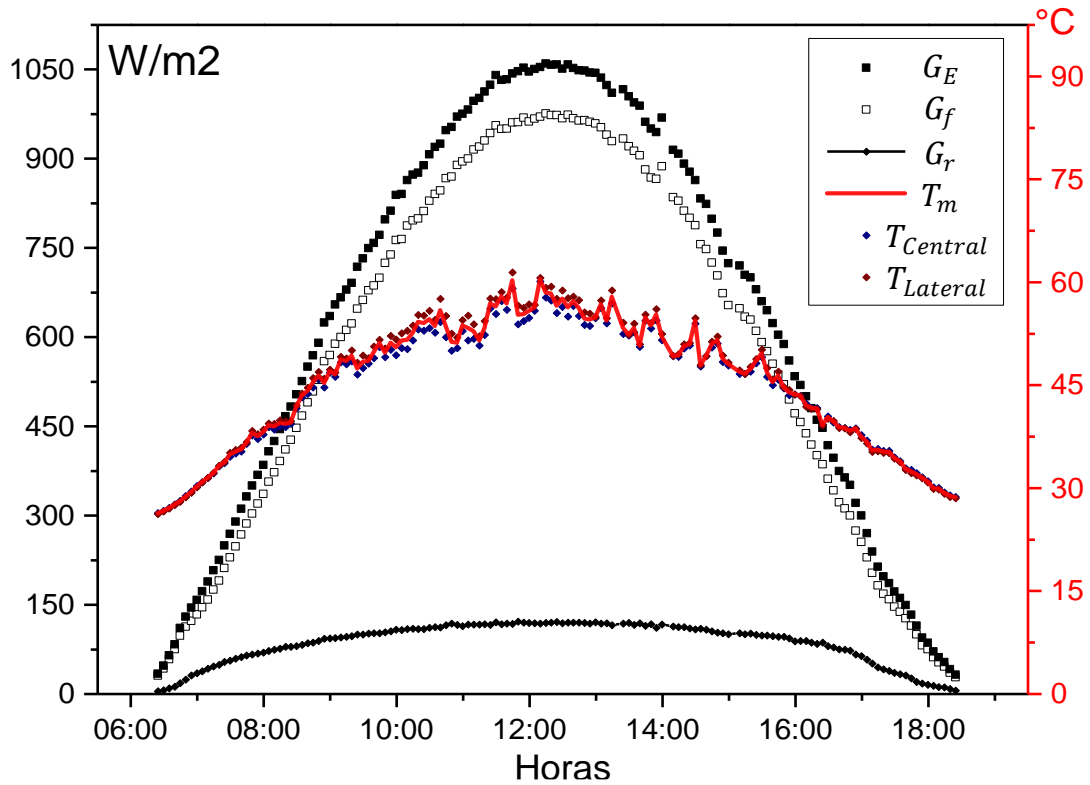


Figura 34. Data medida por sistema de monitoreo de irradiancias y temperatura del módulo del sistema FV inclinado para el día 18 de enero del 2022.

La temperatura del módulo (T_m) inclinado se calculó del promedio de los valores de la temperatura central ($T_{Central}$) y temperatura lateral ($T_{Lateral}$) del módulo. Se puede observar que cuando la irradiancia crece, la temperatura lateral tiende a estar levemente por encima de la temperatura central de hasta 2,5°C. Esto por los mecanismos de enfriamiento debido al flujo del aire sobre los módulos [30].

De la figura se puede observar que este día fue un día completamente soleado y despejado debido a que se observa una campana continua centrada en el medio, típica de los módulos inclinados.

En la Figura 35 se muestra la data de P_M , I_{sc} y V_{oc} en condiciones reales de operación para el módulo PERC-mono inclinado. Esta data fue extraída de las curvas I-V que se midió durante todo este día.

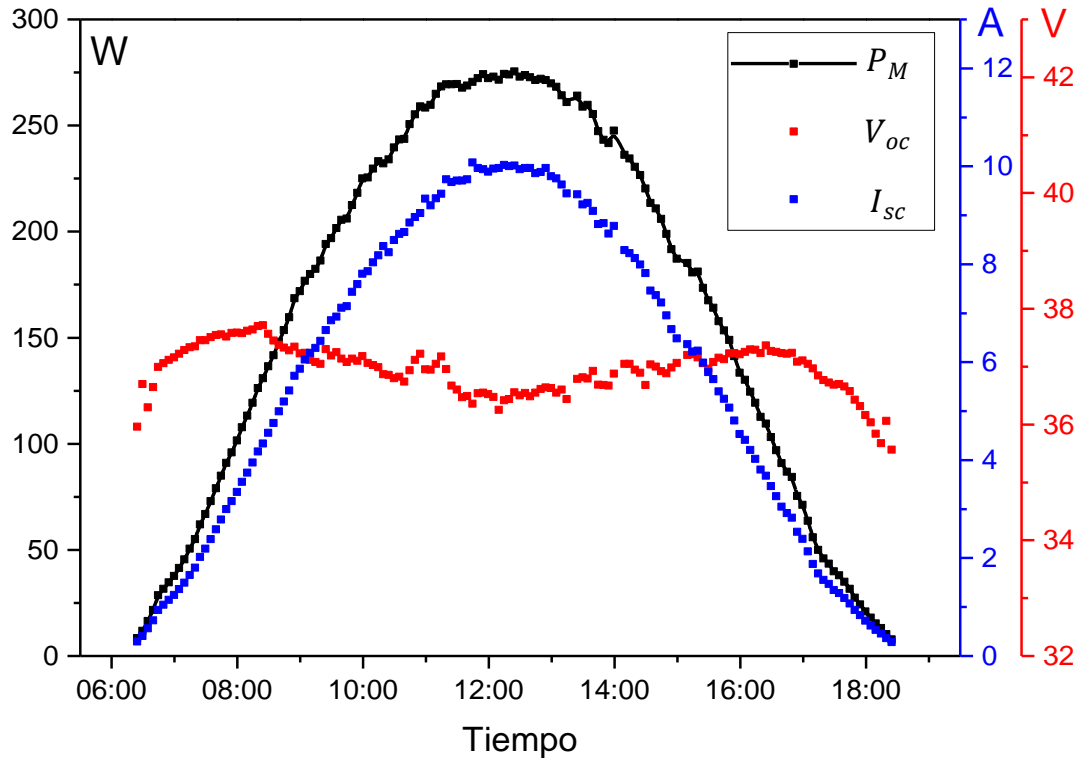


Figura 35. Data medida de los parámetros extraídos de la curva I-V para el módulo bifacial PERC-mono del sistema FV inclinado en el día 18 de enero del 2022.

En la Figura 36 se muestra la data medida de irradiancias y temperaturas del módulo bifacial PERC-mono de la estación vertical. De los valores de irradiancia oeste (G_{Oeste}) como la irradiancia frontal, irradiancia este (G_{Este}) como la irradiancia trasera y el coeficiente de bifacialidad de potencia máxima del módulo (ϕ_{P_M}), brindado por el fabricante, se calculó la irradiancia equivalente (G_E) de según la Ecuación 6.

La temperatura del módulo (T_m) vertical se determinó usando el valor de la temperatura oeste (T_{Oeste}) para las horas antes de las 12:00 p. m. y la temperatura este (T_{Este}) para las horas después de las 12:00 p. m. Esto para evitar el aporte de la irradiancia solar directa sobre los sensores PT100, como se observa en la Figura 36. Que cuando el sol está en el lado este de los módulos, la medición del PT100 en lado este es mayor que en el lado oeste y cuando el sol está en el lado oeste pasa lo contrario.

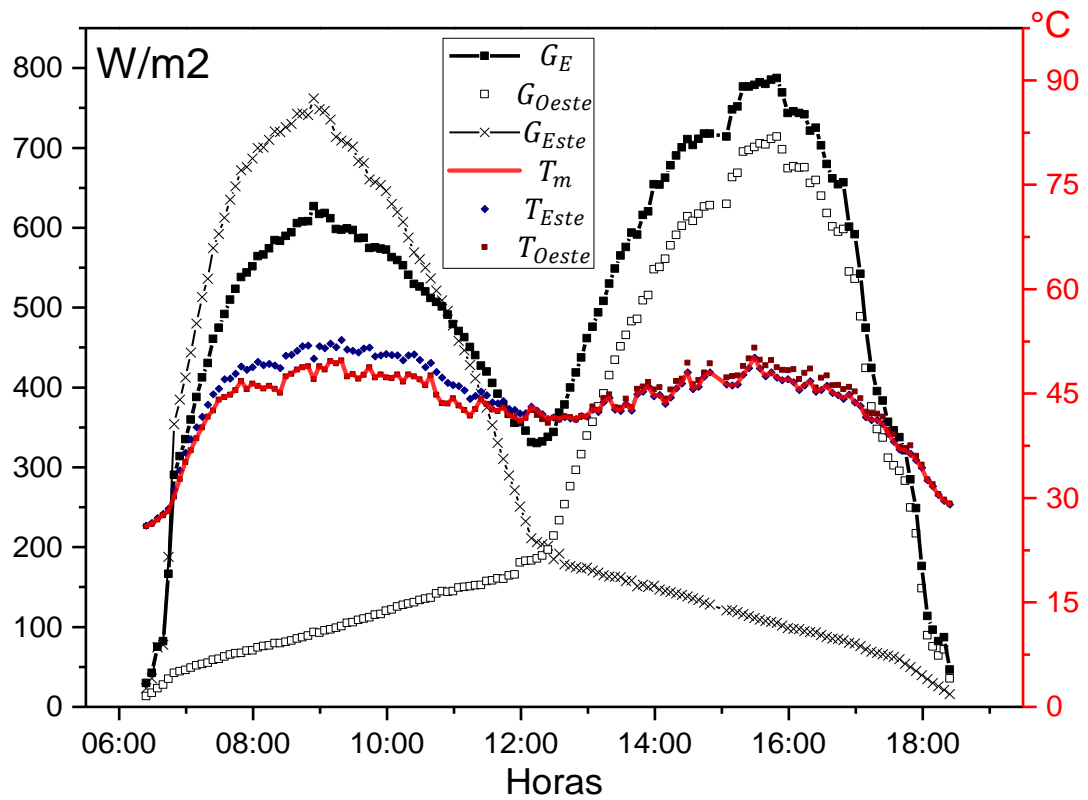


Figura 36. Data medida por sistema de monitoreo de irradiancias y temperatura del módulo del sistema FV vertical para el día 18 de enero del 2022.

De la figura también se puede observar que este día fue un día completamente soleado y despejado debido a que se observa las dos campanas continuas típicas de los módulos verticales.

En la Figura 37 se muestra la data de P_M , I_{sc} y V_{oc} en condiciones reales de operación para el módulo bifacial PERC-mono vertical. Esta data fue extraída de las curvas I-V que se midió durante todo este día.

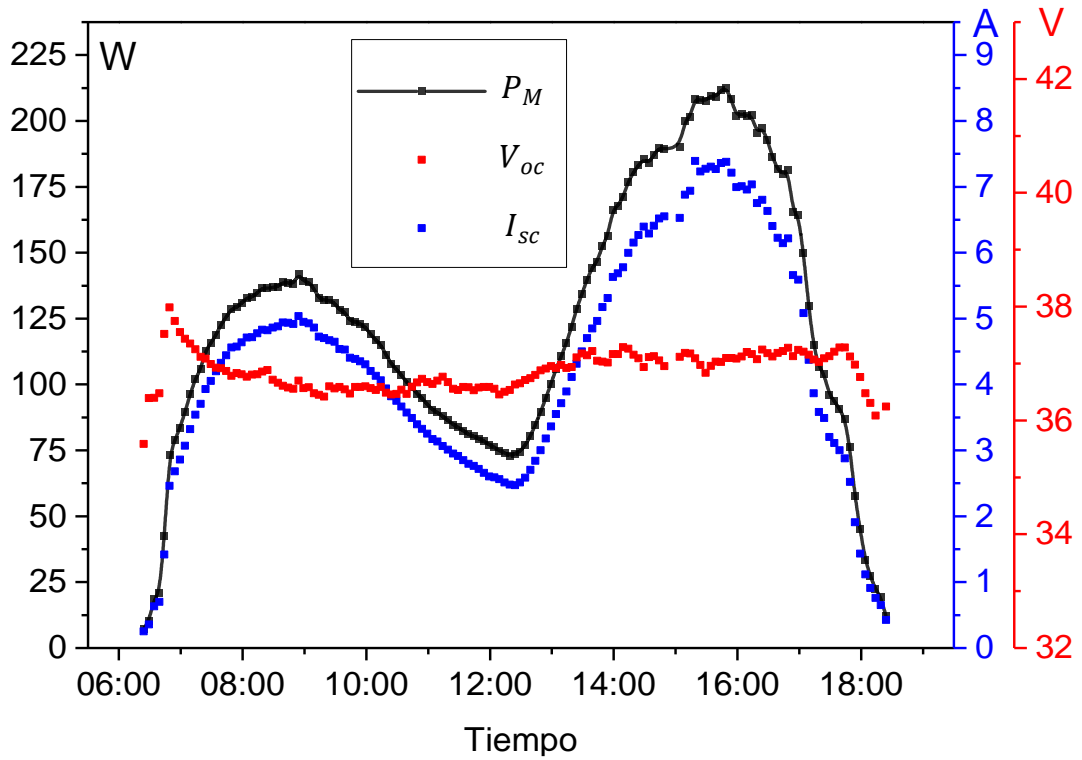


Figura 37. Data medida de los parámetros extraídos de la curva I-V para el módulo bifacial PERC-mono del sistema FV vertical en el día 18 de enero del 2022.

4.1.2 Resultados de los parámetros característicos corregidos por la temperatura vs la irradiancia equivalente

La data obtenida de los parámetros eléctricos característicos del módulo PERC-mono inclinado y vertical es corregida con respecto a la temperatura siguiendo las Ecuaciones 11, 12 y 13. Estos valores son graficados con respecto a la irradiancia equivalente para ver el ajuste de la curva de los datos.

Siguiendo las indicaciones de la norma *IEC TS 60904-1-2*, si queremos caracterizar los parámetros a CEM debemos de filtrar la data para irradiancias que sean $\pm 10\%$ de la irradiancia objetivo de $1000W/m^2$, esto debido a que los módulos bifaciales son más sensibles al alejarse de las CEM [6]. Así también, se ha filtrado la data según el ángulo de incidencia menor a 40° . Esto para minimizar perdidas, ya que los módulos FV de silicio cristalino presentan una disminución en la eficiencia relativa considerable a partir de los 40° del ángulo de incidencia [31].

La data filtrada aparece en rojo en las Figuras del 38 a 43. Solo con la data filtrada se hace el ajuste de la curva que está de color verde en las figuras.

En la Figura 38, de los datos medidos de $P_{M[25^\circ C]}$ para el módulo bifacial inclinado, se observa que hay una fuerte dependencia lineal con respecto a G_E . Este

comportamiento se predice de la Ecuación 16 y que podamos obtenerlo de forma experimental con una buena precisión nos indica que las mediciones de nuestro sistema de monitoreo son bastantes satisfactorias.

Si observamos la data para irradiancias menores a $700\text{W}/\text{m}^2$, la mayoría de los datos aparecen por debajo del ajuste lineal de los datos filtrados, esto se puede explicar debido a que la eficiencia de los módulos FV decrecen conforme va disminuyendo la irradiancia y conforme va aumentando el ángulo de incidencia de la irradiancia sobre el módulo [31]. Además, si vemos la Ecuación 16 podemos notar que la dependencia no es exactamente una recta, sino hay un factor logarítmico en la dependencia de la potencia con respecto a la irradiancia.

También, se observa una ligera histéresis de orientación horaria para la mañana y la tarde. La orientación de la histéresis se ha señalado con flechas en las figuras, siendo la que pasa por encima del ajuste lineal en la mañana y por debajo en la tarde. Esto puede ocasionarse por diversos factores, entre los cuales, puede ser una diferencia considerable en la orientación del plano del módulo con el del piranómetro o por factores climáticos distintos en las mañanas y las tardes, que afectan a los módulos. Pese a esto, para la data filtrada, en rojo, se observa que la histéresis es insignificante.

Para la Figura 39, que corresponde a $I_{sc[25^\circ\text{C}]}$ vs G_E para el módulo inclinado, podemos hacer el mismo análisis que hicimos con la $P_{M[25^\circ\text{C}]}$, en la Figura 38, debido a que el mismo comportamiento es observado.

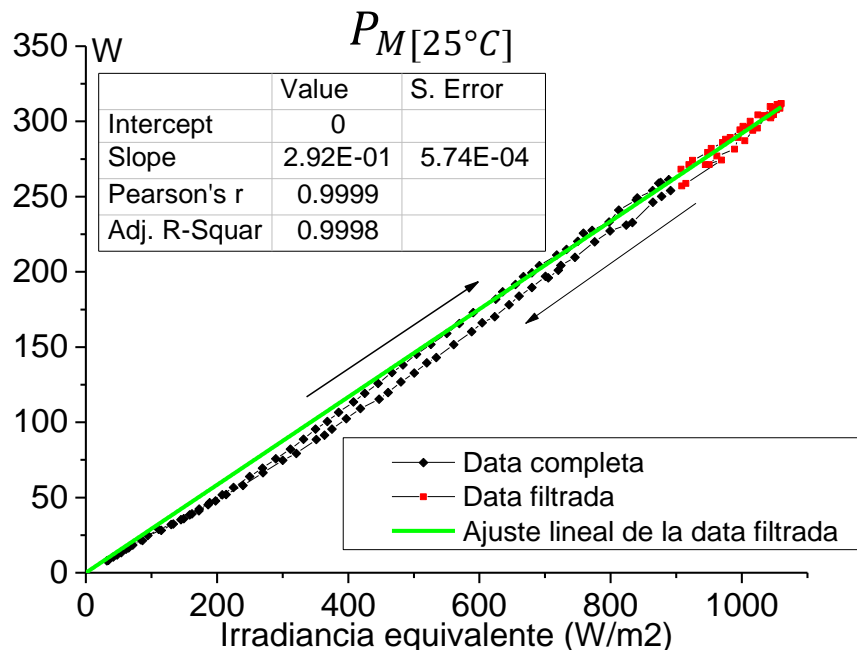


Figura 38. Ajuste lineal de la $P_{M[25^\circ\text{C}]}$ con respecto a la irradiancia equivalente del módulo PERC-mono inclinado.

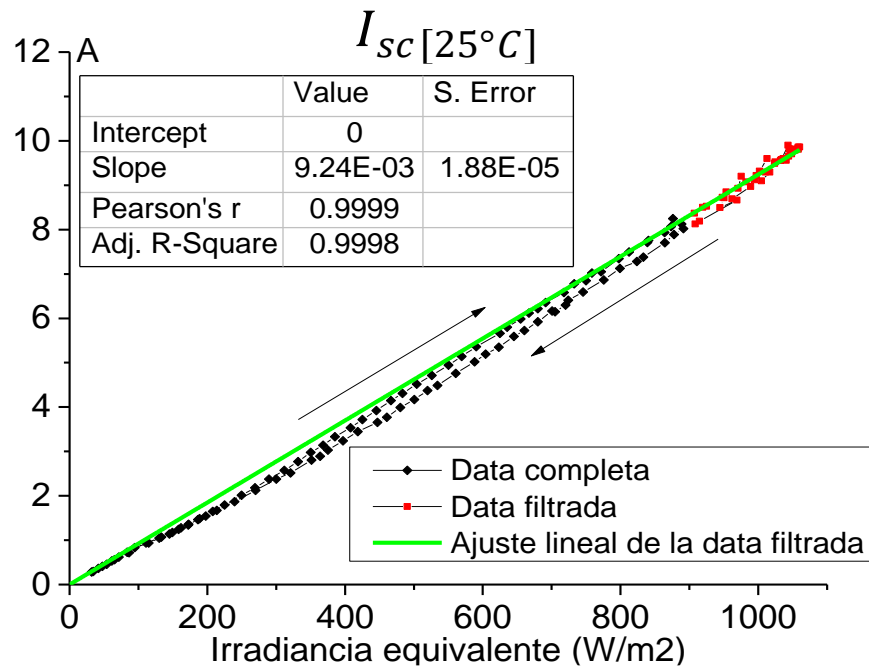


Figura 39. Ajuste lineal de la $I_{sc}[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia equivalente del módulo PERC-mono inclinado.

En la Figura 40, que corresponde a $V_{oc}[25^{\circ}C]$ vs G_E para el módulo inclinado, observamos como la data se ajusta satisfactoriamente al ajuste no lineal que se realizó para la data filtrada. Esto está acorde a la ecuación del voltaje de circuito abierto mostrado en la Ecuación 15.

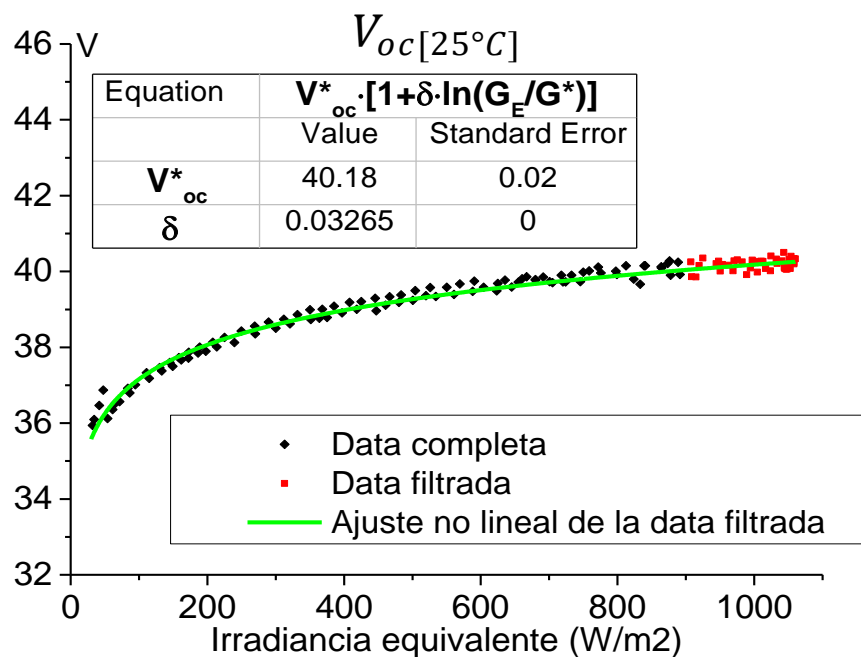


Figura 40. Ajuste no lineal de la $V_{oc}[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia equivalente de módulo PERC-mono inclinado.

Por otro lado, de los datos medidos de $P_{M[25^{\circ}C]}$ vs G_E para el módulo bifacial vertical vistos en la Figura 41. Se hizo el ajuste lineal con la data filtrada y se observa que muchos puntos del rango intermedio aparecen debajo de la curva de ajuste, los cuales no muestran una dependencia lineal. En estos puntos aparece una caída del rendimiento del módulo, debido a que se obtienen potencias máximas por debajo de lo esperado, que son los valores del ajuste lineal. Se detectó que estos puntos son principalmente de las horas donde el sol transita del lado este al lado oeste por encima de los módulos verticales. En las mañanas, la parte trasera del módulo es iluminada con G_{Este} , como se ve en la Figura 36. Sin embargo, a medida que el sol se posiciona por encima del módulo y aumenta el ángulo de incidencia hacia el mediodía, aparecen sombras debidas al marco superior y las cajas de conexiones eléctricas del módulo. Estas sombras parciales originan un impacto negativo en la $P_{M[25^{\circ}C]}$ [15] como se puede ver en la Figura 41. En este periodo, la eficiencia de los módulos decrece significativamente como se observa en la gráfica de potencia. Este efecto desaparece cuando el sol está en el lado oeste del módulo y no hay partes que puedan dar sombra a celdas del mismo módulo.

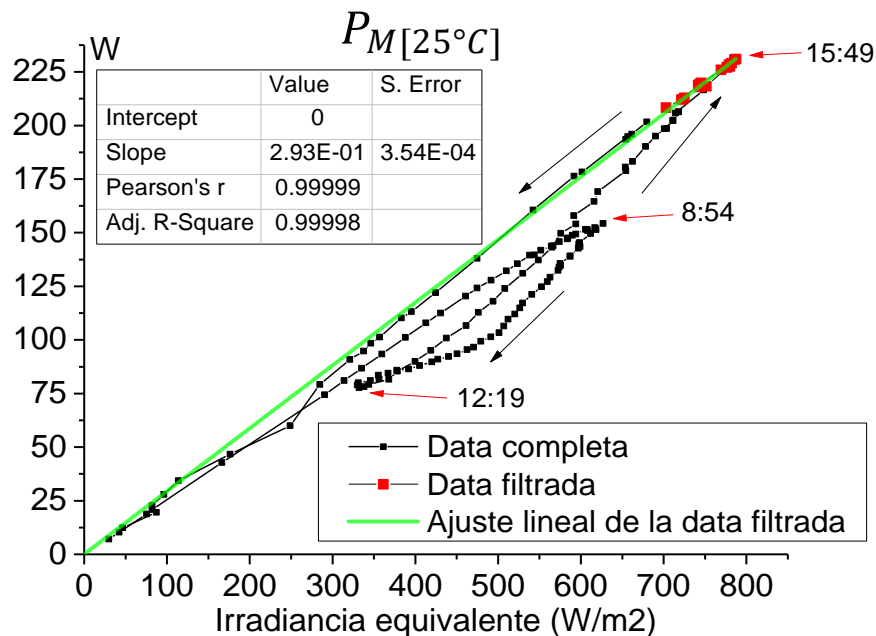


Figura 41. Ajuste lineal de la $P_{M[25^{\circ}C]}$ con respecto a la irradiancia equivalente del módulo PERC-mono vertical.

Para la Figura 42, que corresponde a $I_{sc[25^{\circ}C]}$ vs G_E para el módulo vertical, podemos hacer el mismo análisis que hicimos con la $P_{M[25^{\circ}C]}$, en la Figura 41, debido a que el mismo comportamiento es observado.

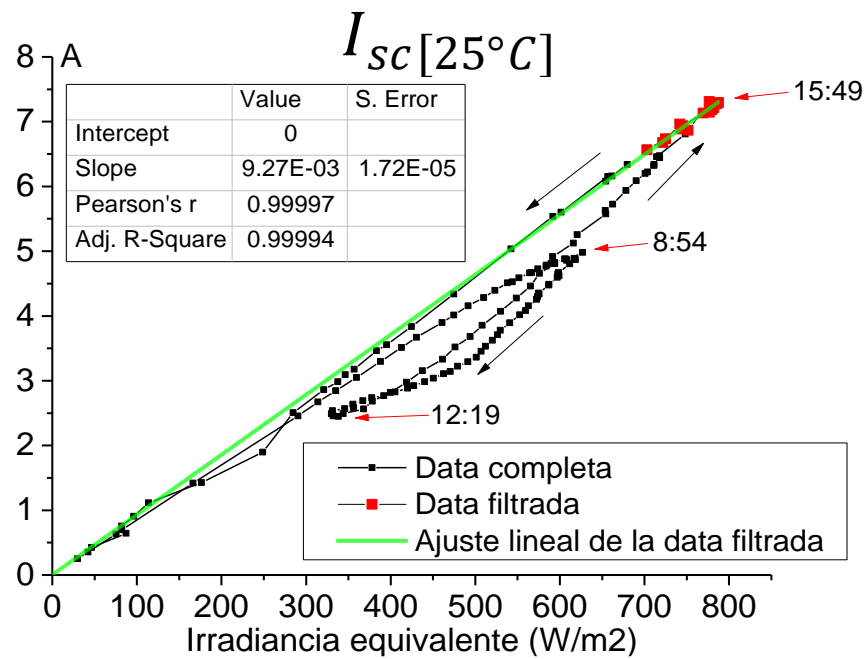


Figura 42. Ajuste lineal de la $I_{sc}[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia equivalente del módulo PERC-mono vertical.

En la Figura 43, que corresponde a $V_{oc}[25^{\circ}C]$ vs G_E para el módulo vertical, observamos como la data se ajusta satisfactoriamente al ajuste no lineal que se realizó para la data filtrada. Esto está acorde a la ecuación del voltaje de circuito abierto mostrado en la Ecuación 15.

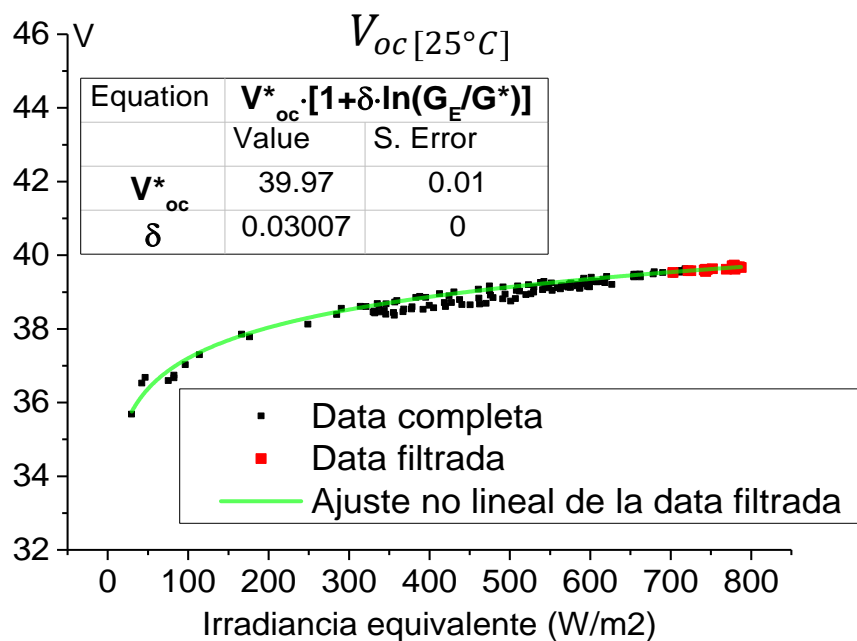


Figura 43. Ajuste no lineal de la $V_{oc}[25^{\circ}C]$ con respecto a la irradiancia equivalente del módulo PERC-mono vertical.

Como vemos, en el módulo inclinado, los ajustes a la curva de los datos filtrados para los tres parámetros eléctricos fueron muy satisfactorios, tanto para la data filtrada como para la data total. Esto es un gran indicador de que el sistema de monitoreo está obteniendo data coherente, siguiendo las ecuaciones de Anderson en todo el rango de irradiancias.

En el módulo vertical se ve que para la $P_{M[25^{\circ}C]}$ y $I_{sc[25^{\circ}C]}$ el ajuste lineal de los datos filtrados no concordó con la data total medida. Ya que hay muchos puntos muy por debajo del ajuste lineal, en estos el rendimiento ha caído considerablemente de lo que se espera para esas irradiancias.

Además, en el módulo vertical se tuvo que ampliar el rango de filtrado hasta $700W/m^2$ en irradiancia debido a que para este tipo de montaje no se obtuvieron curvas I-V con irradiancias equivalentes mayores a $900W/m^2$. Esto posiblemente introducirá una incertidumbre al momento de la caracterización.

Solo se usó la data filtrada, en rojo, para hacer la caracterización en exteriores de los módulos bifaciales en la posición inclinada y vertical.

Así también para este día se hizo la caracterización en exteriores de un módulo PERC-mono monofacial en la estación de módulos FV monofaciales del laboratorio MatER-PUCP [32]. Este módulo es de la misma tecnología de panel y tiene similares características en sus dimensiones y parámetros eléctricos que los módulos bifaciales. La estación de módulos monofaciales está inclinada a 20° orientada hacia el norte y también está localizada en la azotea de la facultad de Física de la PUCP. Esta caracterización se hizo para comparar sus resultados con el método aplicado para los módulos bifaciales. En la Tabla 5 se muestran las especificaciones de este módulo.

Tabla 5. Parámetros eléctricos del módulo PERC-mono monofacial.

Módulo FV	$P_M^* (W)$	$I_{sc}^* (A)$	$V_{oc}^* (V)$	$I_{Pmax}^* (A)$	$V_{Pmax}^* (V)$	γ (%/°C)	α (%/°C)	β (%/°C)	Eficiencia (%)
PERC-mono monofacial	315	9,92	40,73	8,56	37,90	-0,27	0,04	-0,262	19,76

En la Figura 44 mostramos los datos de $P_{M[25^{\circ}C]}$ con respecto a la irradiancia sobre el módulo PERC-mono monofacial. Se hizo un ajuste lineal para los datos con irradiancias mayores a $800W/m^2$, datos en rojo.

En la figura se observa una buena dependencia lineal para valores de irradiancias mayores a $600\text{W}/\text{m}^2$. Para irradiancias menores a $600\text{W}/\text{m}^2$, se observa que los datos tienden a estar por debajo que el ajuste lineal. Esto, al igual que en los módulos bifaciales, por una disminución en la eficiencia de los módulos de silicio cristalino conforme baja la irradiancia y aumenta el ángulo de incidencia de la irradiancia sobre el módulo [31].

Así también, se observa una ligera histéresis en los valores medidos. Las flechas indican el sentido horario de la histéresis en la mañana y en la tarde, respectivamente. Pese a esto para la data filtrada en rojo, la histéresis llega a ser insignificante.

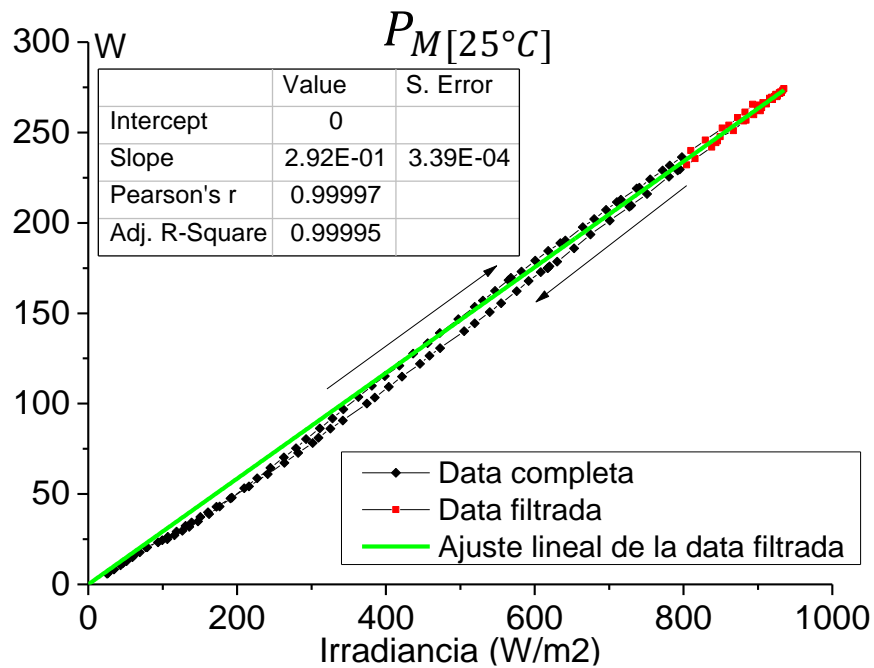


Figura 44. Ajuste lineal de la $P_{M[25^{\circ}\text{C}]}$ con respecto a la irradiancia para el módulo PERC-mono monofacial.

Para la Figura 45, que corresponde a $I_{sc[25^{\circ}\text{C}]}$ vs G_E para el módulo PERC-mono monofacial, podemos hacer el mismo análisis que hicimos con la $P_{M[25^{\circ}\text{C}]}$, en la Figura 44, debido a que el mismo comportamiento es observado.

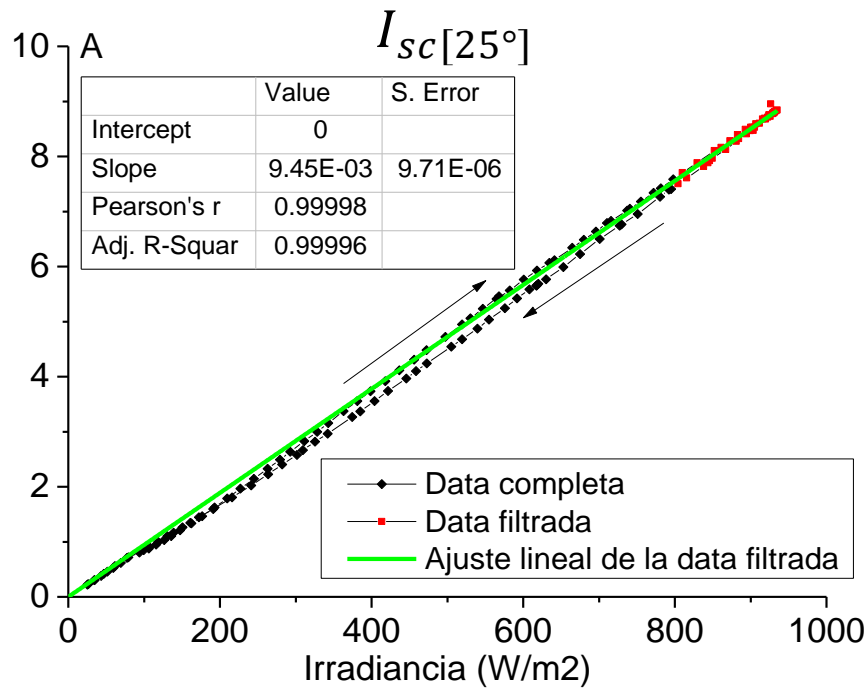


Figura 45. Ajuste lineal de la $I_{sc}[25^\circ C]$ con respecto a la irradiancia para el módulo PERC-mono monofacial.

En la Figura 46, que corresponde a $V_{oc}[25^\circ C]$ vs G_E para el módulo PERC-mono monofacial, observamos como la data se ajusta satisfactoriamente al ajuste no lineal que se realizó para la data filtrada. Esto está acorde a la ecuación del voltaje de circuito abierto mostrado en la Ecuación 15.

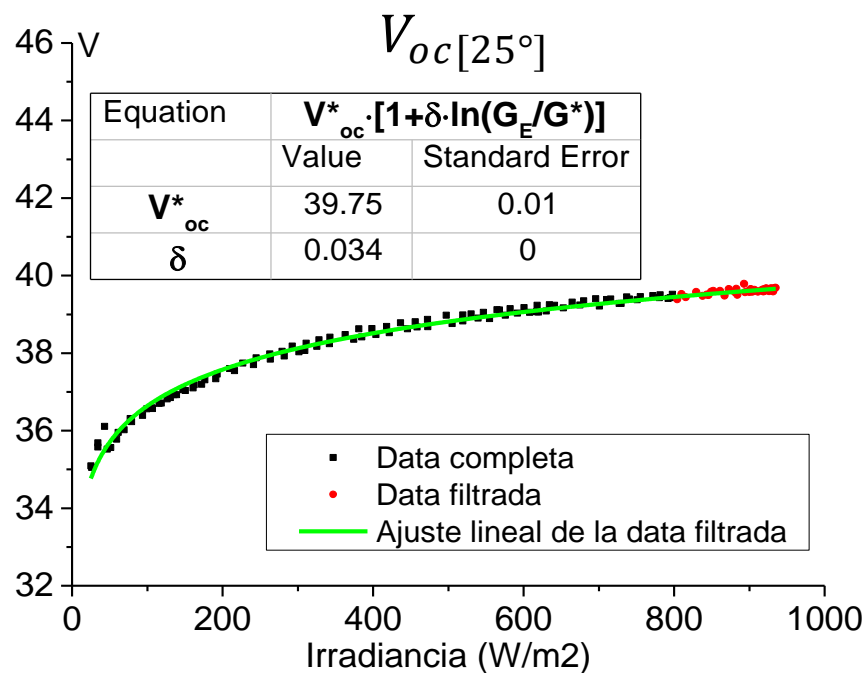


Figura 46. Ajuste no lineal de la $V_{oc}[25^\circ C]$ con respecto a la irradiancia para el módulo PERC-mono monofacial.

4.1.3 Resultados de la caracterización de los módulos PERC-mono

La Tabla 6 muestra los resultados de la caracterización del módulo PERC-mono bifacial inclinado, módulo PERC-mono bifacial vertical y el módulo PERC-mono monofacial inclinado. Estos resultados se obtuvieron de aplicar las ecuaciones de Anderson a la data filtrada. Así, obteniendo los valores a CEM de cada parámetro y para cada curva I-V. Estos valores son promediados y presentados como los resultados de la Tabla 6. De estos resultados lo primero que podemos observar son las grandes diferencias relativas de la P_M^* y el I_{sc}^* con respecto a el V_{oc}^* . Esto principalmente por la fuerte dependencia de estas dos variables con respecto a la irradiancia, mientras que el V_{oc}^* no.

En la caracterización del módulo inclinado, buena cantidad de data ha sido medida alrededor de los $1000W/m^2$ de irradiancia. Así también su ajuste lineal y no lineal de los parámetros eléctricos han sido satisfactorios. Pese a esto, no se observó que el módulo alcance los valores de P_M^* y I_{sc}^* que indica el fabricante. Los valores del fabricante son obtenidos de una caracterización en interiores mediante un simulador solar de acuerdo con el estándar IEC 60904-1-2.

Podemos ver que nuestra caracterización en exteriores del módulo bifacial inclinado difiere de la caracterización del fabricante en 8,78% y 8,92% para la potencia máxima y corriente de corto circuito respectivamente. Esto se entiende si tenemos en cuenta que solo hemos considerado la corrección de los parámetros eléctricos por irradiancia y temperatura, cuando hay más variables a considerar como la distribución espectral de Lima. Se ha visto que el espectro solar de lima al medio día tiende a desplazarse al azul con respecto al estándar AM1,5; esto hace que para tecnologías de silicio cristalino disminuya su rendimiento en hasta 2,3% [33]. Tampoco se sabe el impacto de la irradiancia difusa o la irradiancia reflejada del suelo que también puede variar en su distribución espectral.

El efecto del polvo también es de considerarse, pese a la limpieza que se hizo cada 2 semanas, se observa que siempre hay una deposición de polvo. Esto afecta más en las estructuras inclinadas que en las verticales y puede ocasionar perdidas de rendimiento en hasta en 0,24% por día [34], lo que puede acumular pérdidas totales de hasta 3,36% en las 2 semanas hasta el nuevo día de limpieza.

Todas estas pérdidas son propias de las condiciones reales de medida que no se pueden evitar en su totalidad, si se detectaran todas y se realizara una corrección de estas, los parámetros encontrados se acercarían más a los valores de la caracterización del fabricante. Pese a esto, podemos decir que nuestra

caracterización en exteriores representa el desempeño del módulo a sol real bajo las condiciones climáticas de Lima.

Para el módulo vertical, la caracterización en exteriores difiere de la caracterización del fabricante en 7,52% y 8,57% para la potencia máxima y la corriente de corto circuito respectivamente. Estas diferencias relativas son ligeramente menores que las de los inclinados, esto se explica debido a que se procesó curvas I-V con irradiancias equivalentes en el rango de $700W/m^2$ a $900W/m^2$. Al usar este rango para la caracterización a $1000W/m^2$ y estar por debajo de nuestra irradiancia objetivo, lo que se está haciendo es una proyección de los resultados hasta este valor. Esto tiende a sobrestimar el resultado final.

La distribución espectral también afecta a los módulos verticales, puesto que las curvas optimas se obtienen en el atardecer cuando la posición del sol es perpendicular al módulo en el lado oeste. Por lo tanto, la luz solar tiene que atravesar una mayor cantidad de atmosfera y la irradiancia espectral se desplaza al rojo, favoreciendo a las tecnologías de silicio cristalino.

Finalmente se obtiene el resultado final como vemos en la Tabla 6, donde la caracterización del módulo vertical resulta por encima de la del inclinado en un 1,26%. Se espera que este valor tienda a acercarse más al valor del módulo inclinado si se tuviera data en el rango de la irradiancia objetivo.

En la caracterización en exteriores del módulo monofacial, se observó una diferencia relativa con respecto a la información del fabricante de 6,84% y 4,81% para la potencia máxima y la corriente de corto circuito respectivamente. La diferencia relativa con los valores del fabricante es bastante considerable. Esto debido, principalmente, a las condiciones en exteriores, estas afectan tanto en módulos monofaciales o bifaciales. Pese a esto, estas diferencias son menores que las de los bifaciales, principalmente, por que los módulos monofaciales no presenta incertidumbres ocasionadas por la irradiancia trasera en los módulos, que también es afectada por las condiciones en exteriores.

Por lo tanto, se observa que la caracterización en exteriores de los módulos bifaciales es afectada en mayor medida por las condiciones climáticas en exteriores, en comparación a los módulos monofaciales y estas hacienden hasta en un 2% más.

Finalmente, también hay que tener en cuenta que los datos de parámetros eléctricos del fabricante tienen una tolerancia de $\pm 3\%$ y la bifacialidad una tolerancia de $\pm 5\%$ según su hoja de datos.

Tabla 6. Caracterización de los parámetros eléctricos característicos a CEM.

Tecnología	Parámetros Eléctricos	Valor Experimental	Desviación Estándar	Información del Fabricante	Diferencia Relativa
PERC-mono inclinado	$P_M^*(W)$	291,89	3,87	320	8,78%
	$I_{sc}^*(A)$	9,24	0,13	10,14	8,92%
	$V_{oc}^*(V)$	40,18	0,14	40,10	-0,20%
	FF^*	0,787	0,024	0,787	0,05%
PERC-mono vertical	$P_M^*(W)$	295,93	1,65	320	7,52%
	$I_{sc}^*(A)$	9,27	0,07	10,14	8,57%
	$V_{oc}^*(V)$	39,97	0,03	40,10	0,34%
	FF^*	0,799	0,011	0,787	-1,49%
PERC-mono monofacial	$P_M^*(W)$	293,47	2,23	315	6,84%
	$I_{sc}^*(A)$	9,44	0,06	9,92	4,81%
	$V_{oc}^*(V)$	39,73	0,05	40,73	2,45%
	FF^*	0,782	0,012	0,780	-0,33%

4.2 Evaluación y comparación energética de cada tecnología según la estación

Los micro-inversores calcularon la energía de salida CC diaria del array (E_A) por cada módulo, integrando los datos de potencia máxima por el tiempo para cada día. Estos datos son enviados, mediante informes, a su plataforma virtual al culminar cada día. Lamentablemente no podemos obtener los datos de potencia máxima en el tiempo de manera local.

Mostramos los datos de energía de salida CC diaria del 19 de setiembre de 2021 al 10 de octubre de 2021 (22 días) para cada tecnología en inclinado y vertical, en las Figuras 47, 48 y 49.

En esta evaluación no se muestra los datos del módulo HIT debido a que su instalación en las estructuras se dio mucho más tarde que el periodo de análisis escogido.

En estas figuras se observa que en la mayoría de los días los módulos inclinados generan más energía que los módulos verticales. Esto debido a que su posición inclinada es más óptima para aprovechar mejor la irradiancia solar directa en las horas del mediodía donde se alcanzan mayores irradiancias.

Así también, se han señalado con una flecha los días donde la energía producida por el módulo vertical ha superado al inclinado, en estos días se detectó un problema con la sincronización de los datos de los micro-inversores a la red de internet. Estos días no se tomarán en cuenta en la comparación del rendimiento de energía del array de cada tecnología.

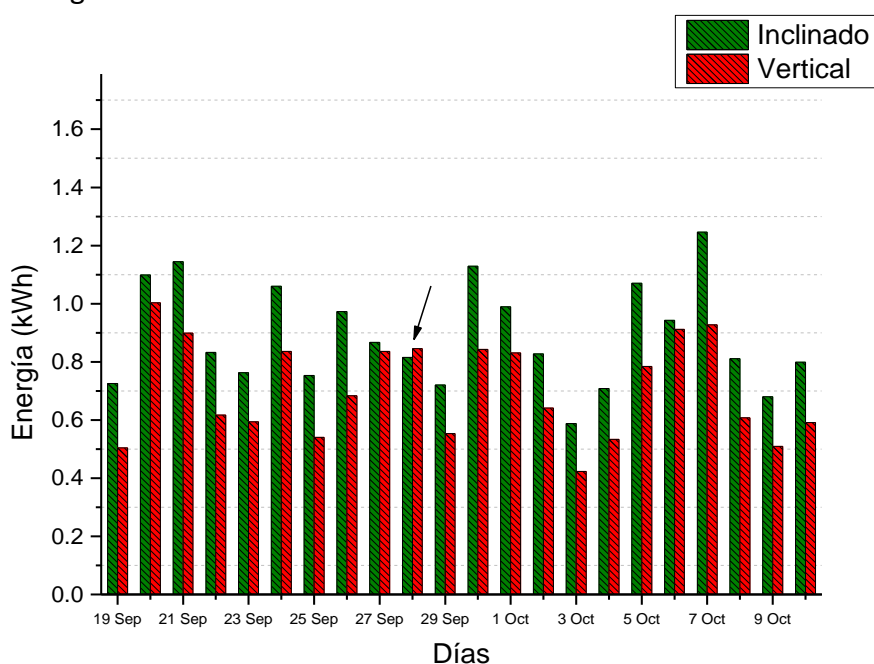


Figura 47. Comparación de la energía de salida CC diaria producida por los módulos PERC-mono inclinado y vertical.

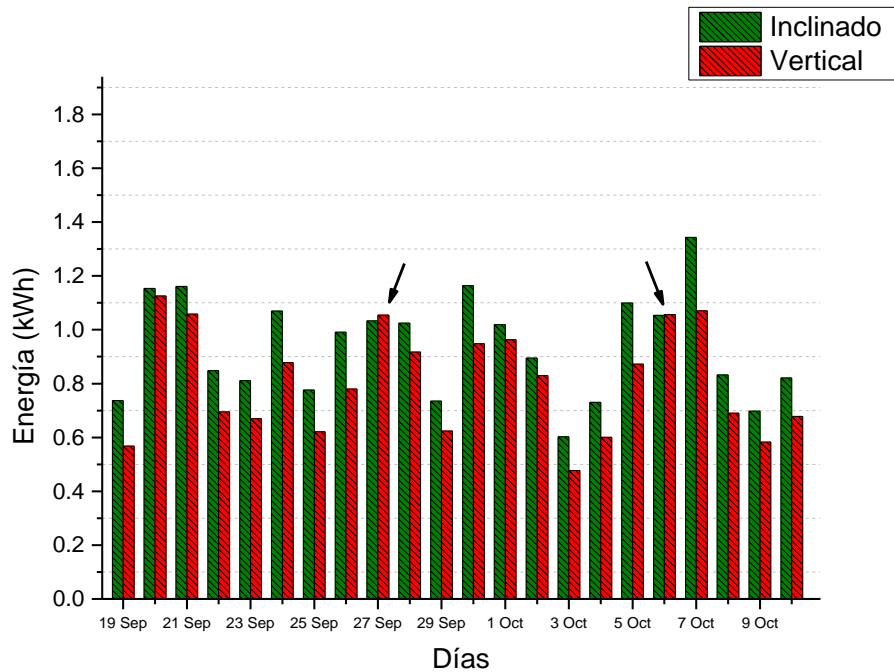


Figura 48. Comparación de la energía de salida CC diaria producida por los módulos PERT-mono inclinado y vertical.

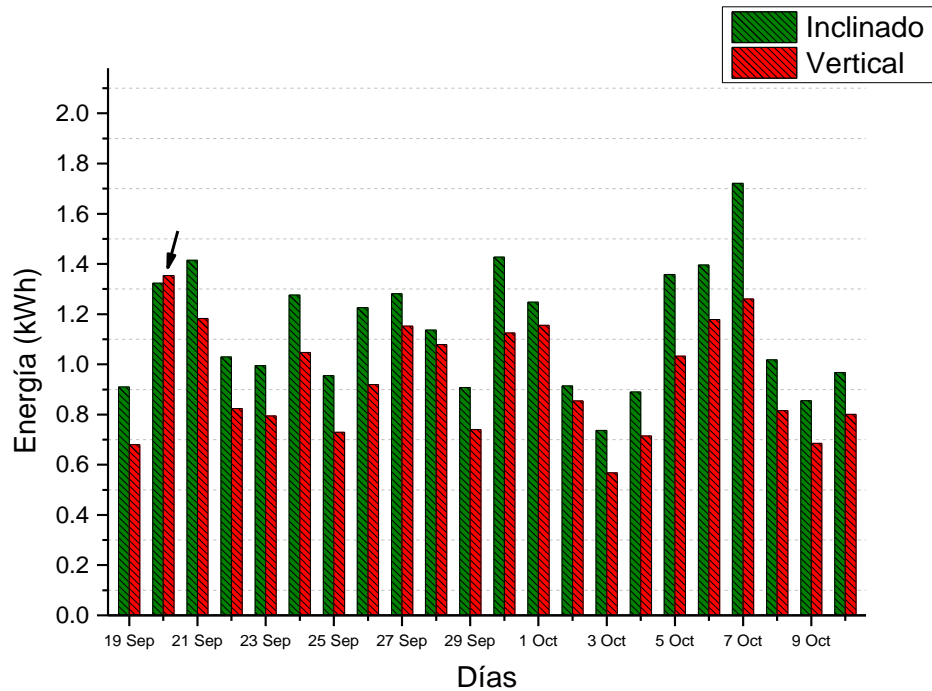


Figura 49. Comparación de la energía de salida CC diaria producida por los módulos PERC-poly inclinado y vertical.

Con los datos de energía, se calculó el rendimiento de energía diaria del array (Y_A) para cada módulo usando la Fórmula 18. Mostramos los resultados para el periodo del 19 de setiembre de 2021 al 10 de octubre de 2021 para cada tecnología en

posición inclinada y vertical, en las Figuras 50, 51 y 52. Se han omitido los días donde la data ha tenido problemas de sincronización.

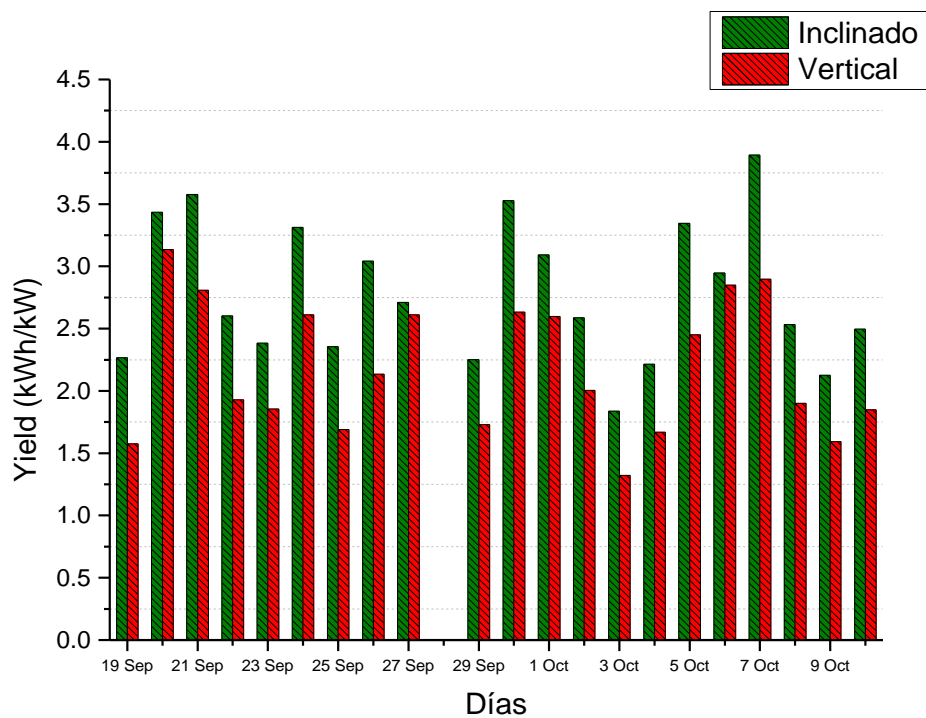


Figura 50. Rendimiento de energía diaria del array (Y_A) para los módulos PERC-mono inclinado y vertical.

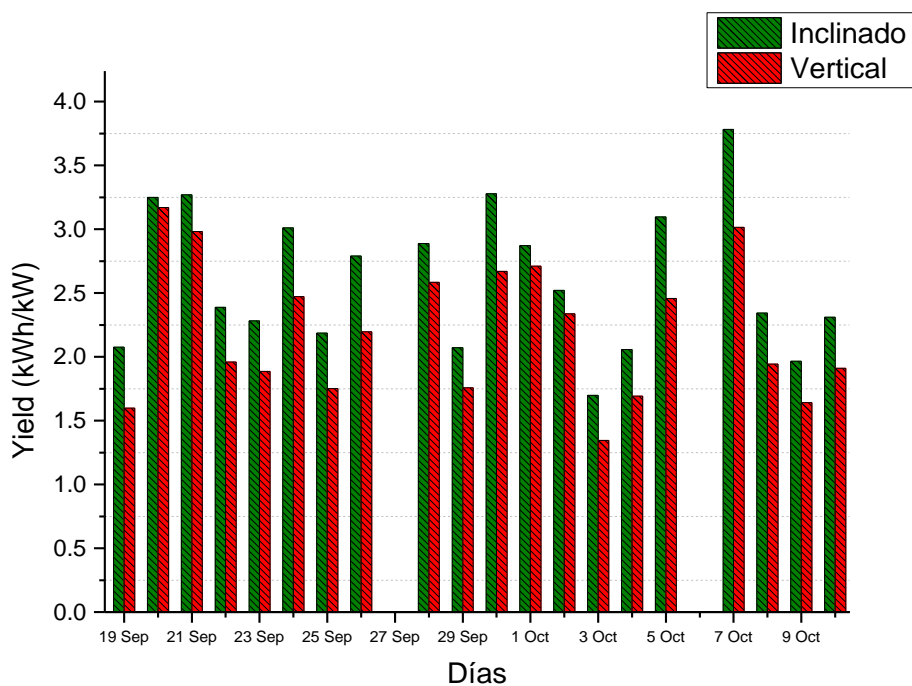


Figura 51. Rendimiento de energía diaria del array (Y_A) para los módulos PERT-mono inclinado y vertical.

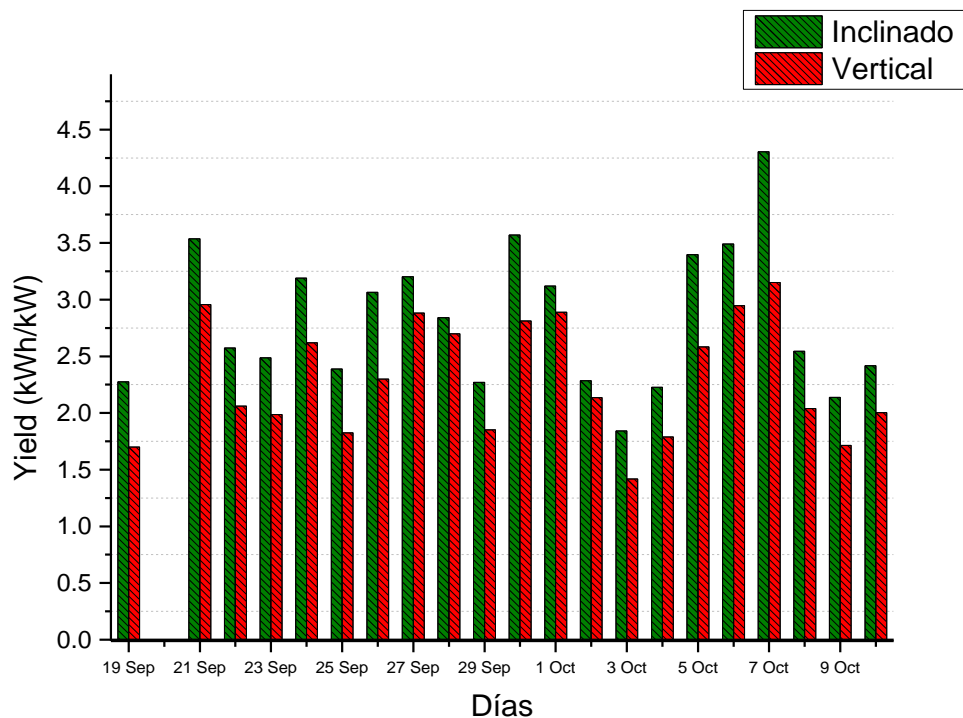


Figura 52. Rendimiento de energía diaria del array (Y_A) para los módulos PERC-poly inclinado y vertical.

En la Tabla 7 mostramos el rendimiento de energía del array (Y_A) total de los módulos FV bifaciales para el periodo escogido, en total fueron de 20 días para el módulo PERT-mono y 21 días para los módulos PERC-mono y PERC-poly. Con estos valores se comparó el rendimiento a sol real bajo las condiciones climáticas de Lima según cada tecnología en la posición inclinado y vertical.

De la Tabla 7 podemos decir que el módulo PERC-poly inclinado es el que tuvo mejor rendimiento en este periodo en comparación con los otros módulos, tanto en posición inclinado y vertical. Así también se observa que para este periodo los módulos en la configuración inclinado presentan un mayor rendimiento que sus análogos en la configuración vertical.

Con un cociente de 1,18 la tecnología PERT demuestra una mínima diferencia entre su rendimiento en configuración inclinado y vertical. La mayor diferencia se observa para el PERC-mono con un cociente de 1,28, quiere decir, en su configuración inclinado produjo 28% más energía que en vertical.

Tabla 7. Yield DC en 21 días de cada tecnología y configuración de instalación para cada módulo.

Yield DC del 19/09-10/10						
Módulos	PERC mono	PERC mono Vertical	PERT	PERT Vertical	PERC poly	PERC poly Vertical
Y_A (kWh/kWp)	58,52	45,84	52,14	44,08	59,16	48,35
Inclinado/vertical	1,28		1,18		1,22	

Cabe resaltar que los resultados obtenidos hasta ahora son preliminares y se debe de tomar una mayor cantidad de data en un periodo de tiempo mucho mayor, mínimo de un año entero. Pues para conocer con fidelidad el comportamiento de estas tecnologías deben ser analizados para cada una de las estaciones del año.

CONCLUSIONES

Según los objetivos inicialmente planteados y los ensayos realizados se tienen las siguientes conclusiones:

- El diseño y la instalación de dos estructuras adecuadas para el estudio de módulos fotovoltaicos bifaciales inclinados y verticales en la azotea del edificio de la sección de Física de la PUCP se concluyó satisfactoriamente.
- Se implementó exitosamente la instrumentación adecuada del sistema de monitoreo para las estaciones FV bifaciales de módulos verticales e inclinados. Este sistema nos permite monitorizar la irradiancia incidente sobre cada lado de los módulos, la temperatura de los módulos, el trazo de la curva I-V para los módulos PERC-mono y la energía de salida CC diaria inyectada a la red de los módulos bifaciales.
- Como muestra del funcionamiento del laboratorio, se aplicó el método de caracterización en exteriores de módulos monofaciales usando la irradiancia equivalente y las ecuaciones de Anderson a los módulos PERC-mono bifacial inclinado y vertical. Para el módulo inclinado se halló, como primeros resultados, una potencia máxima de 291,89W. Esta sería la potencia nominal efectiva obtenida bajo las condiciones de medición en exteriores. Este valor tiene una diferencia relativa de 8,78% por debajo del valor del fabricante. Así también, comparando los resultados de la diferencia relativa de la caracterización de un módulo monofacial de la misma tecnología, se obtuvo casi 2% más para el módulo bifacial. Esto nos indica que las condiciones en exteriores que no se pueden evitar o corregir, bajo el método realizado en este trabajo, afectan considerablemente a los módulos FV en general, pero aún más a los módulos bifaciales. Finalmente, considerando la tolerancia y otros factores de error, el valor encontrado sería el valor de rendimiento real del módulo para las condiciones climáticas de Lima.
- En la caracterización del módulo PERC-mono bifacial vertical, pese a que no se obtuvieron curvas I-V en el rango de irradiancias idóneo, se obtuvo una potencia nominal efectiva de 295,93W bajo las condiciones de medición en exteriores. Este valor tiene una diferencia relativa de 7,52% por debajo del valor del fabricante y 1,38% por encima del inclinado. Se espera que con curvas I-V más cercanas a la irradiancia objetivo, los resultados tiendan a acercarse más al del módulo inclinado.

- Se realizó una evaluación energética de 20-21 días para los módulos bifaciales verticales e inclinados. En general los módulos inclinados presentan mejores rendimientos de 18% hasta 28% más que los verticales. La tecnología que mejor rendimiento alcanzó fue el PERC-poly con 59,16 kWh/kWp, seguido de PERC-mono con 58,52 kWh/kWp y finalmente el PERT con 52,14 kWh/kWp.

RECOMENDACIONES

Con el objetivo de mejorar los resultados y tener una visión más amplia se plantea los siguientes aspectos como futuras mejoras a realizarse en este trabajo de investigación:

- Para la evaluación energética de los módulos FV bifaciales es necesario tomar un periodo de tiempo mucho mayor, mínimo de un año entero. Debido a que para conocer con fidelidad el comportamiento de estas tecnologías deben ser monitorizada para cada una de las estaciones del año.
- Para la caracterización en exteriores, se debería replicar el procedimiento en más días soleados para la comprobación de los resultados obtenidos. Lo óptimo es tener muchas más curvas I-V con altas irradiancias ($\sim 1000W/m^2$).
- Hacer un estudio, usando un espectroradiómetro, del espectro de radiación solar incidente sobre los módulos bifaciales inclinado y vertical. Esto nos daría más información sobre la discrepancia espectral de la irradiancia frontal y trasera. Así también, agregar más puntos de medición de irradiancia en la parte trasera de los módulos para medir la homogeneidad de esta. Estos estudios nos darán mayor explicación de los resultados de la comparación de nuestra caracterización en exteriores con la data del fabricante.
- Estudios sobre la optimización del suelo para mejorar sus propiedades de reflexión de irradiancia y por consiguiente incrementar el valor de albedo, ayudaría en mejorar el rendimiento de los módulos bifaciales.
- Adicionar un DAQ de monitoreo de corriente y voltaje CC en la salida de los módulos nos daría la facilidad de tener los datos de potencia máxima instantánea de manera local. Esto nos brindaría la posibilidad de hacer el cálculo de energía de salida CC diaria y comparar con los resultados de los micro-inversores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. Micheli, S. Alessandrini, R. Radu, and I. Casula, "Analysis of the outdoor performance and efficiency of two grid connected photovoltaic systems in northern Italy," *Energy Conversion and Management*, vol. 80. pp. 436–445, Apr. 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.01.053>.
- [2] IEA PVPS Task 1, "Snapshot of Global PV Markets 2022," *Strategic PV Analysis and Outreach*. pp. 1–23, 2022.
- [3] O. O. Ogbomo, E. H. Amalu, N. N. Ekere, and P. O. Olagbegi, "A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75. pp. 1225–1238, Aug. 2017, doi: [10.1016/j.rser.2016.11.109](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.109).
- [4] IEA PVPS Task 13, "Bifacial PV modules & systems Experience and Results from International Research and Pilot Applications," *Reliability and Performance of Photovoltaic Systems*. pp. 1–168, 2021.
- [5] "International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) - 2021 Results." VDMA, pp. 1–81, 2022.
- [6] "IEC TS 60904-1-2: Photovoltaic devices - Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices." International Electrotechnical Commission, pp. 1–18, 2019.
- [7] X. Sun, M. R. Khan, C. Deline, and M. A. Alam, "Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective," *Applied Energy*, vol. 212. pp. 1601–1610, Feb. 2018, doi: [10.1016/j.apenergy.2017.12.041](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.041).
- [8] C. Deline, S. Ayala Pelaez, B. Marion, B. Sekulic, M. Woodhouse, and J. Stein, "Bifacial PV System Performance: Separating Fact from Fiction." pp. 1–7, Jul. 16, 2019, doi: [10.13140/RG.2.2.23189.27365](https://doi.org/10.13140/RG.2.2.23189.27365).
- [9] S. Guo, T. M. Walsh, and M. Peters, "Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: A global analysis," *Energy*, vol. 61. Elsevier Ltd, pp. 447–454, 2013, doi: [10.1016/j.energy.2013.08.040](https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.040).
- [10] M. R. Khan, E. Sakr, X. Sun, P. Bermel, and M. A. Alam, "Ground sculpting to enhance energy yield of vertical bifacial solar farms," *Applied Energy*, vol. 241. pp. 592–598, May 2019, doi: [10.1016/j.apenergy.2019.01.168](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.168).
- [11] A. A. B. Baloch, S. Hammat, B. Figgis, F. H. Alharbi, and N. Tabet, "In-field characterization of key performance parameters for bifacial photovoltaic installation in a desert climate," *Renewable Energy*, vol. 159. Elsevier Ltd, pp. 50–63, Oct. 2020, doi: [10.1016/j.renene.2020.05.174](https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.174).
- [12] G. Raina, R. Vijay, and S. Sinha, "Study on the optimum orientation of bifacial photovoltaic module," *International Journal of Energy Research*, vol. 46, no. 4. pp. 4247–4266, Mar. 25, 2022, doi: [10.1002/er.7423](https://doi.org/10.1002/er.7423).
- [13] M. R. Khan, M. T. Patel, R. Asadpour, H. Imran, N. Z. Butt, and M. A. Alam, "A review of next generation bifacial solar farms: predictive modeling of energy yield, economics, and reliability," *Journal of Physics D: Applied Physics*, vol. 54, no. 32. IOP Publishing Ltd, p. 323001, Aug. 12, 2021, doi: [10.1088/1361-6463/abfce5](https://doi.org/10.1088/1361-6463/abfce5).
- [14] E. Cabrera *et al.*, "AtaMoS TeC Project: Soiling Impact on Bifacial Modules with Different Mounting Geometry in the Atacama Desert in Chile," in *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, Jun. 2018, pp. 3653–3659, doi: [10.1109/PVSC.2018.8547697](https://doi.org/10.1109/PVSC.2018.8547697).

- [15] J. Rabanal-Arabach, M. Mrcarica, A. Schneider, R. Kopecek, and M. Heckmann, "The Need of Frameless Mounting Structures for Vertical Mounting of Bifacial PV Modules," *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. pp. 1630–1634, 2016, doi: 10.4229/EUPVSEC20162016-5CO.14.5.
- [16] Fácil Electro, "Energía Fotovoltaica," [Online], 2019. <https://www.facilelectro.es/energia-fotovoltaica/> (accessed Aug. 01, 2022).
- [17] E. Lorenzo, *Electricidad Solar Fotovoltaica. Volumen III, Ingeniería Fotovoltaica*, Primera ed. Sevilla: PROGENSA, 2014.
- [18] T. Vargas and A. Abrahamse, "Trazador de Curvas I-V de código abierto para monitoreo de rendimiento de paneles fotovoltaicos en Bolivia," *Investigación & Desarrollo*, vol. 14, no. 1. pp. 100–116, Jul. 31, 2014, doi: 10.23881/idupbo.014.1-6i.
- [19] Ramirosky, "Modelado de un panel fotovoltaico con Scilab/Xcos," [Online], 2013. <https://ramirosky.wordpress.com/2013/02/04/modelizacion-de-un-panel-fotovoltaico-con-scilabxcos/> (accessed Aug. 01, 2022).
- [20] J. A. A. Lorenzo, "Placas solares fotovoltaicas: La Guía 2022," [Online], 2022. <https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/placas-solares-fotovoltaicas/> (accessed Aug. 01, 2022).
- [21] Opengy, "Paneles solares fotovoltaicos bifaciales: ¿Qué son? ¿Los puedo instalar sobre mi cubierta?," [Online], 2021. <https://www.opengy.com/paneles-solares-fotovoltaicos-bifaciales-que-son-instalacion-sobre-cubierta/> (accessed Aug. 01, 2022).
- [22] W. F. Holmgren, C. W. Hansen, and M. A. Mikofski, "Pvlib python: a python package for modeling solar energy systems," *Journal of Open Source Software*, vol. 3, no. 29. The Open Journal, p. 884, Sep. 07, 2018, doi: 10.21105/joss.00884.
- [23] Canadian Solar, "BiKu Module - New Generation Bifacial Module," *CS3K-320MB-AG datasheet*. May 2020.
- [24] A. J. "Jerry" Anderson, "PV translation equations a new approach," in *AIP Conference Proceedings*, 1996, vol. 353, pp. 604–614, doi: 10.1063/1.49391.
- [25] "IEC 61724-1: Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring." International Electrotechnical Commission, pp. 1–62, 2017.
- [26] L. A. Conde *et al.*, "Implementation of a laboratory for the outdoor characterization of photovoltaic technologies under the climatic conditions of Lima," *Tecnia*, vol. 30, no. 1. pp. 80–89, 2020.
- [27] EKO Instruments Co., "MS-80 Pyranometer ISO 9060:2018 Class A," [Online], 2023. <https://www.eko-instruments.com/eu/categories/products/pyranometers/ms-80-pyranometer> (accessed Jan. 30, 2023).
- [28] A. M. Carhuavilca *et al.*, "Monitoring system based on IEC standards for irradiance and module temperature measurements in photovoltaic systems," *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 1841, no. 1. p. 012002, Mar. 01, 2021, doi: 10.1088/1742-6596/1841/1/012002.
- [29] T. Kugelstadt, "The RS-485 Design Guide." Texas Instrument, pp. 1–9, 2008.
- [30] N. Dabaghzadeh and M. Eslami, "Temperature distribution in a photovoltaic module at various mounting and wind conditions: A complete CFD modeling," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 11, no. 5. American Institute of Physics Inc., p. 053503, Sep. 01, 2019, doi: 10.1063/1.5114895.
- [31] M. Schweiger, W. Herrmann, A. Gerber, and U. Rau, "Understanding the energy yield of photovoltaic modules in different climates by linear

- performance loss analysis of the module performance ratio,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 5. pp. 558–565, Apr. 20, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0682.
- [32] L. A. Conde Mendoza *et al.*, “Performance Evaluation and Characterization of Different Photovoltaic Technologies Under the Coastal, Desertic Climate Conditions of Lima, Peru,” in *Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019*, 2019, pp. 1–11, doi: 10.18086/swc.2019.16.01.
 - [33] L. A. Conde, J. R. Angulo, M. Á. Sevillano-Bendezú, G. Nofuentes, J. A. Töfflinger, and J. de la Casa, “Spectral effects on the energy yield of various photovoltaic technologies in Lima (Peru),” *Energy*, vol. 223. Elsevier Ltd, p. 120034, May 15, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.120034.
 - [34] E. G. Luque, F. Antonanzas-Torres, and R. Escobar, “Effect of soiling in bifacial PV modules and cleaning schedule optimization,” *Energy Conversion and Management*, vol. 174. Elsevier Ltd, pp. 615–625, Oct. 15, 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.08.065.

ANEXO 1: Especificaciones técnicas del piranómetro EKO MS-80M



www.eko-eu.com



MS-80M Pyranometer

Technical Specifications

ISO 9060:2018 Class A (Secondary standard)

Sub-category "Spectrally flat"

Quartz diffusor technology

ISO 17025 certified calibration

5 year warranty and recommended recalibration

MS-80M is a "Spectrally flat" ISO 9060:2018 Class A pyranometer. The innovative patented design was inspired by the combination of latest technologies and state-of-the-art thermopile sensor, enabling a breakthrough in unprecedented low zero-offset behaviour and fast sensor response.

The compact sensor with single dome, based on a isolated thermopile detector and Quartz diffusor is immune to offsets and integrates all optional value added functions such as a ventilator, heater and different industrial interfaces. The heater and ventilator are recommended, particularly over areas impacted by dew, frost, snow, and dust.

The MS-80M is a MS-80 with built in MODBUS RTU 485 converter, which is compatible to the industrial output standards. Due to the ultra-low temperature dependency and exceptional non-linearity characteristics, the converter guarantees an optimal sensor performance, under any environmental

conditions.

The MS-80 pyranometers are manufactured in a consistent way followed by strict quality inspection and performance evaluation. For each sensor the directional response and temperature dependency are measured and validated through a measurement report that comes with the sensor. EKO provides a unique calibration compliant to the international standards defined by ISO/IEC17025/9847.

The sensor has 5 year warranty, 5 year recommended re-calibration interval and no longer the requirement for the desiccant to be changed.

	MS-80M
ISO 9060:2018	Class A
ISO 9060:2018	(Secondary Standard)
Sub-category "Spectrally flat"	Compliant
Sub-category "Fast response"	Not compliant
Output	Digital (Modbus RTU)
Response time 95%	< 1 Sec.
Zero off-set a) 200W/m ²	+/- 1 W/m ²
Zero off-set b) 5K/hr	+/- 1 W/m ²
Complete zero off-set c)	+/- 2 W/m ²
Non-stability change/1 year	-
Non-stability change/5 years	+/- 0.5 %
Non-linearity at 1000W/m ²	+/- 0.2 %
Directional response at 1000W/m ²	+/- 10 W/m ²
Spectral error	+/- 0.2 %
Temperature response -10°C to 40°C	+/- 0.5 %
Temperature response -20°C to 50°C	+/- 0.5 %
Tilt response at 1000W/m ²	+/- 0.2 %
Operating temperature range	-40 - 80 °C
Irradiance range	0 - 4000 W/m ²
Wavelength range	285 - 3000 nm (50% points)
Power supply	12 - 24 VDC
Power consumption	0.2 - 0.3 W
Ingress protection IP	67



www.eko-eu.com

Cable length	10 m
Additional signal processing errors	+/- 1.5 W/m ²

Options	MS-80M
Cable length	20 / 30 / 50 m
Ventilation unit	MV-01
Albedo mounting kit	MS-albedo Kit

Specifications are subject to change without further notice.

ANEXO 2: Especificaciones técnicas del RTD PT100

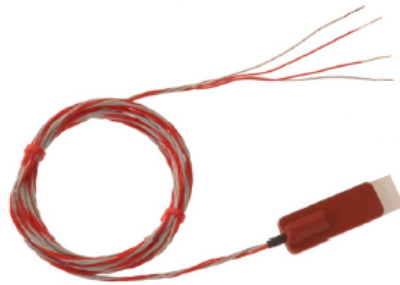


RS Stock No. 285-661
RS Stock No. 762-1137
RS Stock No. 762-1130

Data sheet

Platinum Silicone Patch Sensors (Pt100 & Pt1000 Ohm)

Pt100 Patch Sensor (100 Ω Ohms @ 0°C)



- Pt100 sensor to IEC 751 Class B
- Temperature range -50°C to +150°C
- Pt100 element encapsulated in a silicone rubber patch
- Teflon® insulated lead, 7/0.2mm 4-core (2 or 5 metre options)
- Self-adhesive, aluminium foil backing
- Resistant to many oils & chemicals

Specifications

Sensor type:	Pt100 (100 Ω @ 0°C), thin film Class B to IEC751
Construction:	Element encapsulated in a silicone rubber patch with self adhesive aluminium foil backing
Patch dimensions:	Length 40mm x Width 13mm x Height 5mm
Lead type:	Teflon® insulated, 7/0.2mm twisted 4 core and tails (2 or 5 metre lengths available)
Termination:	4 wire tails
Temperature range:	-50°C to +150°C

Product code	Cable length	RS order code
RTF-100-S4B-2.0-C8	2 metres	285-661
RTF-100-S4B-5.0-C8	5 metres	762-1137

RS004/0812



ANEXO 3: Especificaciones técnicas del micro-inversor Enphase IQ-7A

Microinversor Enphase IQ 7A

Microinversor Enphase IQ 7A

Los **microinversores Enphase IQ 7A™**, preparados para la red eléctrica inteligente, simplifican drásticamente el proceso de instalación y logran a la vez la mayor eficiencia del sistema para sistemas con módulos de alta potencia de 60 células / 120 células partidas y 72 células / 144 células partidas.

Como parte del sistema Enphase IQ, el IQ 7A se integra con el Enphase Envoy-S™, la batería Enphase IQ Battery™ y la monitorización y software de análisis Enphase Enlighten™.

Los microinversores de la serie IQ amplían los estándares de fiabilidad establecidos por generaciones anteriores y han sido sometidos a más de un millón de horas de pruebas de encendido, lo que permite a Enphase proporcionar la garantía líder en la industria.



Alta potencia

- Potencia pico de salida de 366 VA

Fáciles de instalar

- Ligeros y sencillos
- Instalación más rápida gracias a un cableado de dos conductores mejorado y ligero
- Incorporan funcionalidad de "rapid shutdown" (apagado rápido)

Rentables y fiables

- Optimizados para todos los módulos de alta potencia de 60 células / 120 células partidas y 72 células / 144 células partidas.
- Eficiencia EU 96,5%
- Acumulan más de un millón de horas de pruebas
- Cubierta con doble aislamiento de clase II y protección IP67

Preparados para la red eléctrica inteligente

- Cumplen con requisitos complejos de red en lo relativo a la gestión de la tensión y la frecuencia de desconexión
- Actualizaciones a distancia para responder a las fluctuaciones en las restricciones de la red
- Configurables para distintos perfiles de red
- Requieren Envoy y conexión a Internet

Para más información acerca de Enphase, visite <https://enphase.com/es-es>



Microinversor Enphase IQ 7A

INFORMACIÓN DE ENTRADA (CC)	IQ7A-72-2-INT
Potencia de módulo recomendada (CEM) ¹	295 W–460 W +
Compatibilidad de módulos, consultar herramienta en línea	60 células / 120 células partidas y 72 células / 144 células partidas
Tensión máx. de CC de entrada	58 V
Rango de tensión de funcionamiento ²	18 V – 58 V
Tensión mín./máx. de inicio	33 V / 58 V
Corriente máxima de cortocircuito (Isc del panel) ³	15 A
Clase de protección frente a sobretensiones de CC	II
Corriente de realimentación por entrada de CC	0 A
INFORMACIÓN DE SALIDA (CA)	IQ7A
Potencia máx. de salida	366 VA
Potencia nominal máx. de salida	349 VA
Tensión/Rango de tensión nominal (L-N) ⁴	230 V / 219–264 V
Corriente máxima de salida	1,52 A
Frecuencia nominal	50 Hz
Rango de frecuencia	45–55 Hz
Corriente de fallo de cortocircuito de CA en 3 ciclos	5,8 Arms
Número máx. de unidades por circuito de 20A (L-N) ⁵	10 (1P+N) 30 (3P+N)
Número máx. de unidades por rama de Cable Q	10 (1P+N) 18 (3P+N)
Clase de protección frente a las sobretensiones	III
Corriente de realimentación por conector de CA	18 mA
Factor de potencia fijo	1,0
Factor de potencia (regulable)	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo
RENDIMIENTO	@230 V
Rendimiento EN 50530 (UE)	96.5%
INFORMACIÓN MECÁNICA	
Rango de temperatura ambiente de funcionamiento	-40°C a +60°C
Rango admisible de humedad relativa del aire	4 % a 100 % (condensación)
Altitud máxima	2000 m
Tipo de conector de CC	Adaptador con conector tipo MC4
Dimensiones (L x An x Al)	212 mm x 175 mm x 30,2 mm (sin soporte)
Peso	1,08 kg
Refrigeración	Convección natural, sin ventilador
Nivel de contaminación	PD3
Uso en entornos húmedos	Sí
Envoltorio	Carcasa de polímero resistente a la corrosión, con doble aislamiento de clase II.
Índice de protección IP	Exterior- IP67
CARACTERÍSTICAS	
Comunicación con el Envoy-S	PLC (comunicación por línea eléctrica)
Monitorización	Opciones de supervisión Enlighten Manager y MyEnlighten compatibles con Envoy-S de Enphase
Conformidad	AS 4777.2, RCM, IEC/EN 61000-6-3, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2 PN/EN 50549-1 (NC RfG)

1. Sin limitación de ratio CC/CA. Consultar la calculadora de compatibilidad en línea: enphase.com/es-es/support-module-compatibility

2. El rango de tensión de seguimiento del punto de máxima potencia UE es 38 V a 43 V.

3. La corriente nominal máxima de entrada de CC es 10,2 A.

4. El rango de tensión nominal puede ampliarse por encima de estos valores para cumplir con las exigencias del operador de red.

5. Los límites pueden variar, comprobar con la legislación local el número máximo de microinversores admisibles por circuito de 20 A.

Para más información acerca de Enphase, visite <https://enphase.com/es-es>


© 2020 Enphase Energy. Todos los derechos reservados.

Todas las marcas registradas son propiedad de Enphase Energy, Inc. Datos sujetos a cambio sin previo aviso.



ANEXO 4: Especificaciones técnicas del módulo bifacial PERC-monocristalino: Canadian Solar CS3K-320MB-AG





FRONT BACK



SBB cell MBB cell

* Both SBB and MBB modules will be supplied.

BiKu MODULE

NEW GENERATION BIFACIAL MODULE
FRONT POWER RANGE: 310W ~ 335W
UP TO 30% MORE POWER FROM THE BACK SIDE
CS3K-310 | 315 | 320 | 325 | 330 | 335MB-AG

MORE POWER

-  Up to 30% more power from the back side
-  Low NMOT: 41 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.36 % / °C
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Lower internal current, lower hot spot temperature
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa *

30 years

linear power output warranty*

12 years

enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS
IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
UL 1703: CSA
Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

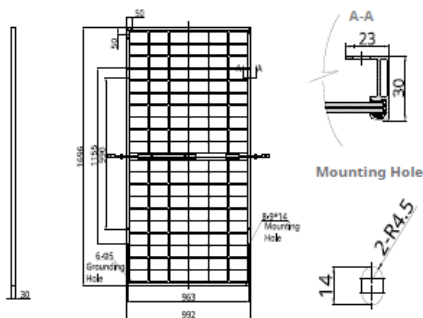
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

* For detailed information, please refer to Installation Manual.

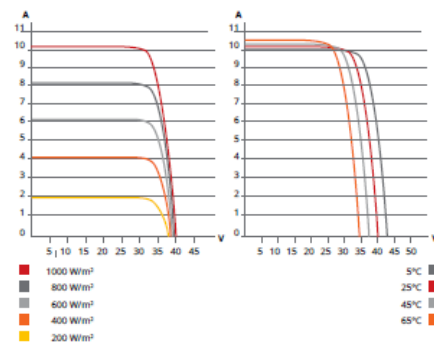
CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

Rear View



CS3K-320MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (P _{max})	Opt. Operating Voltage (V _{mp})	Opt. Operating Current (I _{mp})	Open Circuit Voltage (V _{oc})	Short Circuit Current (I _{sc})	Module Efficiency
CS3K-310MB-AG	310 W	32.9 V	9.43 A	39.7 V	9.98 A	18.4%
Bifacial Gain**	5% 326 W	32.9 V	9.90 A	39.7 V	10.48 A	19.4%
	10% 341 W	32.9 V	10.37 A	39.7 V	10.98 A	20.3%
	20% 372 W	32.9 V	11.32 A	39.7 V	11.98 A	22.1%
	30% 403 W	32.9 V	12.26 A	39.7 V	12.97 A	24.0%
CS3K-315MB-AG	315 W	33.1 V	9.52 A	39.9 V	10.06 A	18.7%
Bifacial Gain**	5% 331 W	33.1 V	10.00 A	39.9 V	10.56 A	19.7%
	10% 347 W	33.1 V	10.47 A	39.9 V	11.07 A	20.6%
	20% 378 W	33.1 V	11.42 A	39.9 V	12.07 A	22.5%
	30% 410 W	33.1 V	12.38 A	39.9 V	13.08 A	24.4%
CS3K-320MB-AG	320 W	33.3 V	9.61 A	40.1 V	10.14 A	19.0%
Bifacial Gain**	5% 336 W	33.3 V	10.09 A	40.1 V	10.65 A	20.0%
	10% 352 W	33.3 V	10.57 A	40.1 V	11.15 A	20.9%
	20% 384 W	33.3 V	11.53 A	40.1 V	12.17 A	22.8%
	30% 416 W	33.3 V	12.49 A	40.1 V	13.18 A	24.7%
CS3K-325MB-AG	325 W	33.5 V	9.71 A	40.3 V	10.22 A	19.3%
Bifacial Gain**	5% 341 W	33.5 V	10.20 A	40.3 V	10.73 A	20.3%
	10% 358 W	33.5 V	10.68 A	40.3 V	11.24 A	21.3%
	20% 390 W	33.5 V	11.65 A	40.3 V	12.26 A	23.2%
	30% 423 W	33.5 V	12.62 A	40.3 V	13.29 A	25.1%
CS3K-330MB-AG	330 W	33.7 V	9.80 A	40.5 V	10.30 A	19.6%
Bifacial Gain**	5% 347 W	33.7 V	10.29 A	40.5 V	10.82 A	20.6%
	10% 363 W	33.7 V	10.78 A	40.5 V	11.33 A	21.6%
	20% 396 W	33.7 V	11.76 A	40.5 V	12.36 A	23.5%
	30% 429 W	33.7 V	12.74 A	40.5 V	13.39 A	25.5%
CS3K-335MB-AG	335 W	33.9 V	9.89 A	41.2 V	10.39 A	19.9%
Bifacial Gain**	5% 352 W	33.9 V	10.38 A	41.2 V	10.91 A	20.9%
	10% 369 W	33.9 V	10.88 A	41.2 V	11.43 A	21.9%
	20% 402 W	33.9 V	11.87 A	41.2 V	12.47 A	23.9%
	30% 436 W	33.9 V	12.86 A	41.2 V	13.51 A	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 3 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)
Max. Series Fuse Rating	25 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{back}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{back}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
 Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

May, 2020. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.63_EN

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (P _{max})	Opt. Operating Voltage (V _{mp})	Opt. Operating Current (I _{mp})	Open Circuit Voltage (V _{oc})	Short Circuit Current (I _{sc})
CS3K-310MB-AG	232 W	30.7 V	7.54 A	37.3 V	8.05 A
CS3K-315MB-AG	235 W	30.9 V	7.61 A	37.5 V	8.11 A
CS3K-320MB-AG	239 W	31.1 V	7.69 A	37.7 V	8.18 A
CS3K-325MB-AG	243 W	31.3 V	7.76 A	37.9 V	8.24 A
CS3K-330MB-AG	247 W	31.5 V	7.84 A	38.1 V	8.31 A
CS3K-335MB-AG	250 W	31.7 V	7.91 A	38.7 V	8.38 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2x (10 x 6)]
Dimensions	1696 x 992 x 30 mm (66.8 x 39.1 x 1.18 in)
Weight	22.3 kg (49.2 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-), landscape: 1250 mm (49.2 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	858 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION

ANEXO 5: Especificaciones técnicas del módulo bifacial HIT: CIE POWER CIE-H5C1-60-DA2-325

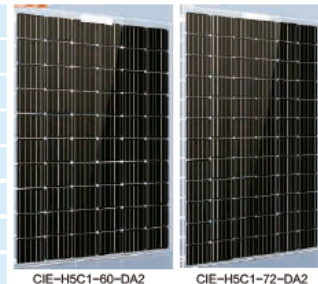


高效异质结双面组件 High-efficiency HJT bifacial solar module

CIE-H5C1-60-DA2
CIE-H5C1-72-DA2

MECHANICAL PARAMETERS (结构参数)

Cell (mm) (电池类型)	HJT 156.75 × 156.75	HJT 156.75 × 156.75
Weight(kg) (重量)	20	23.3
Dimensions(L*W*H)(mm) (长*宽*厚)	1662*990*5	1980*990*5
Cable Length (mm) (接线缆长)	450+450	450+450
Cable cross section size(mm²) (接线盒线径)	4	4
No.of cells and connections (电池片数量)	60 (10*6)	72 (12*6)
No.of diodes (接线盒二极管数)	3	3
Packing configuration (每托包装数)	38 pcs./Pallet	38 pcs./Pallet



ELECTRICAL PARAMETERS (STC) (电学性能)

TYPE (类别/规格)	CIE-H5C1-60-DA2-300	CIE-H5C1-60-DA2-305	CIE-H5C1-60-DA2-310	CIE-H5C1-60-DA2-315	CIE-H5C1-60-DA2-320	CIE-H5C1-60-DA2-325	CIE-H5C1-60-DA2-330	CIE-H5C1-60-DA2-335
Rated Maximum Power at STC(标准下最大功率 W)	300	305	310	315	320	325	330	335
Rated rear maximum power at STC (背面功率 W)	270	274.5	279	283.5	288	292.5	297	301.5
Rated comp maximum power at STC (综合功率 W)	327	332.45	337.9	343.35	348.8	354.25	359.7	365.15
Open Circuit Voltage(VocV)(开路电压)	44.1	44.2	44.3	44.4	44.5	44.6	44.65	44.69
Maximum Power Voltage (VmpV)(最大工作电压)	37	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.2	38.4
Short Circuit Current (IscA)(短路电流)	8.7	8.8	8.9	8.98	9.06	9.14	9.28	9.38
Maximum Power Current (ImpA)(最大工作电流)	8.12	8.23	8.32	8.4	8.48	8.56	8.66	8.73
Module Efficiency (%) (转换效率)	18.2	18.5	18.8	19.2	19.5	19.8	20.06	20.36
Output Tolerances(W)(额定功率输出公差)	0 ~ +5							
α_{Isc} (%/K) (短路电流系数)	0.04							
β_{Voc} (%/K) (开路电压系数)	-0.262							
γ_{Pmp} (%/K) (最大功率系数)	-0.27							
TYPE (类别/规格)	CIE-H5C1-72-DA2-365	CIE-H5C1-72-DA2-370	CIE-H5C1-72-DA2-375	CIE-H5C1-72-DA2-380	CIE-H5C1-72-DA2-385	CIE-H5C1-72-DA2-390	CIE-H5C1-72-DA2-395	CIE-H5C1-72-DA2-400
Rated Maximum Power at STC(标准下最大功率 W)	365	370	375	380	385	390	395	400
Rated rear maximum power at STC (背面功率 W)	328.5	333	337.5	342	346.5	351	355.5	360
Rated comp maximum power at STC (综合功率 W)	397.85	403.3	408.75	414.2	419.65	425.1	430.55	436
Open Circuit Voltage(VocV)(开路电压)	52.6	52.8	52.9	53.1	53.2	53.4	53.5	53.57
Maximum Power Voltage (VmpV)(最大工作电压)	44.2	44.4	44.6	44.8	45.0	45.1	45.4	45.67
Short Circuit Current (IscA)(短路电流)	8.9	8.95	9.05	9.13	9.17	9.2	9.24	9.31
Maximum Power Current (ImpA)(最大工作电流)	8.26	8.33	8.41	8.49	8.56	8.64	8.70	8.76
Module Efficiency (%) (转换效率)	18.8	19.0	19.1	19.4	19.6	19.9	20.15	20.41
Output Tolerances(W)(额定功率输出公差)	0 ~ +5							
α_{Isc} (%/K) (短路电流系数)	0.04							
β_{Voc} (%/K) (开路电压系数)	-0.262							
γ_{Pmp} (%/K) (最大功率系数)	-0.27							

STC:(Air Mass 1.5,Irradiance 1000W/㎡,Module Temperature 25℃)

ADVANTAGES OF DOUBLE-GLASS PV MODULES (产品优势)

1. 超强抗PID性能 High resistance to PID

采用抗PID电池和封装技术, 无铝边框设计, 无需接地。从根本上杜绝PID现象的产生。
Advanced PID-resistant cell and sealing technology/frameless design and no requirement for grounding provide excellent resistance to PID.

2. 优良抗微裂纹性能, 无蜗牛纹隐患 Low risk of microcrack and snail trail

异质结双面电池的封装玻璃结构增强组件抗微裂纹能力
Double-glass of HJT structure ensures extremely low risk of cell microcrack during module transportation and installation.

3. 优异耐高温, 抗风沙, 抗盐雾性能 Excellent high temperature resistance, anti-wind sand, anti-salt spray performance.

无背板材料确保组件在苛刻的环境中高效长期稳定的工作
Unique PV module structure and reliable quality delivers outstanding sustainability in harsh environment such as desert, farm and coastline.

4. 优异抗风雪能力 Excellent wind and snow load capacity

5. 优异的防火性能 Excellent fireproofing, Class A fireproof rating

6. 更高的发电效益 Higher power output

同样装机容量, 异质结双玻璃组件发电量更高, 年功率衰减率<0.2%。
More electricity gain from HJT double glass solar panel.
Annual power attenuation rate <0.2%

7. 低廉的运维成本 Low operation and maintenance cost

无边框设计, 减少积雪积灰, 易于清洗管理, 运维成本低。
Frameless design reduce snow accumulation ash, easy to clean management, operation maintenance cost low.

8. 更满足透光需求 Tailored for transmitting light need

玻璃增加透光率, 合理电池排布, 满足组件透光需求。
Flexible solar cell lay out and transparent glass back sheet will satisfy different application demand.

9. 更长功率质保期 Longer power output warranty

长达35年的线性功率保证
Provides 35-year power output warranty.

GUARANTEE (质量保证)

35-year limited product quality warranty.

35年产品功率质保。

Limited performance warranty: 20years at 96% of the minimal rated power output, 35 years at 93% of the minimal rated power output.

寿命周期内的功率保证: 使用20年最小功率达96%, 使用35年最小功率达93%。

DECREATION OF HJT MODULES (异质结组件的衰减)

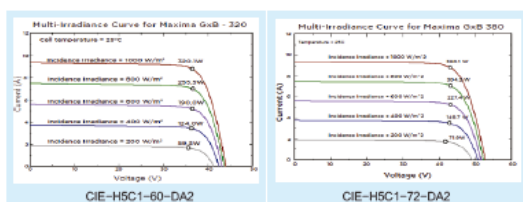
通过14年电站跟踪测试, 异质结组件平均发电无衰减, 即使在有环境影响衰减的年份中, 其发电量衰减<<0.1%。

The average power generation of HJT modules is not attenuated by 14 years of power station tracking test. Even in the year when the environmental impact, its power generation attenuated <<0.1%.



WORKING CONDITIONS (工作范围)

Maximum System Voltage (最大系统电压)	1500VDC(IEC)/1000VDC(UL)
Operating Temp. (工作温度)	-40℃ ~ +85℃
Maximum Series Fuse (最大保险丝额定电流)	15A
Max.Wind Load (最大抗风压)	2400Pa
Max.Snow Load (最大抗雪压)	5400Pa
NOCT (额定电流工作温度)	43±2℃
Application Class (光伏板应用等级)	Class A
Grounding conductivity (电阻率)	<0.1Ω



中智(泰兴)电力科技有限公司
China Intellectual Electric Power Technology(Taixing)Co.,Ltd
江苏省泰兴市高新技术产业园科创路88号
Add.: No.88 Kechuang Road, East Hi-Tech Industrial Park, Taixing City, Jiangsu Province, China
电话: 0523-87550000 Tel: 0523-87550000
网址: www.cie-power.com URL: www.cie-power.com
邮箱: zzd@cie-power.com E-mail: zzd@cie-power.com



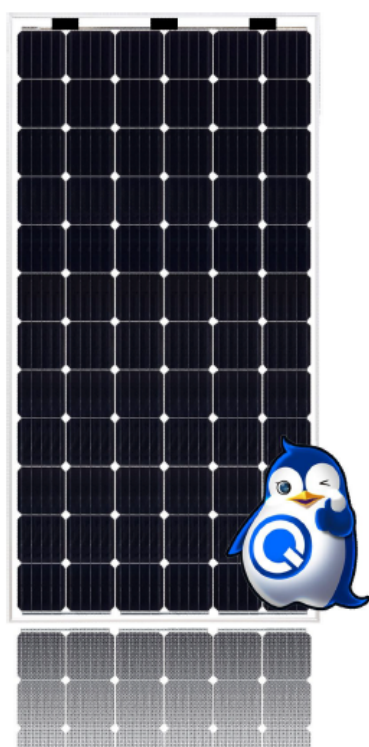
Specifications subjects to technical changes and tests. CIE POWER reserves the right of final interpretation.

ANEXO 6: Especificaciones técnicas del módulo bifacial PERT-monocristalino: PENGUIN SL390TU-36ND



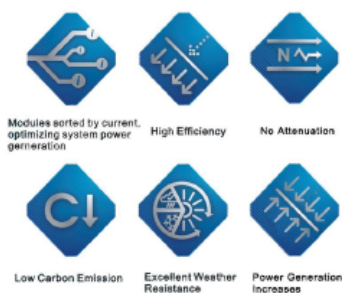
IGNITE THE POWER OF NATURE

“PENGUIN” Bifacial Solar Module **N-Type Monocrystalline Cells** **375-395Watt**



Power generation increases 10%-30%
PID Resistance Characteristics

Benefits



Model : SLxxxTU-36ND(XXX=375-395) Series Specification

Electrical Data

	375	380	385	390	395
Maximum Power(W)	375	380	385	390	395
Module Efficiency (%)	18.86	19.11	19.37	19.62	19.87
Certified Front Power(W)	340	345	350	355	360
Optimum Power Voltage(Vmp)	39.38	39.67	39.82	39.89	39.96
Optimum Operating Current(Imp)	8.63	8.70	8.79	8.90	9.01
Open Circuit Voltage(Voc)	46.97	47.01	47.06	47.13	47.20
Short Circuit Current(Isc)	9.24	9.31	9.40	9.52	9.64
Cell Efficiency (%)	19.91	20.20	20.49	20.79	21.08
Tolerance Wattage(W)	0~+5				
NOCT	45°C +/-2°C				

Temperature Coefficients

Temperature Coefficients of Isc(%)°C	+0.04
Temperature Coefficients of Voc(%)°C	-0.29
Temperature Coefficients of Pm(%)°C	-0.37

Components & Mechanical Data

Solar Cell	156.75*156.75 N-Type Mono
Number of Cell(pcs)	6*12
Size of Module(mm)	1988*1000*40
Front Glass Thickness(mm)	2.5
Back Glass Thickness(mm)	2.5
Surface Maximum Load Capacity	Above 5400Pa
Allowable Hail Load	23m/s ,7.53g
Weight Per Piece(KG)	30.5
Junction Box Type	Protection class IP67 ,3 diodes
Cable & Connector Type	300mm/4mm ² , MC4 Compatible
Frame(Material Corners,etc.)	40#
Temperature Range	-40°C to +85°C
FF (%)	70-79%
Standard Test Conditions	AM1.5 1000W/m ² 25°C

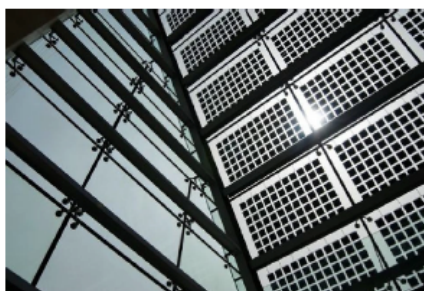
RENEPV



IGNITE THE POWER OF NATURE

“PENGUIN” Bifacial Solar Module N-Type Monocrystalline Cells 375-395Watt

Project Picture



Warranty

Warranty	30 years limited power warranty
	12 years limited product warranty

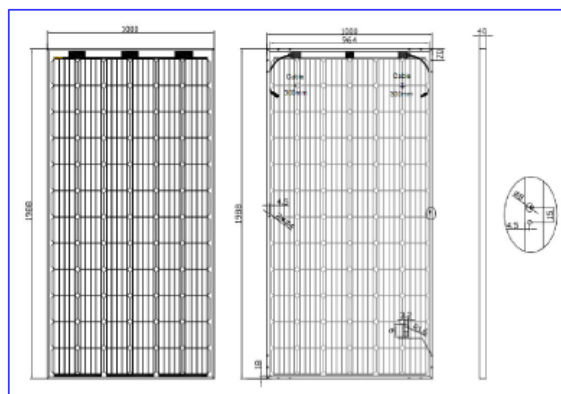
Packing

Packing	Carton Box
1*20'	5 Pallets/135 pcs
1*40'HQ	22 Pallets/594 pcs

Applications

- ☐ On-grid residential roof-tops
- ☐ On-grid commercial/industrial roof-tops
- ☐ Solar power stations
- ☐ Other on-grid applications

Engineering Drawings





☐ Manufacturing facility certified to ISO 9001 / ISO 14001 / OHSAS 18001 quality management system standards.


© 2018 NINGBO RENELED NEW ENERGY CO.,LTD. All rights reserved.
Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

NINGBO RENELED NEW ENERGY CO.,LTD.
ADD: No. 35 Jintong Road, Binhai Industrial Park,
Xiangshan County, Ningbo, 315700, China
TEL: 0086 (0)574 65893072
FAX: 0086 (0)574 65786317
Email: info@renepv.com

RENEPV

ANEXO 7: Especificaciones técnicas del módulo bifacial PERC-policristalino: Canadian Solar CS3K-400PB-AG









FRONT BACK




BiHiKu

SUPER HIGH POWER BIFACIAL POLY PERC MODULE
390 W ~ 415 W
UP TO 30% MORE POWER FROM THE BACK SIDE
CS3W-390 | 395 | 400 | 405 | 410 | 415PB-AG

MORE POWER

-  Up to 30% more power from the back side
-  24 % higher front side power than conventional modules
-  Low NMOT: 41 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.36 % / °C
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Lower internal current, lower hot spot temperature
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa *

30 years

linear power output warranty*

12 years

enhanced product warranty on materials and workmanship*


*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

* For detail information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

		Nominal Max Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
Bifacial Gain**	CS3W-390PB-AG	390 W	38.3 V	10.19 A	46.8 V	10.74 A	17.5%
	5%	410 W	38.3 V	10.71 A	46.8 V	11.28 A	18.3%
	10%	429 W	38.3 V	11.21 A	46.8 V	11.81 A	19.2%
	20%	468 W	38.3 V	12.23 A	46.8 V	12.89 A	20.9%
	30%	507 W	38.3 V	13.25 A	46.8 V	13.96 A	22.7%
Bifacial Gain**	CS3W-395PB-AG	395 W	38.5 V	10.26 A	47 V	10.82 A	17.7%
	5%	415 W	38.5 V	10.78 A	47 V	11.36 A	18.6%
	10%	435 W	38.5 V	11.3 A	47 V	11.9 A	19.5%
	20%	474 W	38.5 V	12.31 A	47 V	12.98 A	21.2%
	30%	513 W	38.5 V	13.34 A	47 V	14.07 A	23.0%
Bifacial Gain**	CS3W-400PB-AG	400 W	38.7 V	10.34 A	47.2 V	10.9 A	17.9%
	5%	420 W	38.7 V	10.86 A	47.2 V	11.45 A	18.8%
	10%	440 W	38.7 V	11.37 A	47.2 V	11.99 A	19.7%
	20%	480 W	38.7 V	12.41 A	47.2 V	13.08 A	21.5%
	30%	520 W	38.7 V	13.44 A	47.2 V	14.17 A	23.3%
Bifacial Gain**	CS3W-405PB-AG	405 W	38.9 V	10.42 A	47.4 V	10.98 A	18.1%
	5%	425 W	38.9 V	10.94 A	47.4 V	11.53 A	19.0%
	10%	445 W	38.9 V	11.46 A	47.4 V	12.08 A	19.9%
	20%	486 W	38.9 V	12.5 A	47.4 V	13.18 A	21.8%
	30%	527 W	38.9 V	13.56 A	47.4 V	14.27 A	23.6%
Bifacial Gain**	CS3W-410PB-AG	410 W	39.1 V	10.49 A	47.6 V	11.06 A	18.3%
	5%	431 W	39.1 V	11.03 A	47.6 V	11.61 A	19.3%
	10%	451 W	39.1 V	11.54 A	47.6 V	12.17 A	20.2%
	20%	492 W	39.1 V	12.59 A	47.6 V	13.27 A	22.0%
	30%	533 W	39.1 V	13.64 A	47.6 V	14.38 A	23.9%
Bifacial Gain**	CS3W-415PB-AG	415 W	39.3 V	10.56 A	47.8 V	11.14 A	18.6%
	5%	436 W	39.3 V	11.10 A	47.8 V	11.70 A	19.5%
	10%	457 W	39.3 V	11.63 A	47.8 V	12.25 A	20.5%
	20%	498 W	39.3 V	12.67 A	47.8 V	13.37 A	22.3%
	30%	540 W	39.3 V	13.75 A	47.8 V	14.48 A	24.2%

**** Bifacial Gain:** The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 3 (UL 1703) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	25 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifinality*	70 %

* Power Bifinality = $P_{max_new} / P_{max_best}$, both P_{max_new} and P_{max_best} are tested under STC, Bifinality Tolerance: $\pm 5\%$

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS3W-390PB-AG	292 W	35.8 V	8.15 A	44.1 V	8.66 A
CS3W-395PB-AG	295 W	36.0 V	8.21 A	44.3 V	8.72 A
CS3W-400PB-AG	299 W	36.2 V	8.27 A	44.5 V	8.79 A
CS3W-405PB-AG	303 W	36.3 V	8.33 A	44.7 V	8.85 A
CS3W-410PB-AG	307 W	36.5 V	8.39 A	44.8 V	8.92 A
CS3W-415PB-AG	310 W	36.7 V	8.45 A	45.0 V	8.98 A

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2X (12 X6)]
Dimensions	2132 x 1048 x 30 mm (83.9 x 41.3 x 1.2 in)
Weight	28.4 kg (62.6 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1850 mm (72.8 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces or 561 pieces (only for US)

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

[illegible]

May 2020. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V5.591 EN