

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍAS  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS  
RENOVABLES**



**ANÁLISIS EXPERIMENTAL DEL RENDIMIENTO DE UN MÓDULO  
FOTOVOLTAICO BIFACIAL A DIFERENTES ÁNGULOS DE  
INCLINACIÓN E IRRADIANCIA**

**Frans Alex Gonzales Figueroa**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE  
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES**

**Asesor:  
Dr. Henry Pizarro Viveros**



**Juliaca, 2023**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL INGENIERÍA EN ENERGÍAS**  
**RENOVABLES**



**ANÁLISIS EXPERIMENTAL DEL RENDIMIENTO DE UN MÓDULO**  
**FOTOVOLTAICO BIFACIAL A DIFERENTES ÁNGULOS DE**  
**INCLINACIÓN E IRRADIANCIA**

Frans Alex Gonzales Figueroa

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS  
RENOVABLES

---

Asesor:

Dr. Henry Pizarro Viveros

Juliaca, 2023

## **Ficha catalográfica**

Gonzales Figueroa, F. A. (2023). *Análisis experimental del rendimiento de un módulo fotovoltaico bifacial a diferentes ángulos de inclinación e irradiancia* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Juliaca.

**AUTOR:** Frans Alex Gonzales Figueroa

**TÍTULO:** Análisis experimental del rendimiento de un módulo fotovoltaico bifacial a diferentes ángulos de inclinación e irradiancia

**PUBLICACIÓN:** Juliaca, 2023

**DESCRIPCIÓN:** Cantidad de páginas (119 pp)

**CÓDIGO:** 02-000018-02/G69

**NOTA:** Incluye bibliografía

**ASESOR:** Dr. Henry Pizarro Viveros

**PALABRAS CLAVE:** Ángulo de inclinación, ganancia bifacial, irradiancia solar, módulo fotovoltaico bifacial, rendimiento fotovoltaico, trazador de curvas.

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL INGENIERÍA EN ENERGÍAS**  
**RENOVABLES**

**“ANÁLISIS EXPERIMENTAL DEL RENDIMIENTO DE UN MÓDULO  
FOTOVOLTAICO BIFACIAL A DIFERENTES ÁNGULOS DE INCLINACIÓN E  
IRRADIANCIA”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES**

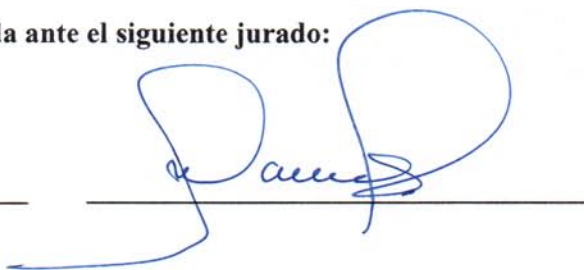
**Presentada por:**

Frans Alex Gonzales Figueroa

**Sustentada y aprobada ante el siguiente jurado:**

Dr. Washington Miguel Soncco Vilcapaza

**PRESIDENTE DE JURADO**



M. Sc. Cesar Enrique Yupanqui Bendita

**JURADO (Secretario)**



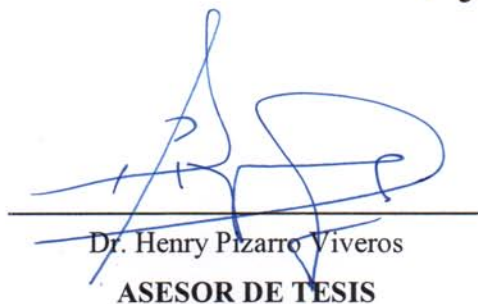
**2° MIEMBRO**

M. Sc. Armando Antonio Salinas del Carpio

**JURADO (Vocal)**



**3° MIEMBRO**



Dr. Henry Pizarro Viveros  
**ASESOR DE TESIS**

NOMBRE DEL TRABAJO

**ANÁLISIS EXPERIMENTAL DEL RENDIMI  
ENTO DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO  
BIFACIAL A DIFERENTES ÁNGULOS DE I  
NCLINACIÓN E IRRADIANCIA**

AUTOR

**Frans Alex Gonzales Figueroa**

RECUENTO DE PALABRAS

**32190 Words**

RECUENTO DE CARACTERES

**146628 Characters**

RECUENTO DE PÁGINAS

**119 Pages**

TAMAÑO DEL ARCHIVO

**3.7MB**

FECHA DE ENTREGA

**Dec 21, 2023 10:30 AM GMT-5**

FECHA DEL INFORME

**Dec 21, 2023 10:32 AM GMT-5**

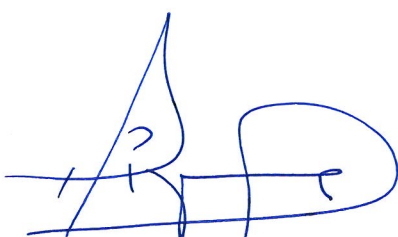
● **8% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base c

- 7% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 4% Base de datos de trabajos entregados
- 1% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossr

● **Excluir del Reporte de Similitud**

- Material bibliográfico
- Material citado
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 9 palabras)



Dr. HENRY PIZARRO VIVEROS  
ASESOR

## **DEDICATORIA**

Este trabajo de investigación se lo dedico a mis padres Reyme Gonzales y Catalina Figueroa por el apoyo brindado durante mi vida y la etapa de mis estudios.

A mis hermanos Ruth, Josue y Milagros por motivarme a seguir adelante y cumplir mis metas propuestas, a Lucero por apoyarme durante toda la ejecución de este proyecto de investigación. Finalmente, a todos los que creyeron en mí.

## **AGRADECIMIENTOS**

Primeramente, agradecer a Dios, por darme la vida, salud y guiarme por el camino correcto.

A mis padres y hermanos quienes siempre estuvieron a mi lado y me motivaron a seguir adelante.

A la Universidad Nacional de Juliaca por permitirme formarme profesionalmente en sus instalaciones, a vicepresidencia de investigación por promover el concurso de financiamiento de proyecto de tesis para la obtención de título profesional UNAJ-2022, por financiar el presente proyecto de investigación.

A la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables por permitirme el uso de equipos del Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica para concluir de forma satisfactoria mi proyecto de tesis. También agradecer a todos los docentes por transmitirme todos sus conocimientos.

Al Dr. Henry Pizarro Viveros quien siendo mi asesor me ha brindado la orientación, enseñanzas y aporte profesional que lo caracterizan durante todo el proceso de formulación, ejecución y conclusión de mi proyecto de investigación.

Finalmente agradezco a mis amistades Lucero, Edgar, Vianey, Edwin quienes me apoyaron en el desarrollo del proyecto de investigación.

## ÍNDICE GENERAL

Dedicatoria.....	iv
Agradecimientos.....	v
Índice de tablas.....	x
Índice de figuras.....	xii
Índice de anexos.....	xv
Lista de abreviaturas y siglas.....	xvi
Lista de símbolos.....	xvii
Resumen.....	xviii
Abstract.....	xix
Introducción.....	20
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	22
1.1 Formulación del problema.....	24
1.1.1 Problema general.....	24
1.1.2 Problemas específicos.....	24
1.2 Objetivos de la investigación.....	24
1.2.1 Objetivo general.....	24
1.2.2 Objetivos específicos.....	24
1.3 Justificación de la investigación.....	25
1.3.1 Justificación técnica.....	25
1.3.2 Justificación social.....	25
1.3.3 Justificación ambiental.....	26
1.3.4 Justificación económica.....	26
CAPÍTULO II REVISIÓN DE LA LITERATURA.....	27
2.1 Antecedentes del problema de investigación.....	27
2.2 Marco teórico.....	30
2.2.1 Radiación solar.....	30
2.2.2 Tipos de radiaciones solares.....	30
2.2.3 Unidades de radiación solar.....	31
2.2.4 Módulos fotovoltaicos.....	31

2.2.5	Módulo fotovoltaico monocristalino.....	32
2.2.6	Módulo fotovoltaico policristalino.....	32
2.2.7	Módulo fotovoltaico bifacial.....	33
2.2.8	Tecnología fotovoltaica PERC.....	35
2.2.9	Tecnología fotovoltaica half cell.....	36
2.2.10	Angulo de inclinación y orientación de un módulo fotovoltaico.....	37
2.2.11	Trazador de curvas de módulos fotovoltaicos.....	38
2.2.12	Albedo y ganancia bifacial.....	39
	<b>CAPÍTULO III MATERIALES Y MÉTODOS.....</b>	<b>40</b>
3.1	Formulación de hipótesis.....	40
3.1.1	Hipótesis general.....	40
3.1.2	Hipótesis específicas.....	40
3.2	Materiales y equipos.....	40
3.2.1	Estructura metálica de soporte.....	40
3.2.2	Módulo fotovoltaico bifacial.....	41
3.2.3	Microinversor.....	42
3.2.4	Trazador de curvas I-V.....	44
3.2.5	Medidor de energía DC.....	44
3.2.6	Resistencia shunt.....	46
3.2.7	Convertidor RS-485 a USB.....	46
3.2.8	Celda calibrada.....	46
3.2.9	Data logger Keysight.....	47
3.3	Software.....	48
3.4	Metodología.....	48
3.4.1	Ubicación del proyecto de investigación.....	48
3.4.2	Instalación del módulo fotovoltaico bifacial.....	49
3.4.3	Trazado de curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial.....	50
3.4.4	Irradiancia elevada Ge en exteriores.....	50
3.4.5	Caracterización de módulos fotovoltaicos bifaciales.....	52
3.4.6	Ganancia bifacial y poder bifacial bi-fi.....	53
3.4.7	Instalación del medidor de energía CC y microinversor.....	54
3.4.8	Monitoreo y adquisición de datos.....	55

3.4.9	Rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial .....	56
3.5	Costos de implementación del módulo fotovoltaico bifacial y sistema de monitoreo .....	57
CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIONES .....		58
4.1	Curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial .....	58
4.1.1	Curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación.....	59
4.1.2	Curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación.....	63
4.1.3	Curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación.....	68
4.2	Ganancia bifacial y poder bifacial bi-fi.....	73
4.3	Curva de potencia e irradiancia del módulo fotovoltaico bifacial .....	77
4.3.1	Curvas de potencia e irradiancia a 5° de inclinación .....	78
4.3.2	Curvas de potencia e irradiancia 15° de inclinación .....	79
4.3.3	Curvas de potencia e irradiancia a 25° de inclinación .....	81
4.4	Rendimiento del módulo fotovoltaico bifacial.....	82
4.4.1	Rendimiento del módulo fotovoltaico bifacial en STC.....	82
4.4.2	Rendimiento del módulo fotovoltaico bifacial con un microinversor de conexión a red .....	83
4.5	Discusiones .....	85
CAPÍTULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		86
5.1	Conclusiones .....	86
5.2	Recomendaciones .....	87
5.3	Sugerencia de trabajos de investigación futuros .....	88
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		89
ANEXO 1. Ficha técnica del módulo fotovoltaico bifacial Trina Solar de 405W.....		93
ANEXO 2. Ficha técnica del microinversor SG600MS con conexión a red. ....		94
ANEXO 3. Ficha técnica del medidor de energía DC Eastron DCM 230. ....		95
ANEXO 4. Promedio de datos obtenidos por el trazador de curvas I-V a 5° de inclinación. ...		96
ANEXO 5. Promedio de datos obtenidos por el trazador de curvas I-V a 15° de inclinación. ....		102

ANEXO 6. Promedio de datos obtenidos por el trazador de curvas I-V a 25° de inclinación. .....	108
ANEXO 7. Cálculos para obtener los parámetros fotovoltaicos en BSTC a 5° de inclinación. ....	114
ANEXO 8. Cálculos para obtener los parámetros fotovoltaicos en BSTC a 15° de inclinación. ....	116
ANEXO 9. Cálculos para obtener los parámetros fotovoltaicos en BSTC a 25° de inclinación. ....	118

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico bifacial de 405 W. ....	42
Tabla 2	Especificaciones técnicas del microinversor SG600MS con conexión a red. ....	43
Tabla 3	Especificaciones técnicas del medidor de energía CC Eastron DCM 230. ....	45
Tabla 4	Costos de implementación del módulo fotovoltaico bifacial y sistema de adquisición de datos. ....	57
Tabla 5	Parámetros fotovoltaicos del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación. ....	60
Tabla 6	Parámetros fotovoltaicos del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación. ....	61
Tabla 7	Parámetros fotovoltaicos del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación. ....	63
Tabla 8	Parámetros fotovoltaicos del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación. ....	64
Tabla 9	Parámetros fotovoltaicos del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación. ....	66
Tabla 10	Parámetros fotovoltaicos del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación. ....	67
Tabla 11	Parámetros fotovoltaicos del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación. ....	69
Tabla 12	Parámetros fotovoltaicos del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación. ....	70
Tabla 13	Parámetros fotovoltaicos del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación. ....	71
Tabla 14	Resumen de resultados obtenidos del módulo fotovoltaico bifacial en BSTC. ....	73
Tabla 15	Potencia e irradiancia media diaria. ....	77
Tabla 16	Datos promedio del lado frontal a condiciones de operación a 5° de inclinación. ....	96
Tabla 17	Datos promedio del lado frontal en STC a 5° de inclinación. ....	97
Tabla 18	Datos promedio del lado reverso en condiciones de operación a 5° de inclinación. ....	98
Tabla 19	Datos promedio del lado reverso en STC a 5° de inclinación. ....	99

Tabla 20	Datos promedio del módulo fotovoltaico bifacial en condiciones de operación a 5° de inclinación. ....	100
Tabla 21	Datos promedio del módulo fotovoltaico bifacial en STC a 5° de inclinación. ....	101
Tabla 22	Datos promedio del lado frontal en condiciones de operación a 15° de inclinación. ....	102
Tabla 23	Datos promedio del lado frontal en STC a 15° de inclinación. ....	103
Tabla 24	Datos promedio del lado reverso en condiciones de operación a 15° de inclinación. ....	104
Tabla 25	Datos promedio del lado reverso en STC a 15° de inclinación. ....	105
Tabla 26	Datos promedio del módulo fotovoltaico bifacial en condiciones de operación a 15° de inclinación. ....	106
Tabla 27	Datos promedio del módulo fotovoltaico bifacial en STC a 15° de inclinación. ....	107
Tabla 28	Datos promedio del lado frontal en condiciones de operación a 25° de inclinación. ....	108
Tabla 29	Datos promedio del lado frontal en STC a 25° de inclinación. ....	109
Tabla 30	Datos promedio del lado reverso en condiciones de operación a 25° de inclinación. ....	110
Tabla 31	Datos promedio del lado reverso en STC a 25° de inclinación. ....	111
Tabla 32	Datos promedio del módulo fotovoltaico bifacial en condiciones de operación a 25° de inclinación. ....	112
Tabla 33	Datos promedio del módulo fotovoltaico bifacial en STC a 25° de inclinación. ....	113

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Tipos de radicación solar aprovechadas por el módulo fotovoltaico bifacial (DSNewEnergy, 2019). .....	20
Figura 2.	Cuotas del mercado mundial para la tecnología bifacial y monofacial, adaptado de (International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), 2019).....	22
Figura 3.	Tipos de radiación sobre una superficie (Castejon & Santamaria, 2010). .....	31
Figura 4.	Módulo fotovoltaico monocristalino adaptado de (Alvarez, 2022). .....	32
Figura 5.	Módulo fotovoltaico policristalino adaptado de (Alvarez, 2022). .....	33
Figura 6.	Módulo fotovoltaico bifacial (Sunpal, 2023). .....	34
Figura 7.	Funcionamiento de una célula tradicional y PERC adaptado de (Nevado, 2018). .....	35
Figura 8.	Diferencias entre un módulo fotovoltaico tradicional y Half Cell adaptado de (Voltacon, 2020). .....	37
Figura 9.	Angulo de inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos adaptado de (Planas, 2016). .....	38
Figura 10.	Curva característica de corriente – voltaje (Vargas & Abrahamse, 2014). .....	38
Figura 11.	Tipos de radiación que aprovecha la parte frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial (CambioEnergetico, 2019). .....	39
Figura 12.	Estructura ajustable para modificar el ángulo de inclinación. ....	41
Figura 13.	Módulo fotovoltaico bifacial monocristalino de 405 W. ....	41
Figura 14.	Microinversor SG600MS de conexión a red. ....	43
Figura 15.	Trazador de curvas I-V Gossen Metrawatt Profitest PV del laboratorio de energía fotovoltaica de la EPIER. ....	44
Figura 16.	Medidor de energía CC de la marca Eastron DCM 230. ....	45
Figura 17.	Resistencia shunt de 15 A a 75 mV. ....	46
Figura 18.	Convertidor RS-485 a USB. ....	46
Figura 19.	Celda calibrada para medir irradiancia. ....	47
Figura 20.	Data logger Keysight. ....	47

Figura 21. Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética – de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables en la sede Ayabacas UNAJ (Google Earth).....	49
Figura 22. Instalación del módulo fotovoltaico bifacial.....	49
Figura 23. Caracterización del lado frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial, adaptado de la (IEC 60904-1-2, 2019) .....	50
Figura 24. Celda calibrada para medir radiación solar en el reverso del módulo fotovoltaico bifacial.....	51
Figura 25. Instalación de microinversor y tablero de medición de energía en CC.....	54
Figura 26. Tablero de adquisición de datos.....	55
Figura 27. Interfaz de monitoreo y adquisición de datos del medidor de energía CC Easton DCM 230.....	56
Figura 28. Trazado de curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial. ....	58
Figura 29. Trazado de curvas I-V del lado frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial. ....	59
Figura 30. Curva I-V y P-V del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación.....	60
Figura 31. Curva I-V y P-V del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación. ....	61
Figura 32. Curva I-V y P-V del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación. ....	62
Figura 33. Curva I-V y P-V del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación.....	64
Figura 34. Curva I-V y P-V del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación. ....	65
Figura 35. Curva I-V y P-V del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación. ....	67
Figura 36. Curva I-V y P-V del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación.....	68
Figura 37. Curva I-V y P-V del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación. ....	70
Figura 38. Curva I-V y P-V del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación. ....	71
Figura 39. Sombreamientos laterales sobre el reverso del módulo fotovoltaico bifacial.....	72

Figura 40. Ganancia bifacial a 5°, 15° y 25° de inclinación. ....	74
Figura 41. Poder bifacial bi-fi del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación. ....	75
Figura 42. Poder bifacial bi-fi del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación. ....	75
Figura 43. Poder bifacial bi-fi del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación. ....	76
Figura 44. Curvas de potencia a 5° de inclinación. ....	78
Figura 45. Curva de irradiancia a 5° de inclinación. ....	79
Figura 46. Curvas de potencia a 15° de inclinación. ....	80
Figura 47. Curvas de irradiancia a 15° de inclinación.....	80
Figura 48. Curvas de potencia a 25° de inclinación. ....	81
Figura 49. Curvas de irradiancia a 25° de inclinación.....	82
Figura 50. Rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial en STC. ....	83
Figura 51. Rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial con microinversor de conexión a red.....	84

## ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1. Ficha técnica del módulo fotovoltaico bifacial Trina Solar de 405W.....	93
ANEXO 2. Ficha técnica del microinversor SG600MS con conexión a red. ....	94
ANEXO 3. Ficha técnica del medidor de energía DC Easton DCM 230. ....	95
ANEXO 4. Promedio de datos obtenidos por el trazador de curvas I-V a 5° de inclinación. .....	96
ANEXO 5. Promedio de datos obtenidos por el trazador de curvas I-V a 15° de inclinación. .....	102
ANEXO 6. Promedio de datos obtenidos por el trazador de curvas I-V a 25° de inclinación. .....	108
ANEXO 7. Cálculos para obtener los parámetros fotovoltaicos en BSTC a 5° de inclinación. ....	114
ANEXO 8. Cálculos para obtener los parámetros fotovoltaicos en BSTC a 15° de inclinación. ....	116
ANEXO 9. Cálculos para obtener los parámetros fotovoltaicos en BSTC a 25° de inclinación. ....	118

## LISTA DE ABREVIATURAS Y SIGLAS

<b>AC</b>	Corriente alterna
<b>BSTC</b>	Condición de prueba estándar bifacial
<b>CC</b>	Corriente continua
<b>EPIER</b>	Escuela profesional de ingeniería en energías renovables
<b>IEC</b>	Comisión Electrotécnica Internacional
<b>MPPT</b>	Seguidor de punto de máxima potencia
<b>NMOT</b>	Temperatura nominal de operación
<b>NOCT</b>	Temperatura de operación nominal de la célula
<b>SFCR</b>	Sistema fotovoltaico conectado a red
<b>STC</b>	Condición de prueba estándar
<b>UNAJ</b>	Universidad nacional de Juliaca

## LISTA DE SÍMBOLOS

$G_e$	Irradiancia elevada equivalente ( $W/m^2$ )
$G_r$	Irradiancia del reverso ( $W/m^2$ )
$G_{OPC}$	Irradiancia de operación ( $W/m^2$ )
$\phi$	Factor de bifacialidad
$\phi_{Isc}$	Factor de bifacialidad de corriente de corto circuito
$\phi_{Pmax}$	Factor de bifacialidad de la potencia máxima
$\phi_{Isc,rear}$	Corriente de corto circuito del lado reverso (A)
$\phi_{Isc,front}$	Corriente de corto circuito del lado frontal (A)
$\phi_{Pmax,rear}$	Potencia máxima del lado reverso (W)
$\phi_{Pmax,front}$	Potencia máxima del lado frontal (W)
$I_{sc,BSTC}$	Corriente de corto circuito en BSTC (A)
$I_{sc,opc}$	Corriente de corto circuito de operación (A)
$I_{BSTC}$	Corriente máxima en BSTC (A)
$I_{OPC}$	Corriente máxima de operación (A)
$V_{oc,BSTC}$	Voltaje de circuito abierto en BSTC (V)
$V_{oc,OPC}$	Voltaje de circuito abierto de operación (V)
$V_{OPC}$	Voltaje máximo de operación (V)
$V_{BSTC}$	Voltaje máximo de operación en BSTC (V)
$\alpha$	Coefficiente de temperatura de la corriente de corto circuito ( $\%/^{\circ}C$ )
$\beta$	Coefficiente de temperatura del voltaje de circuito abierto ( $\%/^{\circ}C$ )
$T_{cel}$	Temperatura de celda en STC ( $25^{\circ}C$ )
$T_{cel.OPC}$	Temperatura de celda de operación ( $^{\circ}C$ )
$N_s$	Numero de celdas en serie
$G_{bif}$	Ganancia bifacial (%)
$P_{BSTC}$	Potencia máxima en BSTC (W)
$P_{STC}$	Potencia máxima en STC (W)
$\eta$	Eficiencia o rendimiento de conversión (%)
$A_c$	Área del módulo fotovoltaico ( $m^2$ )

## RESUMEN

Las energías renovables están cada día más utilizadas y en mayor medida la energía solar. El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica con tecnologías cada vez más eficientes y novedosas tales como los módulos fotovoltaicos bifaciales son cada vez más utilizadas a nivel mundial. En el Perú esta tecnología ya está siendo utilizada en nuevas plantas solares fotovoltaicas, en la región Puno no es muy utilizada este tipo de tecnología debido al elevado costo y a la poca información con análisis experimentales que muestren los incrementos en la eficiencia para justificar la inversión. La presente investigación busca analizar experimentalmente el rendimiento de un módulo fotovoltaico bifacial a diferentes ángulos de inclinación e irradiancia. Se instaló un módulo fotovoltaico bifacial de la marca Trina Solar de 405 W con una estructura metálica versátil que permite la modificación del ángulo de inclinación. Se analizó el rendimiento de conversión y la ganancia bifacial del módulo a diferentes ángulos de inclinación ( $5^{\circ}$ ,  $15^{\circ}$  y  $25^{\circ}$ ), para la obtención de datos se utilizó un trazador de curvas I-V Gossen Metrawatt Profitest PV para obtener el rendimiento de conversión a condiciones estándares de prueba. A través de un medidor de energía DC Eastron DCM 230 del cual se obtuvo parámetros fotovoltaicos del módulo para ser conectado a un microinversor con conexión a red y obtener datos a condiciones reales para determinar su rendimiento de conversión y comportamiento de la potencia durante 3 días para cada ángulo de inclinación y en pruebas bifaciales y frontales. Los resultados obtenidos muestran que a condiciones estándares de prueba el rendimiento de conversión es a  $5^{\circ}$  que alcanzo a 20.70 % con una ganancia bifacial del 15.12 % y una ganancia de potencia de 57.14 W, a condiciones reales con el microinversor el rendimiento de conversión máximo es de 20.65 % a  $5^{\circ}$  de inclinación. Como conclusión mencionamos mientras menor sea el ángulo de inclinación mayor es la ganancia bifacial y el rendimiento, sin embargo, esta variación es mínima entre cada ángulo de inclinación evaluada, por lo tanto, el ángulo de inclinación óptimo se determinó por el mejor aprovechamiento de la irradiancia incidente sobre el lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial.

**Palabras clave:** Ángulo de inclinación, ganancia bifacial, irradiancia solar, módulo fotovoltaico bifacial, rendimiento fotovoltaico, trazador de curvas.

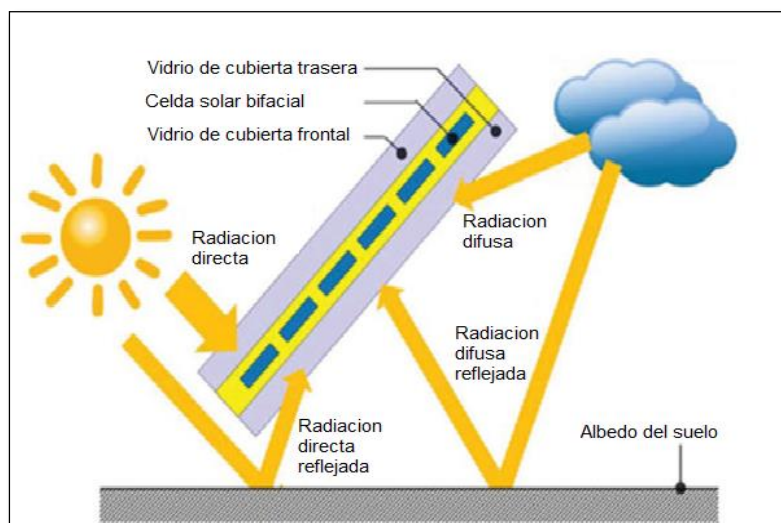
## ABSTRACT

Renewable energies are increasingly used and solar energy to a greater extent. The use of photovoltaic solar energy with increasingly efficient and innovative technologies such as bifacial photovoltaic modules are increasingly used worldwide. In Peru this technology is already being used in new photovoltaic solar plants, in the Puno region this type of technology is not widely used due to the high cost and the little information with experimental analyzes that show the increases in efficiency to justify the investment. The present research seeks to experimentally analyze the performance of a bifacial photovoltaic module at different inclination angles and irradiance. A 405 W Trina solar brand bifacial photovoltaic module was installed with a versatile metal structure that allows modification of the inclination angle. The conversion performance and bifacial gain of the module at different inclination angles ( $5^\circ$ ,  $15^\circ$  and  $25^\circ$ ) were analyzed. To obtain data, a Gossen Metrawatt Profitest PV I-V curve tracer was used to obtain the conversion performance. to standard test conditions. Through an Eastron DCM 230 DC energy meter from which photovoltaic parameters of the module were obtained to be connected to a microinverter with a grid connection and obtain data under real conditions to determine its conversion performance and power behavior for 3 days to each angle of inclination and in bifacial and frontal tests. The results obtained show that under standard test conditions the conversion performance is at  $5^\circ$  which reaches 20.70 % with a bifacial gain of 15.12 % and a power gain of 57.14 W, under real conditions with the microinverter the maximum conversion performance It is 20.65 % at  $5^\circ$  inclination. In conclusion, we mention that the smaller the angle of inclination, the greater the bifacial gain and performance; however, this variation is minimal between each angle of inclination evaluated, therefore, the optimal angle of inclination was determined by the best use of the Incident irradiance on the front side of the bifacial photovoltaic module.

**Keywords:** Tilt angle, bifacial gain, solar irradiance, bifacial photovoltaic module, photovoltaic performance, curve tracer.

## INTRODUCCIÓN

Las energías renovables son cada día más utilizadas en el mundo para mitigar los efectos adversos del cambio climático, una de las energías que se utiliza en mayor medida es la energía solar. La energía solar fotovoltaica a nivel mundial es cada vez más utilizada y aprovechada por diferentes tipos de tecnologías, siendo una de ellas los módulos fotovoltaicos bifaciales que se caracterizan por el aporte de energía por la parte inferior del mismo lo cual implica un mayor rendimiento. En el Perú la tecnología de los módulos fotovoltaicos bifaciales viene tomando mayor realce ya que las nuevas plantas solares fotovoltaicas que se están construyendo están optando por este tipo de tecnologías ya que implica un mayor rendimiento y generación de energía adicional contribuida por la parte inferior del módulo fotovoltaico bifacial. En la Figura 1, se muestra un módulo fotovoltaico bifacial y los diferentes tipos de radiación solar que contribuyen al incremento de la generación de energía del mismo.



**Figura 1.** Tipos de radiación solar aprovechadas por el módulo fotovoltaico bifacial (DSNewEnergy, 2019).

Los módulos fotovoltaicos bifaciales pueden llegar a contribuir con una ganancia en la generación de energía, la cantidad de ganancia aportada por la parte reversa del módulo bifacial se verá reflejada por diferentes factores que influyen en ella. Los factores más influyentes a tener en cuenta es el albedo del suelo ya que de ello depende cuanta radiación reflejada reciba el reverso del módulo bifacial, la altura de instalación del módulo con respecto a la superficie del suelo para reducir sombras y tener mejor radiación reflejada, la inclinación, la orientación y

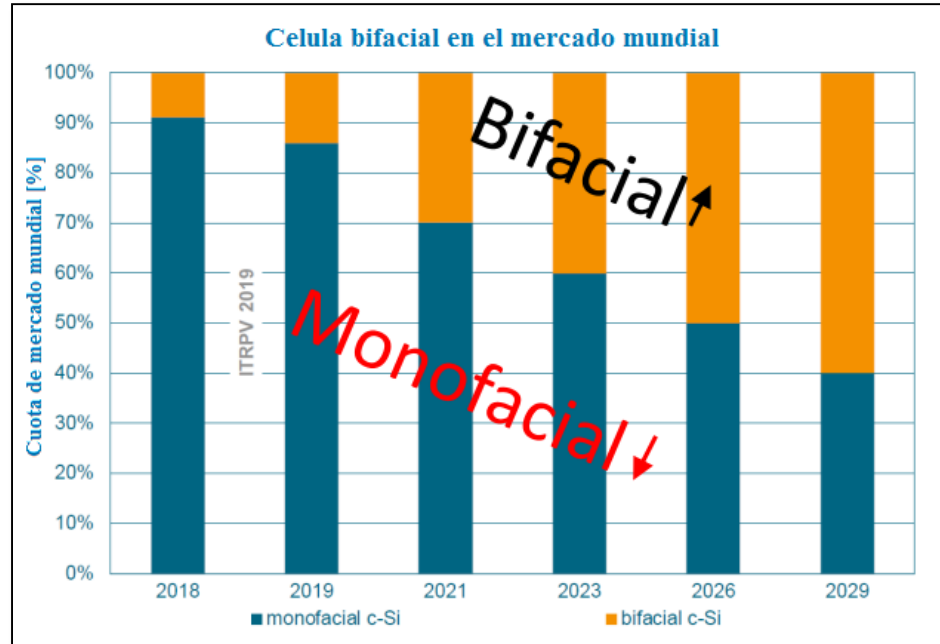
la irradiancia que dependen de parámetros geográficos y del lugar donde serán instalados los sistemas fotovoltaicos utilizando tecnología bifacial. Es así que en la región altiplánica el comportamiento de los módulos fotovoltaicos varía debido a las condiciones extremas de altitud, bajas temperaturas y alta irradiancia, es en ese contexto que se busca conocer la ganancia de un módulo fotovoltaico bifacial a condiciones de altitudes arriba de los 3800 msnm.

En ese sentido, se instaló un módulo fotovoltaico bifacial de la marca Trina Solar de 405 W en una estructura metálica diseñada para modificar el ángulo de inclinación y ajustar la orientación hacia el norte para determinar el rendimiento y la ganancia bifacial del módulo fotovoltaico bifacial bajo pruebas a diferentes ángulos de inclinación e irradiancia. Fue utilizado un trazador de curvas I-V de la marca Gossen Metrawatt Profitest PV 1500 para la obtención de datos a condiciones estándares; para tener datos de manera continua y a condiciones reales de funcionamiento se utilizó un microinversor conectado a la red que garantiza el trabajo del módulo siempre en el punto de máxima potencia, además se utilizó un medidor de energía en DC de la marca Eastron DCM 230 el cual nos permitió saber los parámetros fotovoltaicos del módulo fotovoltaico bifacial a tiempo real y de forma continua en el Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables (EPIER) de la Universidad Nacional de Juliaca (UNAJ) en la sede Ayabacas.

## CAPÍTULO I

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

A nivel mundial en los últimos años se ha visto un incremento en el uso de módulos fotovoltaicos bifaciales debido a su ganancia de energía que estos aportan. La tecnología bifacial es el presente y futuro de la energía solar fotovoltaica así mencionamos resultados obtenidos en la Universidad Nacional de Australia, quienes demostraron que la eficiencia de los módulos bifaciales podría alcanzar hasta un 29 % de eficiencia. Esta nueva tecnología bifacial ya representa un 10 % de las nuevas instalaciones, así como también podrían llegar a producir un 35 % más de energía si se utilizan seguidores de un solo eje y un 40% con doble eje (Interempresas, 2021). El International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), predice un crecimiento de las células y módulos fotovoltaicos bifaciales en el mercado mundial donde se espera que la cuota del mercado mundial alrededor del 13 % en el 2019 tenga un aumento significativo a más del 60 % de la cuota del mercado mundial en el 2029 como se muestra en la Figura 2.



**Figura 2.** Cuotas del mercado mundial para la tecnología bifacial y monofacial, adaptado de (International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), 2019).

Considerando que a diferencia de los módulos fotovoltaicos monofaciales o tradicionales que su rendimiento se determina solo a través de la potencia de salida del lado frontal, los módulos fotovoltaicos bifaciales producen más energía a través del lado reverso del módulo donde influye la radiación solar reflejada y dependen del albedo de los suelos o superficies reflectantes, por lo tanto, su rendimiento está determinada por la potencia de salida del lado frontal y del lado reverso (Yin et al., 2021). El rendimiento de los módulos fotovoltaicos bifaciales se centra en la radiación albedo recibida por la parte inferior, la elevación del módulo respecto a la superficie para evitar sombras, la inclinación e irradiancia dependiendo del lugar de instalación de este tipo de tecnologías.

En la región Puno se tiene un recurso solar elevado, siendo uno de los más altos del país adicionalmente se tiene distintas superficies reflectantes que serían muy beneficiosas para módulos fotovoltaicos bifaciales. Sin embargo, los módulos fotovoltaicos bifaciales todavía no son muy utilizados en la región Puno ya que se cuenta con pocas empresas proveedoras de la tecnología solar bifacial lo cual involucra costos mayores frente a los módulos fotovoltaicos tradicionales provocado por el poco enfoque en ellos y a su vez desconocimiento del rendimiento que esta nueva tecnológica pueda presentar en las condiciones geográficas de la región de Puno a más de 3800 m.s.n.m.

Debido a esta problemática de que en la región Puno no se cuentan con investigaciones acerca de la tecnología bifacial, lo que motivo a la presente investigación. Por ello que se instaló un módulo fotovoltaico bifacial en la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables - sede Ayabacas donde fueron realizadas las respectivas pruebas. De esa forma se midió la ganancia bifacial y su influencia en el rendimiento de un módulo fotovoltaico bifacial con la variación de los ángulos de inclinación. Para mostrar resultados a condiciones estándares de prueba, se tomaron datos con el trazador de curvas I-V durante 8 días para cada ángulo de inclinación ( $5^\circ$ ,  $15^\circ$  y  $25^\circ$ ), con los datos obtenidos a condiciones estándares de prueba (STC) se procedió a caracterizarlos con modelos matemáticos y obtener datos a condiciones estándares de prueba bifacial (BSTC). Para pruebas a condiciones reales de operación se instaló un microinversor MPPT con conexión a red y un sistema de monitoreo de datos a través de un medidor de energía DC Eastron DCM 230 que almacena datos en una PC a través de una comunicación Modbus con ayuda de un

convertidor RS485-USB para monitorear sus parámetros fotovoltaicos durante todo el día con intervalo de 1 minuto, se tomaron datos durante 3 días para cada ángulo de inclinación (5°, 15° y 25°), tanto para pruebas a condiciones bifaciales y cubriendo el lado reverso del módulo con madera triplay, es decir, solo del lado frontal.

## **1.1 Formulación del problema**

Bajo las condiciones ya mencionadas se plantea las siguientes interrogantes de investigación:

### **1.1.1 Problema general**

¿Será posible analizar el rendimiento de un módulo fotovoltaico bifacial a diferentes ángulos de inclinación e irradiancia?

### **1.1.2 Problemas específicos**

- ¿Cómo medir los parámetros fotovoltaicos de un módulo fotovoltaico bifacial utilizando un trazador de curvas?
- ¿Cuál es la variación en el rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial a diferentes ángulos de inclinación?
- ¿Cómo influye la ganancia bifacial en el rendimiento de conversión de un módulo fotovoltaico bifacial?

## **1.2 Objetivos de la investigación**

### **1.2.1 Objetivo general**

Analizar el rendimiento de un módulo fotovoltaico bifacial a diferentes ángulos de inclinación e irradiancia.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Medir los parámetros fotovoltaicos del módulo fotovoltaico bifacial utilizando un trazador de curvas.
- Determinar la variación del rendimiento de conversión de un módulo fotovoltaico bifacial a diferentes ángulos de inclinación.

- Evaluar cuánto es la ganancia bifacial en el rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial.

### **1.3 Justificación de la investigación**

En el presente proyecto de investigación se ve justificado por el uso de tecnologías más eficientes y actuales que se viene utilizando cada vez más a nivel mundial, por lo cual dar a conocer su rendimiento bajo condiciones climáticas a más de 3800 m.s.n.m. pueden llegar a incrementar la utilización de los módulos fotovoltaicos bifaciales. De esta forma, será de vital importancia para incluir este tipo de tecnologías en futuras plantas solares fotovoltaicas considerando el costo de la inversión versus el rendimiento alcanzado.

#### **1.3.1 Justificación técnica**

La ganancia bifacial es un factor muy importante y lo que caracteriza a los módulos fotovoltaicos bifaciales frente a otro tipo de tecnologías fotovoltaicas, ya que es variable dependiendo del albedo del suelo o superficie reflectante y el ángulo de inclinación, de ello depende el rendimiento que pueden llegar a alcanzar el módulo fotovoltaico bifacial. Es por ello que este proyecto de investigación experimental es muy importante debido a que con las pruebas realizadas se nos da a conocer el rendimiento de conversión que pueden llegar a alcanzar los módulos fotovoltaicos bifaciales bajo las condiciones geográficas del lugar de estudio.

#### **1.3.2 Justificación social**

Este estudio pretende incrementar el poco conocimiento que se tiene acerca de esta nueva tecnología de módulos fotovoltaicos bifaciales y la eficiencia que se puede lograr bajo las condiciones climáticas de la región Puno. De esta manera la EPIER contribuirá en brindar información a la comunidad científica y a la sociedad para que se utilice esta nueva tecnología en los diferentes proyectos de generación fotovoltaica en la región.

### **1.3.3 Justificación ambiental**

El uso de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica afecta negativamente al cambio climático a nivel mundial. Es por ello que se busca realizar más investigaciones con respecto al uso de las energías renovables, una de ellas es el uso de la energía solar fotovoltaica el cual va avanzando con tecnologías cada vez más actuales y eficientes los cuales no son contaminantes al medio ambiente.

### **1.3.4 Justificación económica**

Los módulos fotovoltaicos bifaciales ofrecen una mayor ganancia energética frente a los módulos fotovoltaicos monofaciales lo cual resulta atractivo para el ámbito económico en términos de generación de energía. A su vez se puede mejorar la producción de energía en un mismo módulo fotovoltaico bifacial dependiendo de la superficie reflectante y el factor de bifacialidad.

## CAPÍTULO II

### REVISIÓN DE LA LITERATURA

#### 2.1 Antecedentes del problema de investigación

A nivel internacional se tiene el trabajo de investigación Reyniel (2019), quien plantea un estudio comparativo del rendimiento de la tecnología fotovoltaica bifacial a diferentes condiciones de irradiancia y temperatura. En su metodología indica que se realiza una simulación de una planta de 24 kW de 60 módulos bifaciales de 400 Wp cada uno de ellos, los cuales serán soportados por dos filas horizontales. Para la simulación se utiliza el software Orcad Circuit Simulation el cual graficará las curvas I-V y P-V del sistema, dicha simulación se realizará bajo tres condiciones de superficie reflectante las cuales son piedra blanqueada, grava o superficie gris y superficie aluminio brillante. Como resultado del análisis la superficie de aluminio brillante proporciona mayor reflectancia sin embargo sería más costosa dicha instalación por lo cual se elige la superficie más óptima de piedra blanqueada el cual tiene una ganancia bifacial de 20.3% y siendo este con mayor rendimiento y de bajo costo.

En otra investigación podemos mencionar a De la Calle (2021), quien tiene como objetivo caracterizar las curvas I-V en módulos fotovoltaicos bifaciales para determinar su ganancia bifacial. Se utilizaron 3 bloques de módulos fotovoltaicos bifaciales de la marca LG de 400 W, para adquirir datos se utilizó un trazador de curvas I-V de la marca HT y su software TopView, se aplicó la metodología de irradiancia elevada  $G_e$  basándose en la norma IEC 60904-1-2:2019 que consta en medir las bifacialidades del lado frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial. Como resultados nos muestra que la ganancia bifacial es de 11.5 %, 9 % y 11.1 % y un poder bifacial bi-fi de  $0.3091 \text{ W}/(\text{Wm}^2)$ ,  $0.2524 \text{ W}/(\text{Wm}^2)$  y  $0.3136 \text{ W}/(\text{Wm}^2)$  respectivamente para cada bloque. En Colombia se realizó una investigación de módulos fotovoltaicos bifaciales flotantes y módulos monofaciales, donde la finalidad de su investigación fue maximizar el aprovechamiento de los recursos con los módulos bifaciales, estos sistemas estuvieron instalados en sistemas flotantes y terrestre. Como resultado se obtuvieron el aprovechamiento de recurso solar con una ganancia de hasta 30 % en sistemas bifaciales terrestres sin embargo en los sistemas flotantes bifaciales solo se obtuvo una ganancia de 2 % debido

a la baja reflectancia del agua, en cambio los sistemas monofaciales flotantes suelen ser más atractivas debido a la refrigeración que ofrece el agua (Vega, 2019).

Otra investigación realizada en España por Herzog & Méndez (2022), quienes plantean mostrar el potencial y viabilidad de la tecnología basada en paneles bifaciales como alternativa para aumentar el rendimiento de plantas de producción fotovoltaica. En su metodología realiza una simulación de funcionamiento de un módulo fotovoltaico monofacial de 300 Wp frente a uno bifacial de 300 Wp, para realizar una comparativa de rendimiento para luego realizar una simulación de parque fotovoltaico en Canarias mediante el uso del lenguaje de programación de Python, utilizando la librería PVLIB. De la misma forma se realizó una simulación cambiando las tecnologías monofaciales por bifaciales con una misma potencia nominal de 1.1 MW en la planta fotovoltaica de Tenerife. se tiene como resultado que en el caso de la planta fotovoltaica en Canarias que con el uso de módulos fotovoltaicos bifaciales se tiene un aumento de producción del 19 %, con un rendimiento de hasta el 20.5 % frente a los módulos monofaciales con un rendimiento de 14.3 %. En la planta fotovoltaica de Tenerife con tecnología bifacial alcanza un rendimiento del 17.9 % y la producción aumenta en un 18.09 % lo que supone producir un adicional de 400 MW anual a comparación de la planta real que emplean módulos fotovoltaicos monofaciales que alcanzan un rendimiento de 15 %.

En Argentina el proyecto de investigación realizada por Chafoya et al. (2021), quienes realizan una comparación experimental de la producción de un módulo fotovoltaico tradicional con respecto a un módulo bifacial. En donde se utilizaron dos módulos fotovoltaicos monofaciales AS-6P30 de 280 Wp para simular un bifacial a un ángulo de inclinación de 13°, las pruebas se realizaron a una altura de 1 m y 2 m para distintas superficies reflectantes (concreto con un albedo de 0.30, superficie blanca con un albedo 0.80, superficie verde a un albedo de 0.16, superficie café con un albedo de 0.10 y superficie negra con un albedo de 0.07). En los resultados muestra las mayores ganancias bifaciales se dieron sobre la superficie blanca con 20.47 %, seguido de la superficie verde con una ganancia del 13.47 %, mientras que la menor ganancia fue de 4.54 % en la superficie negra. Considerando la altura las mayores ganancias se dieron a 2 m para la superficie blanca, concreto y negro, mientras que para las superficies verde y café fueron a 1m de altura. En otra investigación que tiene la finalidad de medir y

comparar el rendimiento de un sistema fotovoltaico bifacial y monofacial, para lo cual se instalaron los módulos fotovoltaicos con una estructura elevada sobre la azotea plana pintada de blanco de un edificio industrial, los datos se adquirieron a través de optimizadores de energía y proporcionados por el portal de seguimiento cada día durante un año. Los resultados obtenidos fueron que en los módulos bifaciales con un factor de bifacialidad del 70 % se obtiene una ganancia bifacial entre 15 % a 17 % en comparación de módulos monofaciales, sin embargo al cabo de un año la ganancia se redujo de 5 % a 7 % debido a la disminución del albedo por crecimiento de musgos y contaminación (Muehleisen et al., 2021).

A nivel nacional tenemos el trabajo de investigación de Espinoza (2022) quien plantea evaluar la eficiencia energética, la viabilidad económica y el impacto ambiental módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales. En su metodología realiza un comparativo entre un sistema de 50 módulos fotovoltaicos bifaciales monocristalinos de la marca Canadian Solar de 320 W con un total de 16 kWp y 42 módulos fotovoltaicos monofaciales de tecnología monocristalinos (monoperc) de la marca Qcells de 375 W con un total de 15.75 kWp, todo ello a una inclinación de 15° y orientación norte. El monitoreo de datos eléctricos se realizó a través de Home Manager a través de internet por el aplicativo Sunny Portal y la irradiancia y temperatura a través de celdas calibradas y circuitería que son adquiridos en una computadora por el software LabView mediante un módulo de comunicación RS485, los datos fueron adquiridos durante mayo del 2021 a abril del 2022. Como resultados en la muestra mensual de generación de energía solo en los meses de mayo y agosto del 2021 son a favor del sistema bifacial. Y el resto de los meses los sistemas monofaciales tuvieron mejor eficiencia en la conversión energética, de manera anual el rendimiento energético de los sistemas monofaciales y bifaciales son de 74.68 % y 66.12 % respectivamente, este resultado se debe a las variaciones de los parámetros climáticos y sobre todo a la poca reflectividad del suelo en el albedo el cual es de cemento. En la viabilidad económica el periodo de recuperación en sistemas monofaciales es de 8.49 años y en sistemas bifaciales 9.45 años.

A nivel local no se encontraron antecedentes del problema de investigación planteada es por ello que es de vital importancia esta investigación para dar a conocer el rendimiento de un módulo fotovoltaico bifacial, ya que tener más información por este

tipo de tecnologías y los beneficios que este puede ofrecer contribuirán a su expansión en el mercado nacional y local para su utilización en plantas solares y viviendas el cual dará paso a futuros proyectos de investigación con estas tecnologías actuales que cada vez son más utilizadas a nivel mundial.

## **2.2 Marco teórico**

### **2.2.1 Radiación solar**

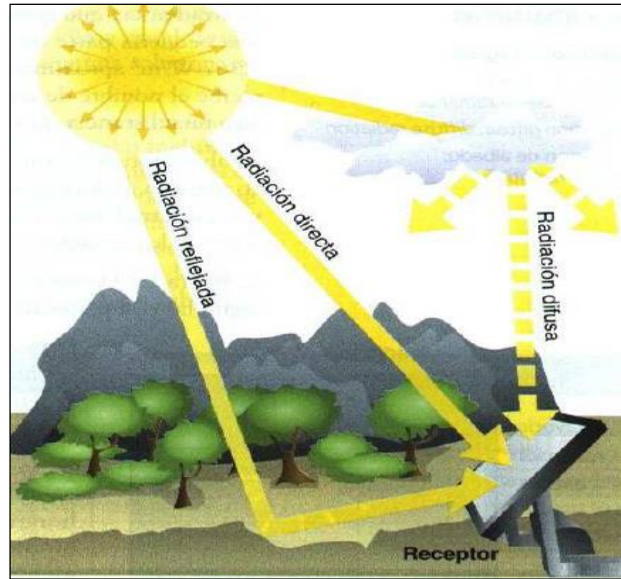
La radiación solar es la energía que llega a la superficie de la tierra procedente del sol en la forma de ondas electromagnéticas de distintas longitudes de onda y frecuencias. En donde es necesario conocer la cantidad de radiación solar en determinada localidad para poder realizar un correcto análisis del rendimiento de los módulos fotovoltaicos (Apaza & Puma, 2015).

### **2.2.2 Tipos de radiaciones solares**

La radiación solar sobre la superficie se clasifica en tres:

- **Radiación directa:** son las que se reciben directamente del sol.
- **Radiación difusa:** los forman los rayos solares dispersados por la atmósfera en dirección del receptor.
- **Radiación reflejada o albedo:** es reflejada por la superficie en dirección del receptor. Depende directamente de la naturaleza y los objetos que rodean al receptor.

En la Figura 3, se muestra los tipos de radiaciones solares sobre una superficie horizontal los cuales son: radiación directa, radiación difusa y radiación reflejada o albedo.



**Figura 3.** Tipos de radiación sobre una superficie (Castejon & Santamaria, 2010).

### 2.2.3 Unidades de radiación solar

Las unidades de medida de la radiación solar se da más comúnmente en  $W/m^2$  aunque también se pueden expresar en otras unidades, según Pareja (2010), para poder determinar la radiación solar en una determinada zona se deben tener en cuenta los siguientes conceptos:

- **Irradiancia:** Es la radiación que incide en un instante sobre una superficie determinada, en donde nos indica la intensidad de la radiación solar en  $W/m^2$ .
- **Irradiación:** Es la energía por unidad de superficie a lo largo de un periodo de tiempo se pueden expresar en términos de energía  $J/m^2$  o en términos de potencia  $Wh/m^2$ .

### 2.2.4 Módulos fotovoltaicos

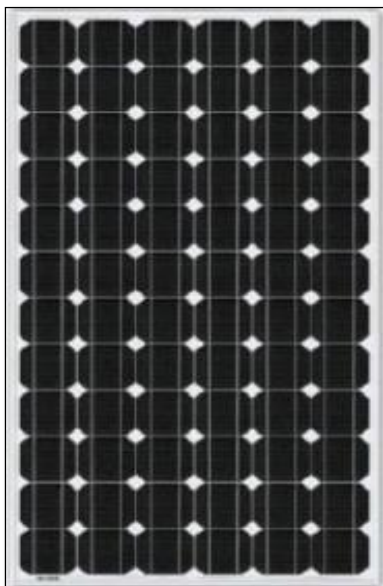
Los módulos fotovoltaicos constan de un conjunto de celdas fotovoltaicas hechas de materiales semiconductores como el silicio y están interconectados eléctricamente y protegidos contra la intemperie que son los encargados de convertir la radiación solar en electricidad de corriente continua, por lo general están cubiertas por un vidrio templado y un marco de aluminio templado para facilitar su transporte e instalación (Martinez, 2013).

### 2.2.5 Módulo fotovoltaico monocristalino

Los módulos fotovoltaicos monocristalinos son fabricados con silicio y son celdas de un solo cristal ya que en este tipo de tecnología el silicio no está fundido, sino que está cortado en láminas, lo que lo hace de una pureza más alta y mayor eficiencia, para reconocer este tipo de celdas son de un aspecto oscuro, uniforme de color en toda la superficie y bordes de forma redondeada (Hilcu, 2022). Las características de un módulo fotovoltaico monocristalino son los siguientes:

- Son muy útiles en lugares donde exista poca radiación solar durante el día, ya que ofrecen muy buen rendimiento a condicione de poca luz.
- Son mucho más eficientes que los módulos policristalinos ya que utiliza silicio de un solo cristal, sin embargo, más costosas que los policristalinos.

En la Figura 4, se puede observas un módulo fotovoltaico policristalino con su característico aspecto de color oscuro y celdas con los bordes cilíndricos.



**Figura 4.** Módulo fotovoltaico monocristalino adaptado de (Alvarez, 2022).

### 2.2.6 Módulo fotovoltaico policristalino

Los módulos fotovoltaicos policristalinos son fabricados con silicio fundido que luego se colocan moldes para obtener las células fotovoltaicas policristalinas, este proceso conlleva a obtener eficiencias menores al de los monocristalinos, para reconocer

este tipo de celdas tienen un aspecto azulino siendo los varios cristales de silicio visibles y tienen los bordes de las celdas en forma cuadrada (Hilcu, 2021). Las características de un módulo fotovoltaico policristalino son los siguientes:

- Su fabricación es más rápida que los monocristalinos lo cual involucra un menor costo en los módulos fotovoltaicos policristalinos.
- Tienen una menor eficiencia que los monocristalinos ya que utiliza silicio de varios cristales lo que conlleva a tener impurezas.

En la Figura 5, se puede observar un módulo fotovoltaico policristalino con su característico color azulino y celdas con los bordes cuadrados.

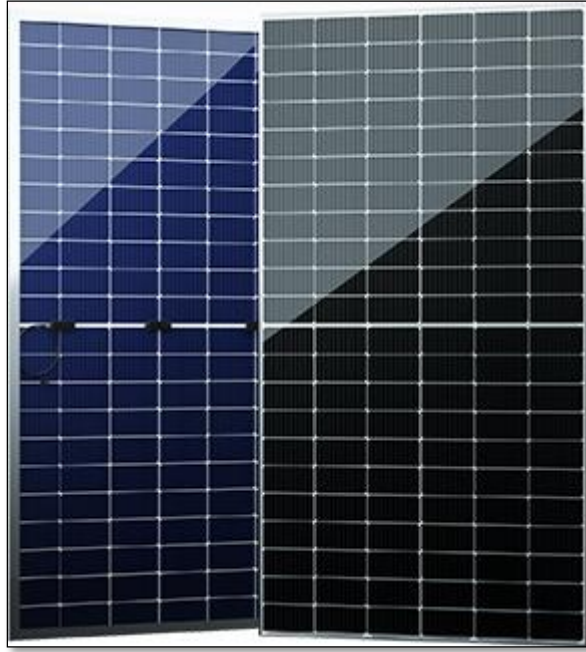


**Figura 5.** Módulo fotovoltaico policristalino adaptado de (Alvarez, 2022).

### **2.2.7 Módulo fotovoltaico bifacial**

Los módulos fotovoltaicos bifaciales tienen la característica principal de tener dos caras, tal y como su nombre lo indica aprovechando la radiación solar incidente de la parte trasera del módulo para así generar más energía. Su modelo eléctrico es similar a los módulos solares convencionales solo con la diferencia de que la corriente producida por la irradiación es igual a la suma de las corrientes de ambas caras, los módulos bifaciales son más óptimos en lugares donde se tiene más energía solar difusa y superficies o regiones con mayor albedo o caso contrario crear uno. Su máximo

aprovechamiento está dado en su configuración vertical ya que permite generar mayor energía a lo largo del día y a su vez disminuye las probabilidades de acumular polvo o ser tapados con algún objeto (Bernuy, 2018). En la Figura 6, se muestra un módulo fotovoltaico bifacial, al lado izquierdo el lado reverso y el lado derecho la parte frontal.



**Figura 6.** Módulo fotovoltaico bifacial (Sunpal, 2023).

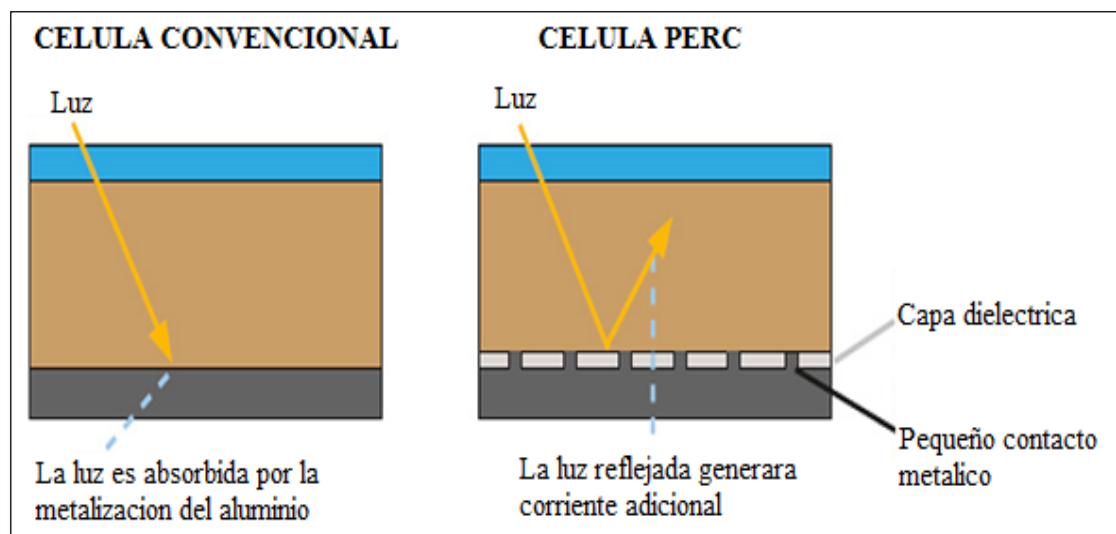
Según indica Gonzales (2020), para poder aprovechar mejor las propiedades de los módulos fotovoltaicos bifaciales se tiene que tener en consideración lo siguiente:

- **La radiación albedo:** El porcentaje de radiación que refleja de la superficie influye bastante en el rendimiento del módulo bifacial. También el tipo de superficie, es decir, los colores claros, brillantes y de textura suave tienen un albedo más alto superando los 60 % que las superficies oscuras que suelen estar entorno a los 30 %. Se entiende que una mayor radiación reflejada hará que la cara inferior del módulo produzca más energía por lo tanto se obtendrá mayor rendimiento.
- **Distancia entre paneles:** Si la distancia entre módulos fotovoltaicos bifaciales es mayor la radiación que capta la parte inferior es mayor puesto que cada módulo se beneficia con una mayor superficie reflectante.

- **Sombreado de estructuras:** Los elementos de cableado conexiones y fijación en la parte inferior pueden ocasionar una pérdida del 20 % en captación de luz reflectante de los módulos bifaciales, por lo cual se debe colocar un soporte que minimice sombreado innecesario.
- **Altura de las placas solares:** La altura de las placas solares también es un factor importante en el rendimiento del módulo fotovoltaico bifacial, ya que a mayor altura del módulo menor sombreado por el mismo a la superficie reflectante por lo cual recibe mayor radiación albedo.

### 2.2.8 Tecnología fotovoltaica PERC

La tecnología PERC (Passivated Emitter Rear Cell) viene siendo más utilizada en módulo fotovoltaico más recientes y novedosos ya que contiene una capa reflejante o dieléctrica para un mejor aprovechamiento de la radiación solar ya que la radiación extra rebota en la capa reflectante lo cual concluye que las capas emisora y base puedan re-utilizar la radiación solar para poder seguir produciendo electricidad e incrementar la eficiencia de los módulos fotovoltaicos. A su vez en los módulo fotovoltaico bifaciales las células PERC permiten que la luz que incidente en la superficie reversa entre en la célula desde el lado expuesto para crear una conversión fotoeléctrica en el lado frontal y reverso (Jiménez, 2021). En la Figura 7, se puede ver cómo funciona una célula PERC frente a una célula fotovoltaica tradicional.



**Figura 7.** Funcionamiento de una célula tradicional y PERC adaptado de (Nevado, 2018).

Según Nevado (2018), las ventajas que las células PERC nos pueden proporcionar frente a las células convencionales son las siguientes:

- Mayor rendimiento frente a las células convencionales en horas de la mañana, tarde y días nublados ya que tiene mayor sensibilidad a las longitudes de onda larga.
- Las células PERC generan menos calor que los convencionales, lo cual implica menor pérdida de energía por calentamiento de células fotovoltaicas.
- Mayor producción de energía que las células convencionales con baja irradiancia.

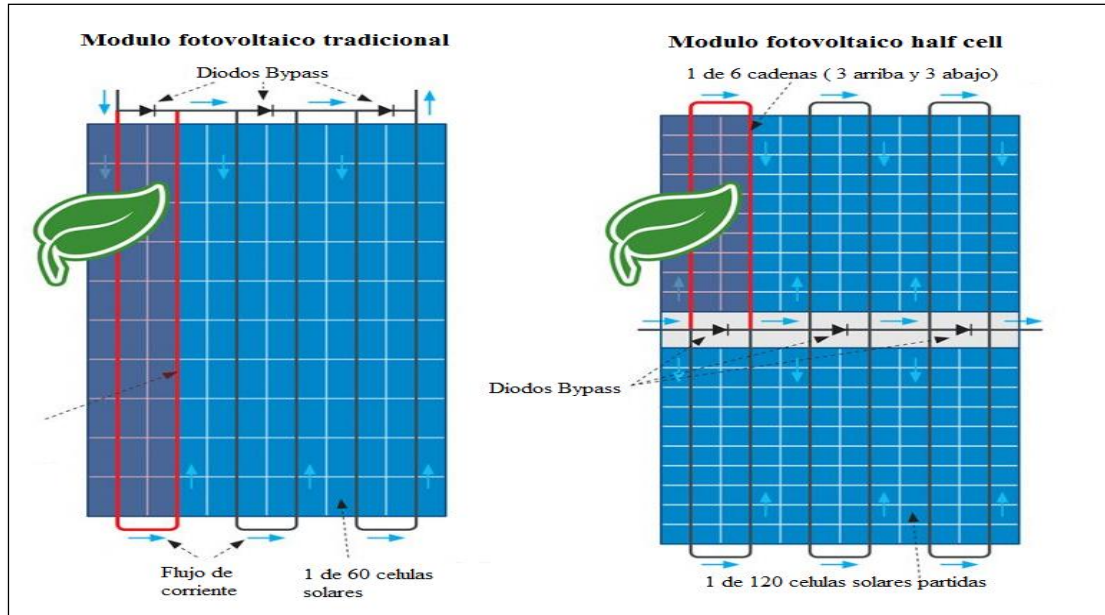
### **2.2.9 Tecnología fotovoltaica half cell**

La tecnología half son células solares semi cortadas que aumentan la producción de la energía al reducir su tamaño de las células lo cual ocasiona que se dupliquen el número de células, es decir, los módulos tradicionales de 60 y 72 células, ahora son de 120 y 144 células solares; el módulo fotovoltaico se divide por la mitad donde la parte inferior y superior funcionan de forma independiente lo que involucra mayor generación de energía, incluso si una de las mitades se encuentra sombreada (Almerini, 2021).

Las ventajas de la tecnología Half Cell que nos pueden ofrecer frente a los módulos tradicionales son las siguientes:

- Mayor rendimiento y salida de potencia que los módulos fotovoltaicos tradicionales en caso de presentar sombreadamientos parciales.
- Reducción de la resistencia interna.
- Menor pérdidas por calentamiento de celdas y puntos calientes.

En la Figura 8, se puede observar a detalle las diferencias entre un módulo fotovoltaico tradicional de un módulo fotovoltaico Half Cell (célula partida).

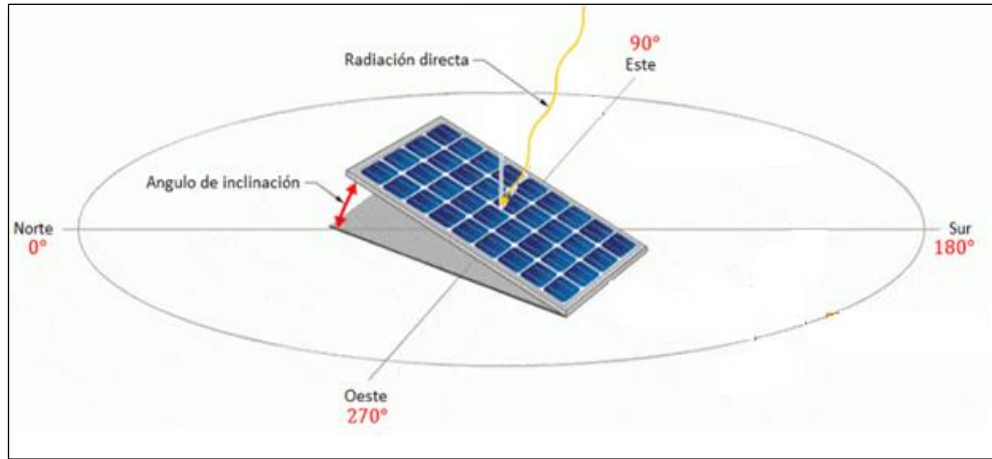


**Figura 8.** Diferencias entre un módulo fotovoltaico tradicional y Half Cell adaptado de (Voltacon, 2020).

### 2.2.10 Angulo de inclinación y orientación de un módulo fotovoltaico

Es el Angulo que forma la superficie del módulo fotovoltaico con la radiación solar, para producir o captar mayor radiación solar para ello se tiene que colocar en posición perpendicular con respecto al módulo fotovoltaico. Pero cuando el sol cambie su rotación en el trayecto del día incluso al transcurso del año la posición optima de la superficie incluso tendrá que ser variable, debido a este factor se tiene que buscar un Angulo de inclinación optima dependiendo al lugar y la radiación solar (Monar, 2015).

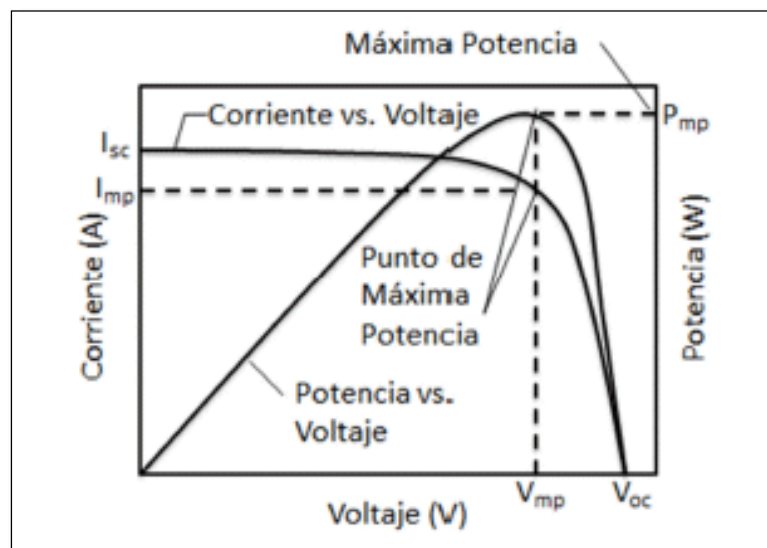
Para tener un máximo aprovechamiento de la radiación solar conviene realizar la orientación de los módulos fotovoltaicos hacia el sur si estamos en el hemisferio norte, y al norte si estamos en el hemisferio sur de esta forma se consigue optimizar el tiempo de exposición a la radiación solar y el ángulo de incidencia mejorando la captación de energía solar. En la Figura 9, se puede apreciar el ángulo de inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos.



**Figura 9.** Angulo de inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos adaptado de (Planas, 2016).

### 2.2.11 Trazador de curvas de módulos fotovoltaicos

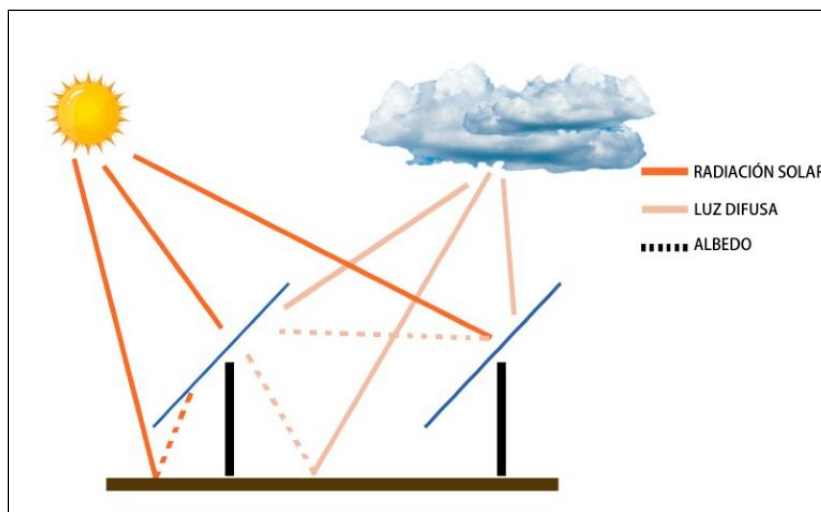
El trazador de curvas es un dispositivo que toma muestra de datos de corriente y voltaje de un módulo fotovoltaico utilizando una carga variable para obtener diferentes puntos que conforman una curva de corriente – voltaje. Este dispositivo también tiene un régimen de control en cual desconecta y reconecta el módulo de la carga para obtener datos en tiempos fijos, el cual le permite el monitoreo de datos del módulo fotovoltaico (Vargas & Abrahamse, 2014). En la Figura 10, se muestra la curva característica de corriente – voltaje de un módulo fotovoltaico.



**Figura 10.** Curva característica de corriente – voltaje (Vargas & Abrahamse, 2014).

### 2.2.12 Albedo y ganancia bifacial

El albedo es la capacidad de que tiene un material o superficie para reflejar la radiación incidente, puede variar según el tipo de suelo o material reflectante ya sea materiales naturales como el suelo de la superficie o materiales artificiales o sintéticos para aumentar su capacidad de reflectancia, donde podemos decir que el valor del coeficiente del albedo se encuentra en un rango de 0 a 1, siendo 0 un cuerpo negro y 1 un cuerpo blanco. El albedo es uno de factores más influyentes en los módulos fotovoltaicos bifaciales a comparación de los monofaciales, ya que es el porcentaje de radiación solar que se refleja en la superficie de del suelo y es aprovechada por la parte reversa del módulo fotovoltaico bifacial, esta contribución de la parte reversa del módulo fotovoltaico bifacial es un porcentaje muy inferior con respecto a la radiación solar directa que incide en la parte frontal, pero puede suponer una gran diferencia en producción de energía en comparación con los módulos monofaciales lo cual es considerado como la ganancia bifacial, se considera que la radiación recibida por un módulo fotovoltaico bifacial puede tener una ganancia bifacial de hasta el 30 % a comparación de los monofaciales dependiendo del albedo de la superficie (Martín, 2022). En la Figura 11, nos muestra los tipos de radiación solar que aprovecha el módulo fotovoltaico bifacial y cómo influye en ella el albedo, lo cual conlleva a la ganancia bifacial según el tipo de superficie.



**Figura 11.** Tipos de radiación que aprovecha la parte frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial (CambioEnergetico, 2019).

## **CAPÍTULO III**

### **MATERIALES Y MÉTODOS**

#### **3.1 Formulación de hipótesis**

##### **3.1.1 Hipótesis general**

La evaluación a diferentes ángulos de inclinación e irradiancia del módulo fotovoltaico bifacial ayudara a determinar su rendimiento.

##### **3.1.2 Hipótesis específicas**

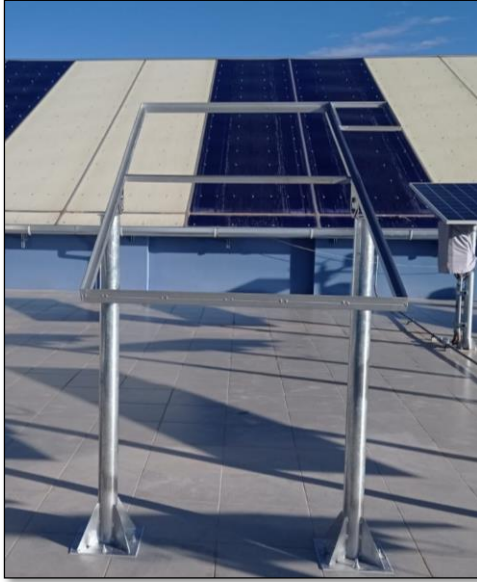
- El trazador de curvas ayudara a obtener los parámetros fotovoltaicos de un módulo fotovoltaico bifacial.
- El rendimiento de conversión de un módulo fotovoltaico bifacial es mayor a un ángulo de inclinación adecuado según la estación del año.
- Con la ganancia bifacial se obtiene un mayor rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial.

#### **3.2 Materiales y equipos**

Los materiales y equipos utilizados en el presente proyecto de investigación son los siguientes:

##### **3.2.1 Estructura metálica de soporte**

Se construyó una estructura metálica versátil para el soporte del módulo fotovoltaico bifacial que consta de un biposte, con 1.60 m de altura de acero galvanizado, planchas de acero inoxidable, tuercas y tornillos en acero inoxidable. En esta estructura se puede variar el ángulo de inclinación de tal forma de realizar las mediciones planteadas. El material fue seleccionado con el fin de soportar las condiciones climáticas de la región Puno. En la Figura 12, se muestra la estructura utilizada que es ajustable para modificar los ángulos de inclinación.



**Figura 12.** Estructura ajustable para modificar el ángulo de inclinación.

### **3.2.2 Módulo fotovoltaico bifacial**

Se utilizó un módulo fotovoltaico bifacial de silicio monocristalino de 405 W de la marca Trina Solar el cual fue instalado con orientación hacia el norte y con los ángulos de inclinación ajustable y modificable tal y como se observa en la Figura 13. En la Tabla 1, se muestra las especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico bifacial monocristalino de 405 W de la marca Trina Solar dadas por el fabricante.



**Figura 13.** Módulo fotovoltaico bifacial monocristalino de 405 W.

**Tabla 1***Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico bifacial de 405 W.*

<b>Módulo fotovoltaico bifacial Trina Solar 405 W</b>	
<b>Datos eléctricos (STC)</b>	
Potencia máxima ( $P_{max}$ )	405 W
Tolerancia de potencia	+ 5 %
Voltaje de máxima potencia ( $V_{mpp}$ )	41.1 V
Corriente de máxima potencia ( $I_{mpp}$ )	9.86 A
Voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ )	49.1 V
Corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ )	10.37 A
Eficiencia (%)	19.7 %
Ganancia de potencia máxima	25 %
STC: Irradiancia 1000 W/m <sup>2</sup> , Temperatura de celda 25 °C, AM 1.5	
<b>Coefficientes de temperatura</b>	
Temperatura nominal de operación (NMOT)	41 °C (±3 °C)
Coefficiente de temperatura de $P_{max}$	-0.35 %/°C
Coefficiente de temperatura de $V_{oc}$	-0.25 %/°C
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$	0.04 %/°C

Nota. los datos fueron obtenidos del manual del fabricante

### 3.2.3 Microinversor

El microinversor es el encargado de convertir a energía DC a AC y nos permite la conexión a la red. El microinversor utilizado es de 600 W de modelo SG600MS y es el equipo que garantizará que el módulo bifacial trabaje siempre en el punto de máxima potencia (condiciones de trabajo), de esta forma los resultados obtenidos podrán ser extrapolados a otros sistemas similares bajos estas condiciones de generación. El microinversor se visualiza en la Figura 14 y en la Tabla 2, se muestra las especificaciones técnicas del microinversor de 600 W utilizado en el presente proyecto de investigación.



**Figura 14.** Microinversor SG600MS de conexión a red.

**Tabla 2**

*Especificaciones técnicas del microinversor SG600MS con conexión a red.*

<b>Microinversor SG600MS de conexión a red</b>	
<b>Entrada de datos CC</b>	
Entrada máxima de potencia	600 W
Entrada máxima de corriente	20 A
Entrada máxima de voltaje	60 V
Rango de voltaje MPPT	28 V-55 V
Rango de voltaje de operación	20 V -60 V
<b>Salida de datos AC</b>	
Potencia nominal de salida	590 W
Potencia máxima de salida	600 W
Corriente máxima de salida	2.56 A
Rango de voltaje de salida	180 V - 280 V
Frecuencia nominal de salida	50 Hz / 60 Hz
Factor de potencia	> 0.99
<b>Eficiencia</b>	
Máxima eficiencia	95 %
Eficiencia nominal MPPT	99.9 %
Eficiencia ponderada CEC	93.5 %

Nota. los datos fueron obtenidos del manual del fabricante

### 3.2.4 Trazador de curvas I-V

El trazador de curvas I-V es un equipo que nos permite obtener los parámetros fotovoltaicos los cuales son la corriente de corto circuito, corriente de máxima potencia, voltaje de circuito abierto, voltaje de máxima potencia, potencia máxima, temperatura y la irradiancia incidente en el módulo fotovoltaico, a condiciones estándares y nominales. En la Figura 15, del lado izquierdo se muestra el trazador de curvas I-V y del lado derecho sus accesorios que son una celda calibrada para medir irradiancia, sensor de temperatura PT100 para medir temperatura, un seccionador de seguridad y cables de conexión para los módulos fotovoltaicos con entradas MC4.



**Figura 15.** Trazador de curvas I-V Gossen Metrawatt Profitest PV del laboratorio de energía fotovoltaica de la EPIER.

### 3.2.5 Medidor de energía DC

El medidor de energía en CC Eastron DCM230 de riel DIN están diseñados para medir y monitorear sistemas en CC, dentro de sus parámetros más importantes esta la corriente, voltaje, potencia y energía. Se puede acceder a todos los datos del medidor a través de RS485 utilizando Modbus RTU, tiene fuente de alimentación de 9 V a 60 V en CC, dicho medidor de energía CC Eastron DCM 230 se muestra en la Figura 16. En la Tabla 3, se muestra las especificaciones técnicas del medidor de energía CC utilizado en el presente proyecto.



**Figura 16.** Medidor de energía CC de la marca Eastron DCM 230.

**Tabla 3**

*Especificaciones técnicas del medidor de energía CC Eastron DCM 230.*

<b>Medidor de energía CC Eastron DCM 230</b>	
<b>Rangos de medición, entradas y salidas</b>	
Entrada de voltaje CC	5 V-1000 V
Entrada de corriente CC	0-2000 A
Entrada shunt	75 mV por defecto, 60 mV /45 mV opcional
Consumo de energía	≤ 0.5 VA
Salida	Salida de pulsos + RS485 Modbus
Fuente de alimentación auxiliar	9 V-60 V CC
<b>Exactitud de la medición</b>	
Potencia	1 % del rango máximo
Voltaje	0.5 % del rango máximo
Corriente	0.5 % del rango máximo
Energía activa	1 % del rango máximo
<b>Comunicación Modbus</b>	
Interface estándar y protocolo	RS485 y Modbus RTU
Dirección de comunicación	1-247
Distancia máxima de transmisión	1000 m
Tasa de baudíos	1200-19200 bps
Paridad	none (por defecto) /odd/even
Bits de parada	1 o 2

Nota. los datos fueron obtenidos del manual del fabricante

### 3.2.6 Resistencia shunt

La resistencia shunt nos permite medir la corriente de forma indirecta, permitiendo maximizar el rango de medición, la resistencia shunt utilizada es de 15A a 75mV el cual se puede observar en la Figura 17.



**Figura 17.** Resistencia shunt de 15 A a 75 mV.

### 3.2.7 Convertidor RS-485 a USB

Se utilizó un convertidor RS-485 a USB que se puede observar en la Figura 18, el cual nos permite la comunicación entre el medidor de energía CC Eastron DCM 230 y la PC mediante una comunicación Modbus para su posterior monitoreo de datos.



**Figura 18.** Convertidor RS-485 a USB.

### 3.2.8 Celda calibrada

Las celdas calibradas nos permiten medir la radiación solar que incide sobre el lugar o el módulo fotovoltaico. En la Figura 19, se muestra la celda calibrada utilizada para medir radiación solar incidente en el módulo fotovoltaico.



**Figura 19.** Celda calibrada para medir irradiancia.

### 3.2.9 Data logger Keysight

Para la adquisición de datos fue utilizado el datalogger de marca Keysight, que es un grabador independiente que registra datos en tiempo real pueden ser una o más variables, tales como voltaje, temperatura y corriente; el cual nos permite descargar, programar, configurar mediante su software de Keysight BenchVue. En la Figura 20, se muestra la data logger utilizado para adquirir datos de la irradiancia.



**Figura 20.** Data logger Keysight.

### **3.3 Software**

Para la adquisición de datos y su posterior análisis durante la ejecución del proyecto de investigación se utilizaron los siguientes softwares:

- PV Analyzator
- LabView
- Keysight BenchVue
- Excel

### **3.4 Metodología**

Esta investigación es del tipo aplicado experimental porque se va utilizar un módulo fotovoltaico bifacial donde se realizará pruebas para verificar su rendimiento de conversión y la ganancia bifacial, limitándose a una evaluación en tiempos o fechas diferentes para cada prueba de diferentes ángulos de inclinación e irradiancia ya que se utilizará un solo módulo fotovoltaico bifacial. Tiene un nivel descriptivo ya que busca especificar, medir y evaluar sus características del módulo fotovoltaico bifacial.

La metodología a seguir es instalar un módulo fotovoltaico bifacial en las instalaciones de la EPIER para sus respectivas pruebas de rendimiento y ganancia bifacial. Seguidamente se tomaron datos con el trazador de curvas I-V, midiendo las bifacialidades del módulo fotovoltaico para luego aplicar el método de irradiancia elevada  $G_e$  apoyándose en la normativa IEC 60904-1-2:2019 el cual nos permite obtener la ganancia bifacial en STC. Finalmente, para obtener datos en condiciones reales se instaló un medidor de energía DC seguidamente un microinversor con conexión a red para su posterior análisis del rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial.

#### **3.4.1 Ubicación del proyecto de investigación**

El presente proyecto de investigación tiene lugar en el instituto de energías renovables y eficiencia energética de la Universidad Nacional de Juliaca ubicado a una latitud de -15.4112, latitud de -70.0956 y una altitud de 3832 m.s.n.m. En la Figura 21, se puede observar el lugar donde se realiza el análisis del rendimiento de conversión y la ganancia bifacial de un módulo fotovoltaico bifacial monocristalino de la marca Trina Solar de 405 W.



**Figura 21.** Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética – de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables en la sede Ayabacas UNAJ (Google Earth).

### 3.4.2 Instalación del módulo fotovoltaico bifacial

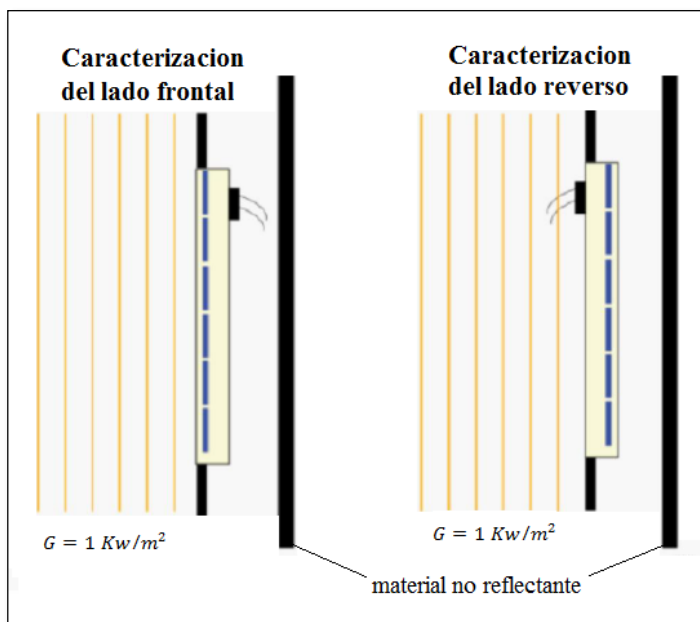
La estructura está construida con tubos de acero galvanizado, ángulos, plancha, tuercas y tornillos de acero inoxidable para soportar las condiciones climáticas de la región Puno, tiene un diseño para para no interferir con sombreadamientos a la parte frontal y reverso del módulo fotovoltaico y maximizar la captación de radiación solar incidente. Se encuentra a una altura de 1.60 m entre la base y la superficie del suelo, ya que según la norma IEC 60904-1-2 para uniformizar la radiación solar incidente en la parte reversa del módulo fotovoltaico bifacial se debe de elevar a más de 0.5 m de altura entre la parte más baja del módulo con respecto a la superficie del suelo, así como también tener una superficie reflectante uniforme. En la Figura 22, se muestra el antes y el después de la instalación del módulo fotovoltaico bifacial.



**Figura 22.** Instalación del módulo fotovoltaico bifacial.

### 3.4.3 Trazado de curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial

El trazado de curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial se realizó según la normativa de la IEC 60904-1-2 (medición de las características de corriente y voltaje de dispositivos fotovoltaicos bifaciales) donde nos indica como tomar datos de los parámetros fotovoltaicos de un módulo fotovoltaico bifacial. Para caracterizar el módulo fotovoltaico bifacial se tiene que obtener las bifacialidades, para lo cual se tiene que tomar datos cubriendo uno de los lados tanto del lado frontal y reverso y trazar las curvas por separado; también se realizó el trazado de curvas sin considerar las bifacialidades, es decir, sin cubrir con ningún material. En la Figura 23, se muestra la forma de tomar datos de curvas I-V considerando las bifacialidades, medir tanto el lado frontal y reverso por separado.



**Figura 23.** Caracterización del lado frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial, adaptado de la (IEC 60904-1-2, 2019)

### 3.4.4 Irradiancia elevada $G_e$ en exteriores

Para obtener la radiación solar equivalente se requiere la radiación solar incidente en la parte reversa del módulo fotovoltaico bifacial y las bifacialidades obtenidas con el trazador de curvas I-V. En la Figura 24, nos muestra un solarímetro y su celda calibrada de la marca HT que nos ayuda a medir la radiación solar incidente en el reverso del módulo fotovoltaico bifacial.



**Figura 24.** Celda calibrada para medir radiación solar en el reverso del módulo fotovoltaico bifacial.

Según la norma IEC 60904-1-2, la irradiancia equivalente se puede obtener a través de la siguiente ecuación:

$$G_e = 1000 \frac{W}{m^2} + \varphi \times G_r \quad (1)$$

donde,  $G_e$  es la irradiancia elevada equivalente en  $W/m^2$ ,  $G_r$  es la irradiancia del reverso en  $W/m^2$  y  $\varphi$  es el factor de bifacialidad. El factor de la bifacialidad es el valor mínimo de la bifacialidad de la potencia y corriente.

$$\varphi = \text{Min}(\varphi_{I_{SC}}, \varphi_{P_{max}}) \quad (2)$$

Para determinar la bifacialidad de corriente de cortocircuito y potencia máxima se realiza mediante una relación de la parte frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial, el cual se ve reflejado en la ecuación (3) y (4).

$$\varphi_{I_{SC}} = \frac{\varphi_{I_{SC, rear}}}{\varphi_{I_{SC, front}}} \quad (3)$$

donde,  $\varphi_{I_{SC}}$  es la bifacialidad de corriente de cortocircuito que esta expresado en porcentaje,  $\varphi_{I_{SC, rear}}$  es la corriente de corto circuito del lado reverso expresado en A y  $\varphi_{I_{SC, front}}$  es la corriente de corto circuito del lado frontal expresado en A.

$$\varphi_{P_{max}} = \frac{\varphi_{P_{max, rear}}}{\varphi_{P_{max, front}}} \quad (4)$$

Donde,  $\varphi_{P_{max}}$  es la bifacialidad de la potencia máxima que esta expresado en porcentaje,  $\varphi_{P_{max,rear}}$  es la potencia máxima del lado reverso expresado en W y  $\varphi_{P_{max,front}}$  es la potencia máxima del lado frontal expresado en W.

### 3.4.5 Caracterización de módulos fotovoltaicos bifaciales

Así como los módulos fotovoltaicos monofaciales se miden en STC (*Standar Test Condition*), los módulos fotovoltaicos bifaciales requieren obtener sus datos en BSTC (*Bifacial Standar Test Condition*) con  $G = G_e$  y  $T_{cel} = 25^\circ\text{C}$ . Teniendo en cuenta la influencia del aporte de energía del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial es necesario caracterizar y corregir las curvas I-V a través de las ecuaciones (5), (6), (7) y (8) partiendo como base de los datos de operación del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial (De la Calle, 2021).

- Obtención de la corriente de cortocircuito en BSTC

$$I_{sc}(G_e, T_{cel}) = I_{sc,opc} \times \frac{G_e}{G_{opc}} \times \left[ 1 + \alpha \times (T_{cel} - T_{cel,opc}) \right] = I_{sc,BSTC} \quad (5)$$

Donde,  $I_{sc}(G_e, T_{cel})$  es la corriente en cortocircuito BSTC en A,  $I_{sc,opc}$  es la corriente de cortocircuito de operación en A,  $G_{opc}$  es irradiancia de operación en  $\text{W}/\text{m}^2$ ,  $\alpha$  es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito,  $T_{cel,opc}$  es la temperatura de celda de operación y  $T_{cel}$  es la temperatura celda en STC de  $25^\circ\text{C}$ .

- Obtención del voltaje de circuito abierto en BSTC

$$V_{oc}(T_{cel}) = V_{oc,opc} - N_s \times \beta (T_{cel} - T_{cel,opc}) = V_{oc,BSTC} \quad (6)$$

Donde,  $V_{oc}(T_{cel})$  es el voltaje de circuito abierto BSTC en V,  $V_{oc,opc}$  es el voltaje de circuito abierto de operación,  $N_s$  es el número de celdas,  $\beta$  es el coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto,  $T_{cel,opc}$  es la temperatura celda de operación en  $^\circ\text{C}$  y  $T_{cel}$  es la temperatura celda en STC en  $25^\circ\text{C}$

- Obtención de la corriente de máxima potencia en BSTC

$$I_{BSTC} = I_{opc} + \Delta I_{sc} \quad \text{con} \quad \Delta I_{sc} = (I_{sc,BSTC} - I_{sc,opc}) \times \frac{I_{opc}}{I_{sc,opc}} \quad (7)$$

Donde,  $I_{BSTC}$  es la corriente de máxima potencia en BSTC en A,  $I_{opc}$  es la corriente de operación en A,  $\Delta I_{sc}$  es la variación de corriente de corto circuito,  $I_{sc,BSTC}$  es la corriente en cortocircuito BSTC en A,  $I_{sc,opc}$  es la corriente de cortocircuito de operación en A.

- Obtención del voltaje de máxima potencia en BSTC

$$V_{BSTC} = V_{opc} + \Delta V_{oc} \quad \text{con} \quad \Delta V_{oc} = (V_{oc,BSTC} - V_{oc,opc}) \times \frac{V_{opc}}{V_{oc,opc}} \quad (8)$$

Donde,  $V_{BSTC}$  es el voltaje de máxima potencia en BSTC en V,  $V_{opc}$  es el voltaje de operación en V,  $\Delta V_{sc}$  es la variación del voltaje en circuito abierto,  $V_{oc,BSTC}$  es el voltaje de circuito abierto BSTC en V,  $V_{oc,opc}$  es el voltaje de circuito abierto de operación en V.

- Obtención de la potencia máxima en BSTC

$$P_{BSTC} = V_{BSTC} \times I_{BSTC} \quad (9)$$

Donde,  $P_{BSTC}$  es la potencia máxima en BSTC en W,  $V_{BSTC}$  es el voltaje de máxima potencia en BSTC en V y Donde,  $I_{BSTC}$  es la corriente de máxima potencia en BSTC en A.

### 3.4.6 Ganancia bifacial y poder bifacial bi-fi

Para obtener o determinar la ganancia bifacial se aplica la siguiente ecuación:

$$G_{bif} = \frac{P_{BSTC}}{P_{STC}} \quad (10)$$

Donde,  $G_{bif}$  es la ganancia bifacial,  $P_{BSTC}$  es la potencia máxima en BSTC en W y  $P_{STC}$  es la potencia máxima en STC en W.

El poder bifacial bi-fi es la ganancia de potencia que es impulsada por la radiación solar incidente en el lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial, siendo este la pendiente del ajuste lineal de  $G_r$  con  $P_{max}$ , su valor indica ganancia de potencia por unidad de irradiancia reversa y está dado en  $W/(Wm^2)$ .

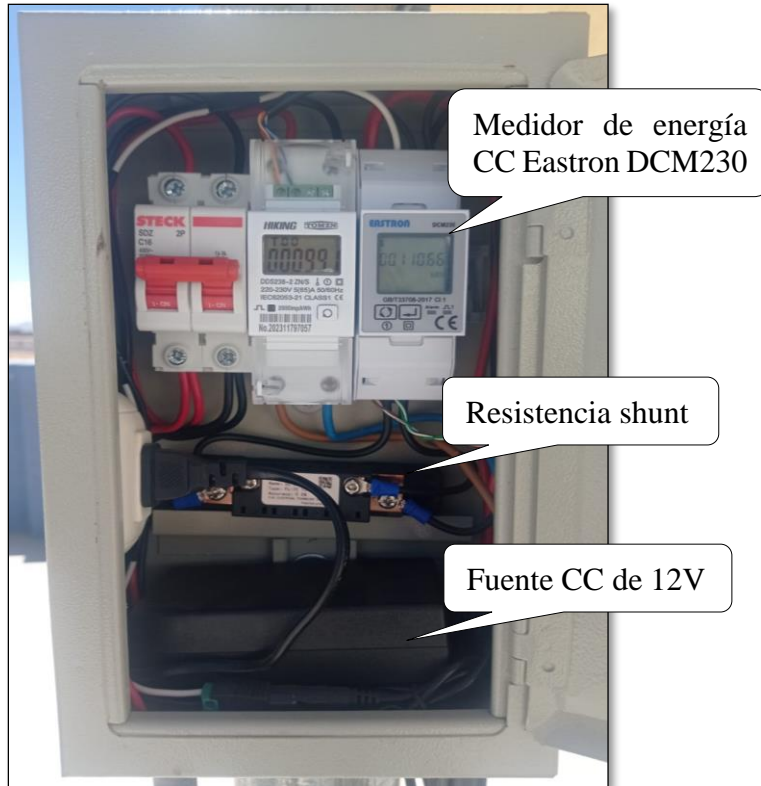
### 3.4.7 Instalación del medidor de energía CC y microinversor

El microinversor de conexión a red se instaló debajo del módulo fotovoltaico bifacial en la parte media donde están las borneras y caja de conexiones del módulo bifacial para no interferir en la radiación solar incidente en el reverso del módulo y a su vez con el fin de proteger al microinversor de la lluvia y estar en un lugar ventilado para su correcto funcionamiento. En la Figura 25, se muestra el microinversor de conexión a red y el tablero de adquisición de datos de los parámetros fotovoltaicos.



**Figura 25.** Instalación de microinversor y tablero de medición de energía en CC.

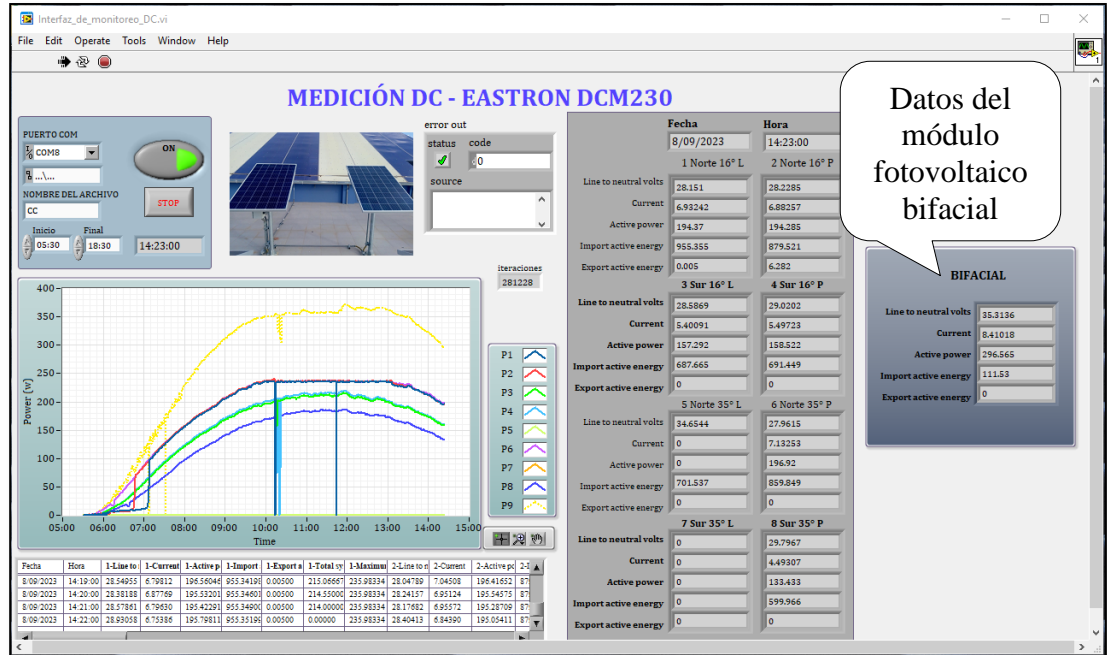
El tablero metálico utilizado tiene las dimensiones 26x16x8 0.6mm, el cual es el encargado de proteger de la intemperie a los medidores de energía y a su vez permitir el conexionado de los mismos. El medidor de energía DC Eastron DCM 230 tiene una fuente de alimentación de 12 V en CC y utiliza una resistencia shunt para medir la corriente tal y como se muestra en la Figura 26.



**Figura 26.** Tablero de adquisición de datos.

### 3.4.8 Monitoreo y adquisición de datos

La adquisición y monitoreo de datos se realizó mediante una PC, para lo cual se realizó una conexión entre el medidor de energía CC Eastron DCM 230 y la PC mediante un cableado y el uso de un convertidor RS-485. Para adquirir, monitorear y guardar los datos del medidor de energía CC se adjuntó a una programación en el software de LabView mediante el protocolo Modbus, el cual era el encargado de monitorear los datos de un sistema denominado monopostes que consta de 8 módulos fotovoltaicos policristalinos los cuales son evaluados de manera independiente y también cuentan con los medidores de energía CC Eastron DCM 230 para adquirir datos de sus parámetros fotovoltaicos. En la Figura 27, se muestra el interfaz de monitoreo y adquisición de datos del medidor de energía CC el cual nos brinda los parámetros fotovoltaicos o eléctricos de un módulo fotovoltaico.



**Figura 27.** Interfaz de monitoreo y adquisición de datos del medidor de energía CC Eastron DCM 230.

Los datos se adquieren durante todo día desde las 5.30 AM al 6:30 PM con intervalos de un minuto, se almacenan en un archivo CSV para su posterior análisis y tratamiento de datos.

### 3.4.9 Rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial

Para determinar el rendimiento de conversión se tomaron datos durante 3 días para cada ángulo de inclinación lo cuales son 5°, 15° y 25°, de la misma forma cubriendo la parte reversa del módulo fotovoltaico bifacial el cual también se tomarán datos durante 3 días para cada ángulo de inclinación mencionados líneas arriba. Para hallar el rendimiento de conversión se determinarán la media de la potencia máxima del módulo fotovoltaico bifacial generado durante un día completo y de la misma forma con la irradiancia, se repetirá este proceso para todos los ángulos de inclinación con sus pruebas respectivas. El rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial a STC se tomarán los datos obtenidos a través del trazador de curvas I-V Gossen Metrawatt.

La eficiencia o rendimiento de conversión del módulo se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_{max}}{G \times A_c} \times 100 \quad (11)$$

Donde  $\eta$  es la eficiencia o rendimiento de conversión en %,  $G$  es la irradiancia en  $W/m^2$  y  $A_c$  es el área superficial del módulo en  $m^2$ .

### 3.5 Costos de implementación del módulo fotovoltaico bifacial y sistema de monitoreo

En la Tabla 4, se muestra los costos de los materiales utilizados para la implementación del módulo fotovoltaico bifacial con conexión a red mediante un microinversor y el sistema de adquisición de datos.

**Tabla 4**

*Costos de implementación del módulo fotovoltaico bifacial y sistema de adquisición de datos.*

<b>Costos de implementación del módulo fotovoltaico bifacial y sistema de adquisición de datos</b>				
<b>Descripción</b>	<b>Unidad de medida</b>	<b>Costo unitario (S/)</b>	<b>Cant.</b>	<b>Costo total (S/)</b>
Módulo fotovoltaico bifacial	Unidad	1100.00	1	1100.00
Estructura	Unidad	2310.00	1	2310.00
Abrazaderas	Unidad	25.00	8	200.00
Microinversor	Unidad	600.00	1	600.00
Tablero 260x160x80 mm	Unidad	27.90	1	27.90
Interruptor termomagnético 2x16	Unidad	35.00	1	35.00
Medidor de energía AC Hiking DDS238	Unidad	100.00	1	100.00
Medidor de energía DC Easton DCM230	Unidad	250.00	1	250.00
Resistencia shunt	Unidad	35.00	1	35.00
Fuente 12 V en CC	Unidad	20.00	1	20.00
Conectores MC4	Unidad	6.00	2	12.00
Madera triplay 4 mm	Unidad	40.00	1	40.00
Cable de comunicación	Unidad	30.00	1	30.00
Cables de conexión	Unidad	67.50	1	67.50
Accesorios para su instalación	Unidad	150.00	1	150.00
<b>Total</b>				<b>4977.40</b>

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIONES

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos de la evaluación a diferentes ángulos de inclinación realizada al módulo fotovoltaico bifacial mediante el trazador de curvas I-V y el medidor de energía CC.

#### 4.1 Curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial

Las curvas I-V y P-V del módulo fotovoltaico bifacial se obtuvieron tanto a condiciones bifaciales, como también solo del lado frontal y reverso para obtener datos de sus bifacialidades a los diferentes ángulos de inclinación ( $5^\circ$ ,  $15^\circ$  y  $25^\circ$ ) y la forma en que se adquieren los datos de las curvas I-V se muestran a continuación:

Para obtener las curvas I-V de todo el módulo fotovoltaico bifacial se realiza el trazado de curvas I-V sin tener en cuenta las bifacialidades como se observa en la Figura 28, donde también se utiliza una celda calibrada de referencia con solarímetro para medir la irradiancia reflejada en el lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial.



**Figura 28.** Trazado de curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial.

Para determinar las bifacialidades se realiza el trazado de curvas I-V tanto del lado frontal y reverso por separado (cubriendo el lado no expuesto a la radiación solar directa) tal y como se observa en la Figura 29, también se utiliza una celda calibrada de referencia con solarímetro para medir la irradiancia reflejada.



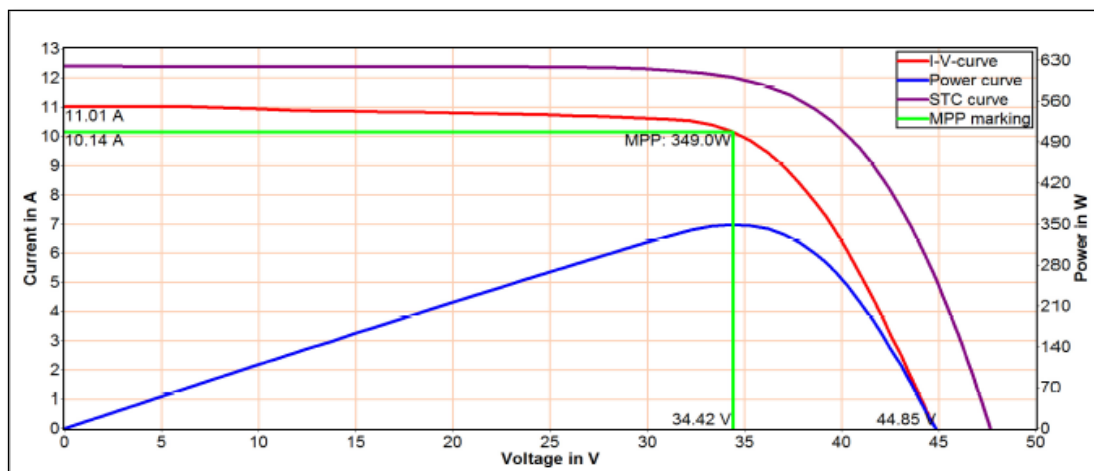
**Figura 29.** Trazado de curvas I-V del lado frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial.

Se tomaron datos durante 8 días comprendidos entre el 01 de junio al 15 de junio del 2023, con 3 curvas I-V por día comprendidos entre las 11:40 AM a 12:30 PM. de los cuales se muestran los datos y gráficos donde se presentan mayor irradiancia y temperatura de los diferentes ángulos de inclinación de 5°, 15° y 25°. Los gráficos de curvas I-V, P-V y datos de los parámetros fotovoltaicos del módulo medidos al instante, STC, NOCT y datos de referencia los cuales nos proporciona la ficha técnica del módulo fotovoltaico bifacial de 405 W de la marca Trina solar que nos muestran a continuación son proporcionados por el software PV-Analyzer.

#### **4.1.1 Curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación**

##### **a) Curva I-V del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación**

En la Figura 30, se muestra las curvas características del módulo fotovoltaico bifacial donde la línea de color azul es la curva P-V medidos en el instante, la curva I-V de color rojo también es medido al instante, la curva I-V de color violeta es a condiciones estándares de prueba (STC) y las líneas de color verde corresponden a los puntos de máxima potencia tanto en voltaje, corriente y potencia del módulo fotovoltaico bifacial. En la Tabla 5, se muestra los resultados de la medición con el trazador de curvas I-V a todo el módulo fotovoltaico bifacial, donde se obtiene una potencia máxima de 349 W a una irradiancia de 889 W/m<sup>2</sup> con una irradiancia reflejada que incidente en el reverso del módulo de 249 W/m<sup>2</sup> y 48.6 °C de temperatura de celda del módulo, los datos adquiridos son del 01 de junio del 2023 a las 12:16:24 PM.



**Figura 30.** Curva I-V y P-V del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación.

**Tabla 5**

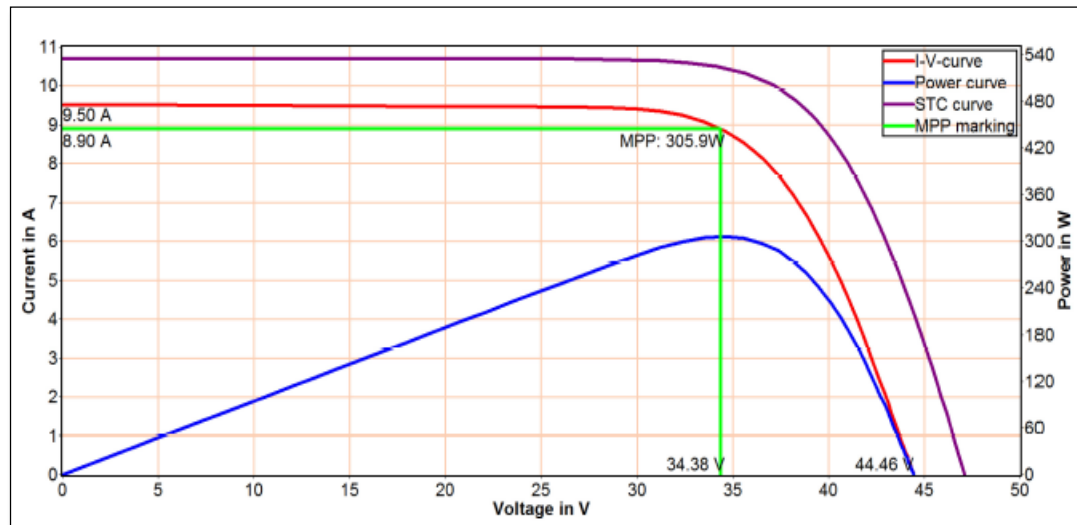
*Parámetros fotovoltaicos del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación.*

	Medido	STC	NOCT	Referencia
$P_{max}$ (W, Wp)	349	426.2	350.3	405
$I_{mpp}$ (A)	10.14	11.41	9.13	9.86
$V_{mpp}$ (V)	34.4	37.4	38.4	41.1
$I_{sc}$ (A)	11.01	12.39	9.91	10.37
$V_{oc}$ (V)	44.9	47.67	47.67	49.1
$R_s$ ( $\Omega$ )	0.5	0.4	0.4	0.3
$R_p$ ( $k\Omega$ )	> 0.3	> 0.3	> 0.3	> 0.2
FF (%)	70.7	72.2	74.1	79.6
G ( $W/m^2$ )	889	1000	800	1000
T ( $^{\circ}C$ )	48.6	25	45.7	25

**b) Curva I-V del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación**

En la Figura 31 y la Tabla 6, se muestran los resultados de la medición con el trazador de curvas I-V del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación el cual se realizó el 01 de junio del 2023 a las 11:57:20 AM. Obteniendo una potencia máxima de 305.9 W a una irradiancia de 888  $W/m^2$  y 48.3 °C de temperatura

del módulo. La línea de color azul es la curva P-V medidos en el instante, la línea de color rojo corresponde a la curva I-V medido en el instante, la línea de color violeta es la curva I-V en STC y las líneas de color verde corresponden a los puntos de máxima potencia tanto en voltaje, corriente y potencia del lado frontal del módulo bifacial.



**Figura 31.** Curva I-V y P-V del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación.

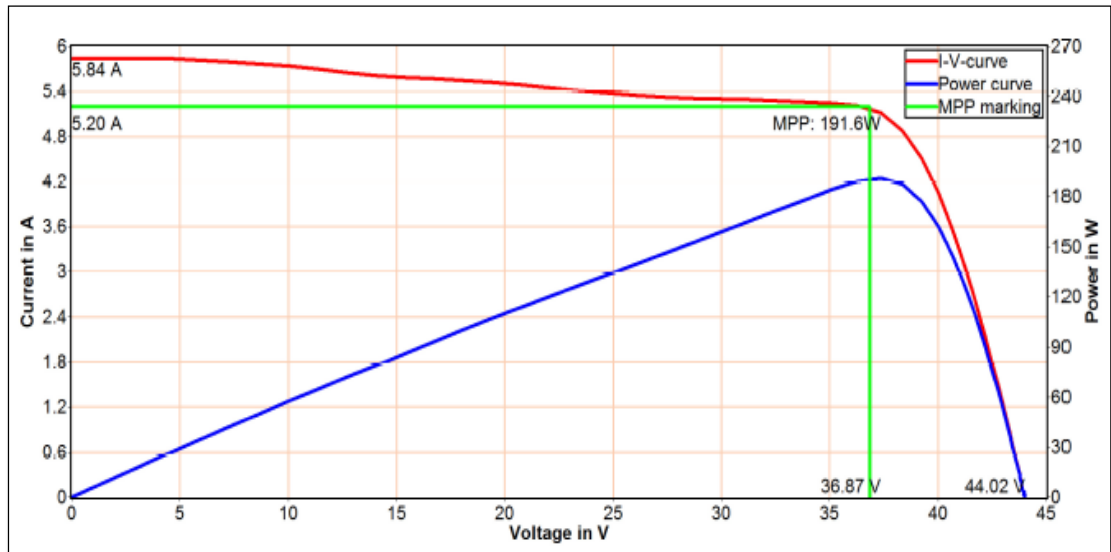
**Tabla 6**

*Parámetros fotovoltaicos del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación.*

	Medido	STC	NOCT	Referencia
$P_{\max}$ (W, Wp)	305.9	371.8	308	405
$I_{\text{mpp}}$ (A)	8.90	10.02	8.01	9.86
$V_{\text{mpp}}$ (V)	34.4	37.1	38.4	41.1
$I_{\text{sc}}$ (A)	9.50	10.70	8.56	10.37
$V_{\text{oc}}$ (V)	44.5	47.11	47.27	49.1
$R_s$ ( $\Omega$ )	0.5	0.4	0.5	0.3
$R_p$ ( $k\Omega$ )	> 0.2	> 0.2	> 0.3	> 0.2
FF (%)	72.4	73.8	76.1	79.6
G ( $W/m^2$ )	888	1000	800	1000
T ( $^{\circ}C$ )	48.3	25	45.5	25

**c) Curva I-V del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación**

En la Figura 32, se muestra los datos de las curvas I-V y P-V de la medición realizada con el trazador de curvas I-V del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial, obteniendo una potencia máxima de 191.6 W a una irradiancia de 886 W/m<sup>2</sup> y 50.5 °C de temperatura del módulo.



**Figura 32.** Curva I-V y P-V del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación.

En las curvas características del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación, la línea de color azul es la curva P-V medido, la línea de color verde son los puntos de máxima potencia de voltaje, corriente y potencia, la línea de color rojo es la curva I-V medidos y tiene una forma irregular debido a sombreados laterales por parte del mismo marco del módulo y es por la misma razón que no nos brinda la curva I-V a condiciones estándares de prueba (STC) debido a que faltan puntos I-V para trazar la curva, por la misma razón tampoco se muestran datos en NOCT.

En la Tabla 7, se muestra los resultados del trazador de curvas I-V realizado el 01 de junio del 2023 a las 11:38:30 AM. Donde de igual forma que el grafico anterior no se muestran datos de algunos datos en STC y NOCT, debido a sombreados laterales durante la medición.

**Tabla 7**

*Parámetros fotovoltaicos del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación.*

	<b>Medido</b>	<b>STC</b>	<b>NOCT</b>	<b>Referencia</b>
$P_{\max}$ (W, Wp)	191.6	243.8	-	405
$I_{\text{mpp}}$ (A)	5.20	5.86	-	9.86
$V_{\text{mpp}}$ (V)	36.9	41.6	-	41.1
$I_{\text{sc}}$ (A)	5.84	6.59	-	10.37
$V_{\text{oc}}$ (V)	44	47.89	-	49.1
$R_s$ ( $\Omega$ )	0.6	-	-	0.3
$R_p$ ( $k\Omega$ )	> 0.4	-	-	> 0.2
FF (%)	74.6	77.3	-	79.6
G ( $W/m^2$ )	886	1000	-	1000
T ( $^{\circ}C$ )	50.5	25	-	25

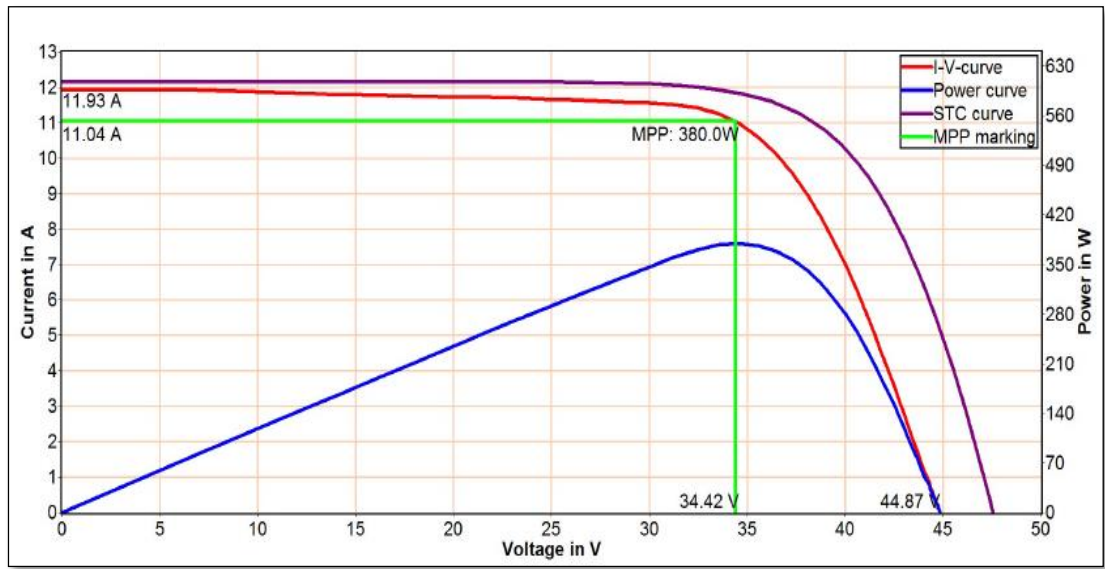
En las pruebas realizadas a una inclinación de 5° con el trazador de curvas I-V nos muestra que la capacidad de generación de potencia a condiciones estándares de prueba del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial con 243.8 W está muy por debajo a la del lado frontal con 378.1 W, sin embargo, a condiciones bifaciales nos muestra una potencia máxima 426.2 W mostrando índices superiores a lo indicado por la ficha técnica con 405 W del módulo fotovoltaico bifacial, lo que demuestra resultados favorables a la ganancia bifacial.

#### **4.1.2 Curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación**

##### **a) Curva I-V del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación**

En la Figura 33 y la Tabla 8, se muestra los resultados de la medición con el trazador de curvas del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación, donde se obtiene una potencia máxima de 380 W a una irradiancia de 981  $W/m^2$  con una irradiancia reflejada en el lado reverso de 238  $W/m^2$  y 50 °C de temperatura del módulo, los datos adquiridos son del 01 de junio del 2023 a las 12:19:00 PM. En la Figura 36, La línea de color azul es la curva P-V medido al instante, la línea de color rojo es la curva

I-V medidos al instante, la línea de color violeta es la curva I-V a condiciones estándares de prueba (STC) y las líneas de color verde son los puntos de máxima potencia, voltaje y corriente. En las curvas I-V, se observa que la corriente medida se aproxima a la corriente en STC debido a que la irradiancia es  $981 \text{ W/m}^2$ , mientras que el voltaje medido es inferior a STC debido a las altas temperaturas de celda de  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ .



**Figura 33.** Curva I-V y P-V del módulo fotovoltaico bifacial a  $15^\circ$  de inclinación.

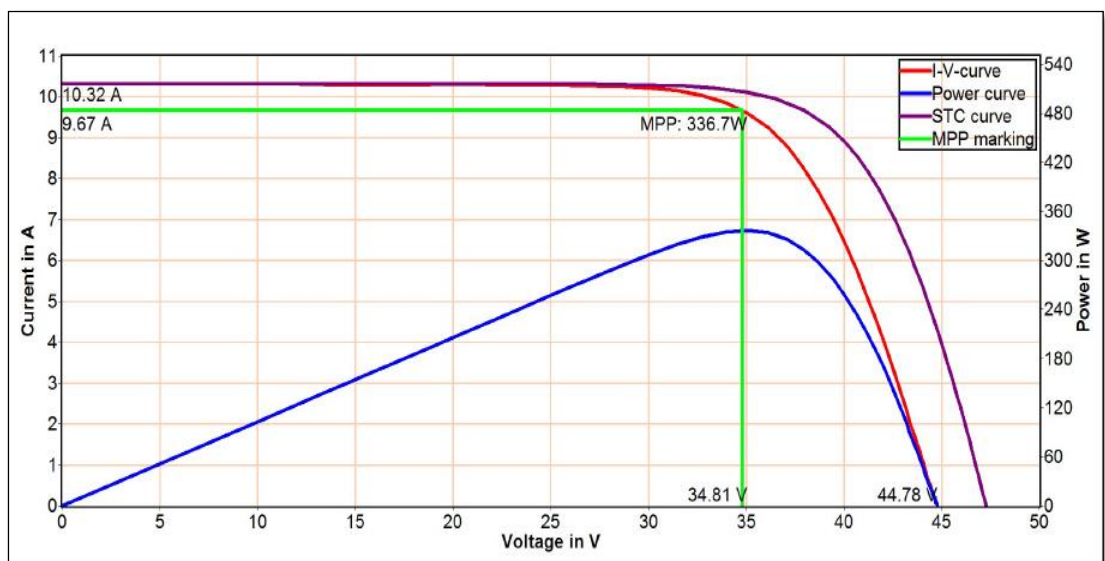
**Tabla 8**

*Parámetros fotovoltaicos del módulo fotovoltaico bifacial a  $15^\circ$  de inclinación.*

	<b>Medido</b>	<b>STC</b>	<b>NOCT</b>	<b>Referencia</b>
$P_{\max}$ (W, Wp)	380	424.3	349.2	405
$I_{\text{mpp}}$ (A)	11.04	11.26	9	9.86
$V_{\text{mpp}}$ (V)	34.4	37.7	38.8	41.1
$I_{\text{sc}}$ (A)	11.93	12.16	9.73	10.37
$V_{\text{oc}}$ (V)	44.9	47.57	47.65	49.1
$R_s$ ( $\Omega$ )	0.4	0.4	0.4	0.3
$R_p$ ( $\text{k}\Omega$ )	> 0.2	> 0.3	> 0.3	> 0.2
FF (%)	71	73.3	75.3	79.6
G ( $\text{W/m}^2$ )	981	1000	800	1000
T ( $^\circ\text{C}$ )	50	25	44.5	25

### b) Curva I-V del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación

En la Figura 34, se muestra la curva P-V medidos al instante como se ve en la línea azul, la línea de color rojo es la curva I-V medidos al instante a una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  y  $48.6 \text{ }^\circ\text{C}$  de temperatura del módulo, la línea de color violeta es la curva I-V a condiciones estándares de prueba (STC) y las líneas de color verde son los puntos de máxima potencia, voltaje y corriente. Los datos adquiridos son del 05 de junio del 2023 a las 11:56:46 AM.



**Figura 34.** Curva I-V y P-V del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación.

En la Tabla 9, se muestra los resultados de la medición con el trazador de curvas I-V del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial, donde se obtiene una potencia máxima de  $336.7 \text{ W}$  a una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  y  $48.6 \text{ }^\circ\text{C}$  de temperatura del módulo, los datos adquiridos son del 05 de junio del 2023 a las 11:56:46 AM. Ya que las irradiancias a STC y medidos coinciden también las corrientes del módulo coinciden, sin embargo, el voltaje se ve afectado debido a la temperatura de celda de  $48.6 \text{ }^\circ\text{C}$  medido, lo mismo se ve reflejado en las curvas I-V mostrados líneas arriba.

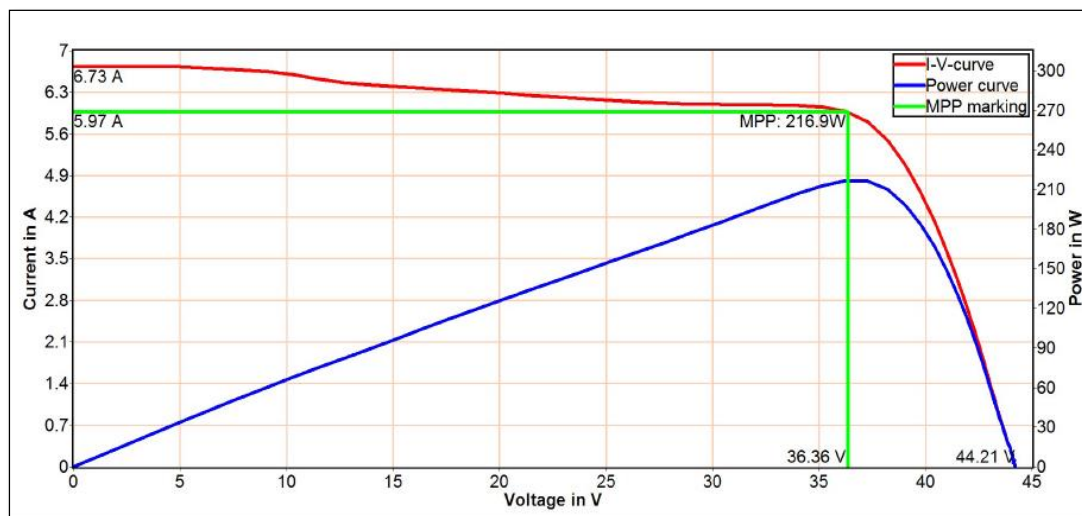
**Tabla 9**

*Parámetros fotovoltaicos del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación.*

	<b>Medido</b>	<b>STC</b>	<b>NOCT</b>	<b>Referencia</b>
$P_{\max}$ (W, Wp)	336.7	367.1	302.8	405
$I_{\text{mpp}}$ (A)	9.67	9.67	7.74	9.86
$V_{\text{mpp}}$ (V)	34.8	38	39.1	41.1
$I_{\text{sc}}$ (A)	10.32	10.32	8.25	10.37
$V_{\text{oc}}$ (V)	44.8	47.28	47.45	49.1
$R_s$ ( $\Omega$ )	0.5	0.4	0.4	0.3
$R_p$ ( $k\Omega$ )	> 0.2	> 0.3	> 0.3	> 0.2
FF (%)	72.9	75.3	77.3	79.6
G ( $W/m^2$ )	1000	1000	800	1000
T ( $^{\circ}C$ )	48.6	25	42.9	25

**c) Curva I-V del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación**

En la Figura 35 y la Tabla 10, se muestra los resultados de la medición con el trazador de curvas del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación, donde se obtiene una potencia máxima de 216.9 W a una irradiancia de 985  $W/m^2$  y 50.7  $^{\circ}C$  de temperatura del módulo, los datos adquiridos son del 01 de junio del 2023 a las 11:40:26 AM. En las curvas características del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación, la línea de color azul es la curva P-V medido, la línea de color verde son los puntos de máxima potencia de voltaje, corriente y potencia, la línea de color rojo es la curva I-V medidos y tiene una forma irregular debido a sombreamientos laterales por parte del mismo marco del módulo y es por la misma razón que no nos brinda la curva I-V en STC debido a que faltan puntos I-V para trazar la curva, por la misma razón tampoco se muestran datos en NOCT.



**Figura 35.** Curva I-V y P-V del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación.

**Tabla 10**

*Parámetros fotovoltaicos del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación.*

	Medido	STC	NOCT	Referencia
$P_{max}$ (W, Wp)	216.9	242.7	-	405
$I_{mpp}$ (A)	5.97	6.05	-	9.86
$V_{mpp}$ (V)	36.4	40.1	-	41.1
$I_{sc}$ (A)	6.73	6.83	-	10.37
$V_{oc}$ (V)	44.2	47.29	-	49.1
$R_s$ ( $\Omega$ )	0.6	-	-	0.3
$R_p$ ( $k\Omega$ )	> 0.3	-	-	> 0.2
FF (%)	72.9	75.1	-	79.6
G ( $W/m^2$ )	985	1000	-	1000
T ( $^{\circ}C$ )	50.7	25	-	25

En las pruebas realizadas a una inclinación de 15° con el trazador de curvas I-V nos muestra que la capacidad de generación de potencia a condiciones estándares de prueba del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial con 242.7 W está muy por debajo a la del lado frontal con 367.1 W, sin embargo, a condiciones bifaciales nos

muestra una potencia máxima 424.3 W mostrando índices superiores a lo indicado por la ficha técnica con 405 W del módulo fotovoltaico bifacial, lo que demuestra resultados favorables a la ganancia bifacial.

#### 4.1.3 Curvas I-V del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación

##### a) Curva I-V del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación

En la Figura 36 y la Tabla 11, se muestra los resultados de la medición con el trazador de curvas del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación, donde se obtiene una potencia máxima de 397.0 W a una irradiancia de 1041 W/m<sup>2</sup> con una irradiancia reflejada incidente en el reverso del módulo fotovoltaico bifacial de 237 W/m<sup>2</sup> y 51.2 °C de temperatura del módulo, los datos adquiridos son del 01 de junio del 2023 a las 12:21:26 PM. En la Figura 36, La línea de color azul es la curva P-V medido al instante, la línea de color rojo es la curva I-V medidos al instante, la línea de color violeta es la curva I-V a condiciones estándares de prueba (STC) y las líneas de color verde son los puntos de máxima potencia, tanto de voltaje, corriente y potencia. En las curvas I-V, se observa que la corriente medida es superior a la corriente en STC debido a que la irradiancia es 1041 W/m<sup>2</sup>, mientras que el voltaje medido es inferior a STC debido a las altas temperaturas de celda de 51.2 °C.

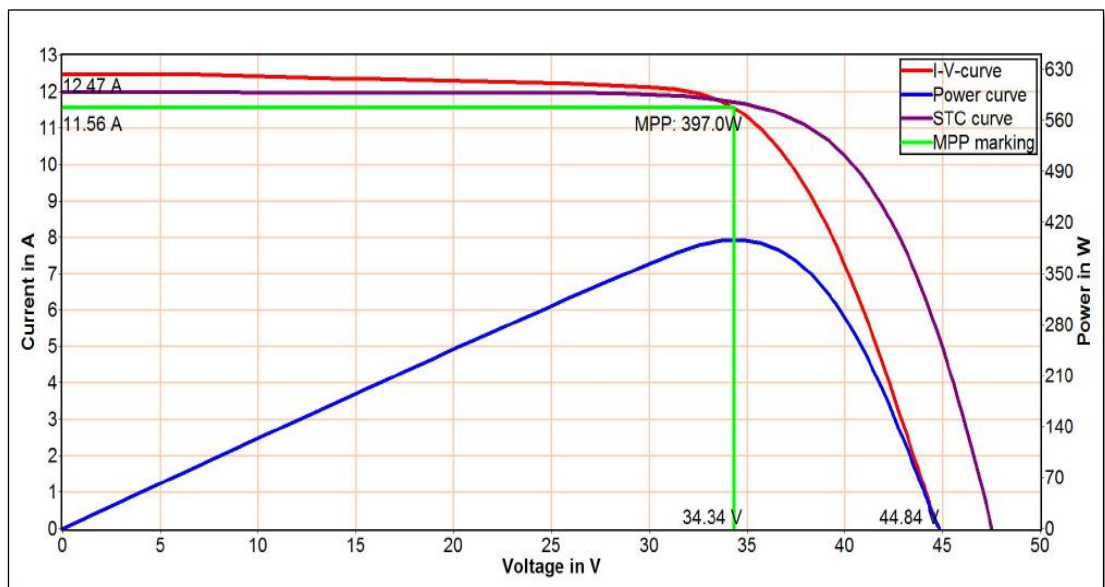


Figura 36. Curva I-V y P-V del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación.

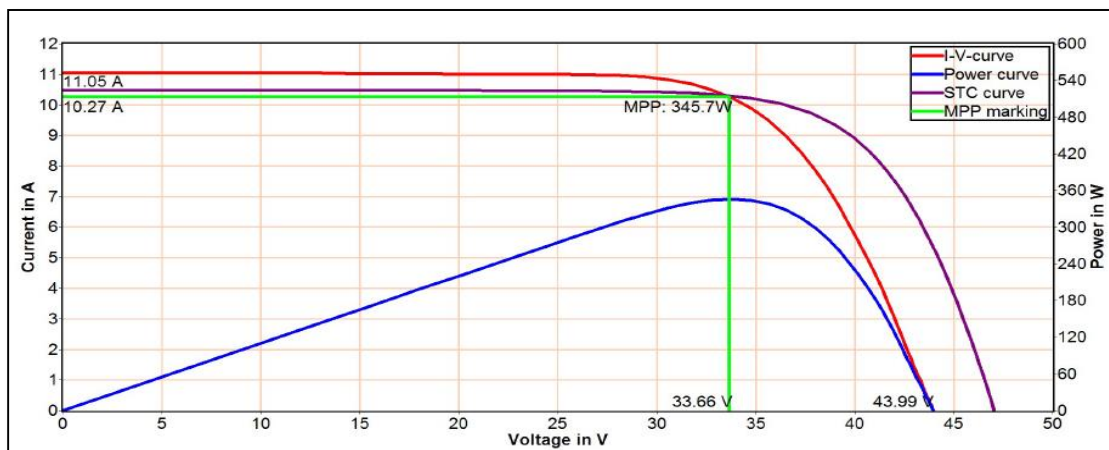
**Tabla 11***Parámetros fotovoltaicos del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación.*

	<b>Medido</b>	<b>STC</b>	<b>NOCT</b>	<b>Referencia</b>
$P_{\max}$ (W, Wp)	397	421.1	346.7	405
$I_{\text{mpp}}$ (A)	11.56	11.11	8.89	9.86
$V_{\text{mpp}}$ (V)	34.3	37.9	39	41.1
$I_{\text{sc}}$ (A)	12.47	11.98	9.58	10.37
$V_{\text{oc}}$ (V)	44.8	47.53	47.66	49.1
$R_s$ ( $\Omega$ )	0.4	0.4	0.4	0.3
$R_p$ ( $k\Omega$ )	> 0.	> 0.	> 0.	> 0.2
FF (%)	71	74	75.9	79.6
G ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	1041	1000	800	1000
T ( $^{\circ}\text{C}$ )	51.2	25	43.9	25

**b) Curva I-V del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación**

En la Figura 37, se muestra la curva P-V medidos al instante como se ve en la línea azul, , la línea de color rojo es la curva I-V medidos al instante a una irradiancia de  $1055 \text{ W}/\text{m}^2$  y  $55.1 \text{ }^{\circ}\text{C}$  de temperatura del módulo, la línea de color violeta es la curva I-V a condiciones estándares de prueba (STC) y las líneas de color verde son los puntos de máxima potencia, voltaje y corriente. En las curvas I-V, se muestra que la corriente medida es superior a la corriente en STC debido a que se tiene una irradiancia de  $1055 \text{ W}/\text{m}^2$ , al contrario, el voltaje disminuye debido a una temperatura de celda de  $55.1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

En la Tabla 12, se muestra los resultados de la medición con el trazador de curvas del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial, donde se obtiene una potencia máxima de  $345.7 \text{ W}$  a una irradiancia de  $1055 \text{ W}/\text{m}^2$  y  $55.1 \text{ }^{\circ}\text{C}$  de temperatura del módulo, los datos adquiridos que se muestran a continuación son del 09 de junio del 2023 a las 11:40:42 PM.



**Figura 37.** Curva I-V y P-V del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación.

**Tabla 12**

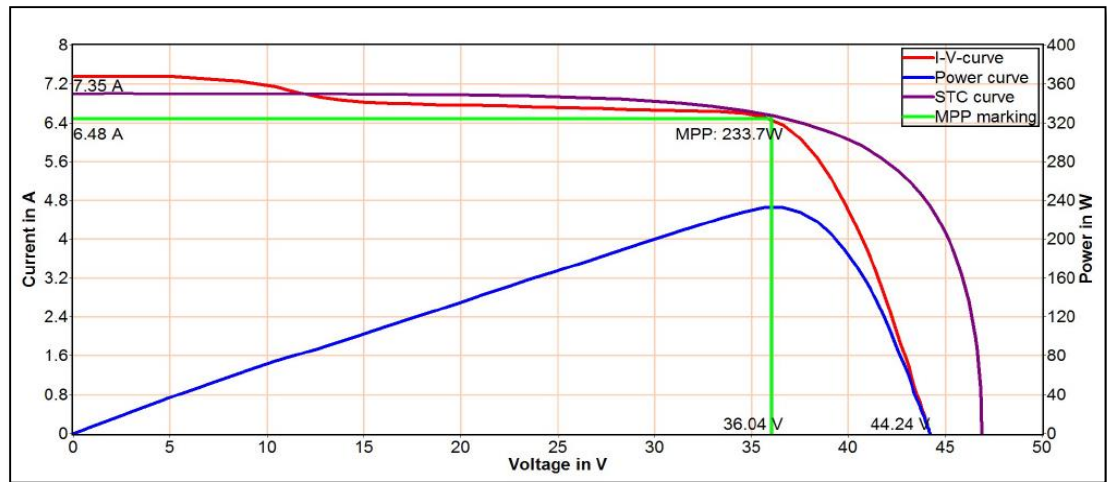
*Parámetros fotovoltaicos del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación.*

	<b>Medido</b>	<b>STC</b>	<b>NOCT</b>	<b>Referencia</b>
$P_{max}$ (W, Wp)	345.7	367.7	303.2	405
$I_{mpp}$ (A)	10.27	9.73	7.79	9.86
$V_{mpp}$ (V)	33.7	37.8	38.9	41.1
$I_{sc}$ (A)	11.05	10.47	8.38	10.37
$V_{oc}$ (V)	44	47.05	47.22	49.1
$R_s$ ( $\Omega$ )	0.5	0.4	0.4	0.3
$R_p$ ( $k\Omega$ )	> 0.2	> 0.3	> 0.4	> 0.2
FF (%)	71.1	74.6	76.6	79.6
G ( $W/m^2$ )	1055	1000	800	1000
T ( $^{\circ}C$ )	55.1	25	46.6	25

**c) Curva I-V del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación**

En la Figura 38 y la Tabla 13, se muestra los resultados de la medición con el trazador de curvas del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación, En las curvas características mostradas del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial

a 25° de inclinación, la línea de color azul es la curva P-V medido, la línea de color verde son los puntos de máxima potencia de voltaje, corriente y potencia, la línea de color violeta es la curva I-V a condiciones estándares de prueba (STC), la línea de color rojo es la curva I-V medidos y tiene una forma irregular debido a sombreadamientos laterales por parte del mismo marco del módulo.



**Figura 38.** Curva I-V y P-V del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación.

**Tabla 13**

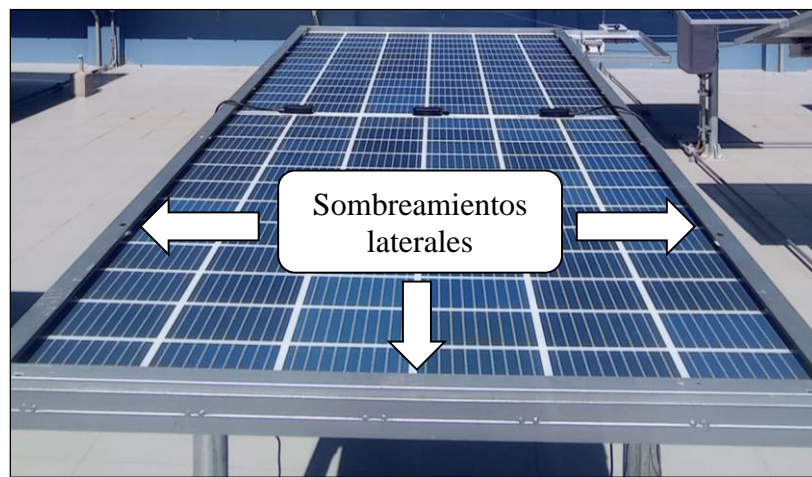
*Parámetros fotovoltaicos del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación.*

	<b>Medido</b>	<b>STC</b>	<b>NOCT</b>	<b>Referencia</b>
$P_{\max}$ (W, Wp)	233.7	242.5	189.9	405
$I_{mpp}$ (A)	6.48	6.17	4.94	9.86
$V_{mpp}$ (V)	36	39.3	38.5	41.1
$I_{sc}$ (A)	7.35	6.99	5.60	10.37
$V_{oc}$ (V)	44.2	46.88	46.04	49.1
$R_s$ ( $\Omega$ )	0.6	0.6	0.7	0.3
$R_p$ ( $k\Omega$ )	> 0.3	> 0.3	> 0.4	> 0.2
FF (%)	71.9	73.9	73.7	79.6
G ( $W/m^2$ )	1050	1000	800	1000
T ( $^{\circ}C$ )	50.9	25	43.5	25

Los datos adquiridos en el gráfico y tabla anterior son del 01 de junio del 2023 a las 11:41:52 PM, donde se obtiene una potencia máxima de 233.7 W a una irradiancia de 1050 W/m<sup>2</sup> y 50.9 °C de temperatura del módulo. La curva I-V en STC y los datos en NOCT si se muestran ya que a 25° de inclinación la irradiancia incide de manera más directa al módulo según la época del año y su trayectoria del sol, es por ello que disminuye las sombras laterales a comparación de los otros ángulos de inclinación.

En las pruebas realizadas a una inclinación de 15° con el trazador de curvas I-V nos muestra que la capacidad de generación de potencia a condiciones estándares de prueba del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial con 242.5 W está muy por debajo a la del lado frontal con 367.7 W, sin embargo, a condiciones bifaciales nos muestra una potencia máxima 421.1 W mostrando índices superiores a lo indicado por la ficha técnica con 405 W del módulo fotovoltaico bifacial, lo que demuestra resultados favorables a la ganancia bifacial. También se puede ver según los resultados obtenidos en mediciones bifaciales que a 5° de inclinación es mayor la potencia máxima en condiciones estándares de prueba a comparación de los otros ángulos de inclinación.

Las curvas I-V de color rojo medidas al instante del lado reverso que se muestra en las Figura 32, Figura 35 y Figura 38, tiene una forma distorsionada y también 5° y 15° de inclinación no nos brinda la curva I-V en STC ya que faltan más datos, todo esto debido a la presencia de sombras parciales en los laterales del módulo fotovoltaico bifacial debido a la forma del marco del propio módulo como se observa en la Figura 39.



**Figura 39.** Sombreamientos laterales sobre el reverso del módulo fotovoltaico bifacial.

El trazador de curvas I-V Gossen Metrawatt utilizado en el presente proyecto de investigación nos permite obtener los parámetros fotovoltaicos al instante de la medición, NOCT y a STC. En los datos obtenidos se encuentra que a potencia máxima del lado reverso es muy inferior teniendo hasta un máximo del 66 % a comparación del lado frontal y otro dato relevante encontrado en las mediciones es las altas temperaturas de celda que llegaron hasta un 55.1 °C con una irradiancia de 1055 W/m<sup>2</sup> teniendo en cuenta que según la ficha técnica la temperatura nominal de operación de 41 °C ± 3 °C.

#### 4.2 Ganancia bifacial y poder bifacial bi-fi

En la Tabla 14, se muestra el resumen de los resultados obtenidos a través de la caracterización y la ganancia bifacial en módulos fotovoltaicos bifaciales a diferentes ángulos de inclinación (5°, 15° y 25°), cuyos cálculos matemáticos se muestran en el ANEXO 7, ANEXO 8 Y ANEXO 9.

**Tabla 14**

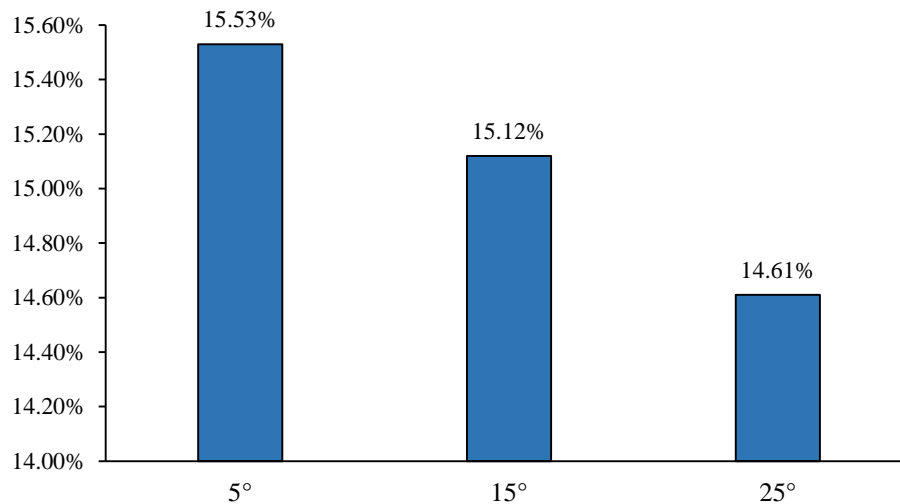
*Resumen de resultados obtenidos del módulo fotovoltaico bifacial en BSTC.*

<b>Parámetros</b>	<b>5° de inclinación</b>	<b>15° de inclinación</b>	<b>25° de inclinación</b>
$\varphi$	0.62	0.65	0.66
$G_r$	245.77 W/m <sup>2</sup> .	242.31 W/m <sup>2</sup> .	236.94 W/m <sup>2</sup>
$G_e$	1151.31 W/m <sup>2</sup>	1156.36 W/m <sup>2</sup>	1155.94 W/m <sup>2</sup>
$I_{sc,BSTC}$	12.02 A	11.98 A	11.95 A
$V_{oc,BSTC}$	48.59 V	48.98 V	49.11 V
$I_{BSTC}$	11.25 A	11.21 A	11.13 A
$V_{BSTC}$	37.78 V	37.96 V	37.47 V
$P_{BSTC}$	425.03 W	425.45 W	417.04 W
$P_{STC}$	367.90 W	369.57 W	363.88 W
$G_{bif}$	15.53%	15.12%	14.61%

Los resultados a condiciones estándares de prueba bifacial (BSTC) la potencia máxima a 5° de inclinación es 425.03 W, mientras que en las mediciones de todo el módulo fotovoltaico bifacial realizadas por el trazador de curvas I-V se tiene un promedio de 427.59 W a STC que se muestra en el ANEXO 4 (Tabla 21), a 15° de

inclinación se tiene una potencia máxima de 425.45 W, mientras que el promedio de la potencia máxima a STC es de 423.63 W el cual se muestra en el ANEXO 5 (Tabla 27) y a 25° de inclinación se tiene una potencia máxima de 417.04 W, mientras que el promedio de la potencia máxima a STC es de 420.98 W el cual se muestra en el ANEXO 6 (Tabla 33). Con estos resultados obtenidos donde la potencia máxima medida de todo el módulo fotovoltaico bifacial es similar a los resultados obtenidos a través de la caracterización en módulos fotovoltaicos bifaciales y sus pequeñas variaciones pueden deberse a sombreadamientos, temperatura e irradiancia incidente en el lado reverso, lo que demuestra que el método utilizado para caracterizarlas es correcto. También se puede ver que para 5° de inclinación el factor de bifacialidad es menor con 0.62 debido a que durante las pruebas se presentó mayores sombreadamientos laterales en el lado reverso a comparación de los demás ángulos de inclinación 15° con un factor de bifacialidad de 0.65 y a 25° un factor de bifacialidad de 0.66 del módulo fotovoltaico bifacial.

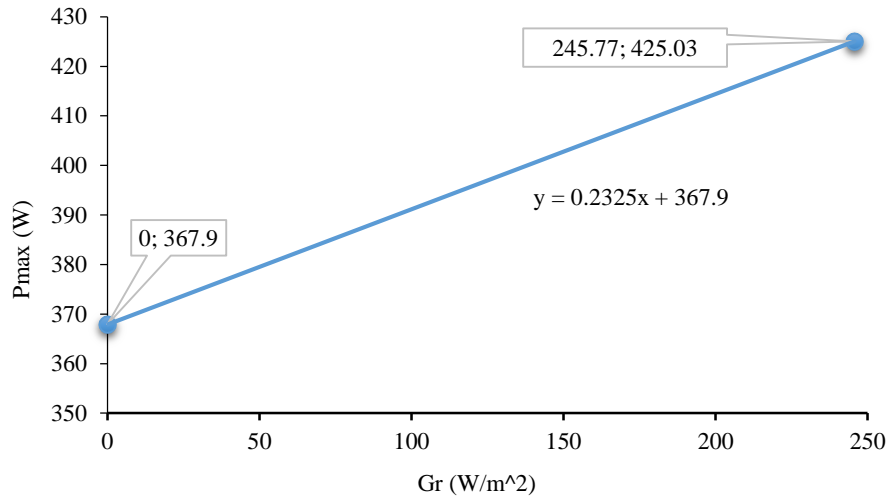
En la Figura 40, nos muestra un cuadro comparativo de los resultados obtenidos de la ganancia bifacial a 5°, 15° y 25° de inclinación. Se obtiene una mayor ganancia bifacial con el 15.53 % a 5° de inclinación ya que también se tiene una mayor incidencia de irradiancia en el reverso del módulo fotovoltaico con 245.77 W/m<sup>2</sup>.



**Figura 40.** Ganancia bifacial a 5°, 15° y 25° de inclinación.

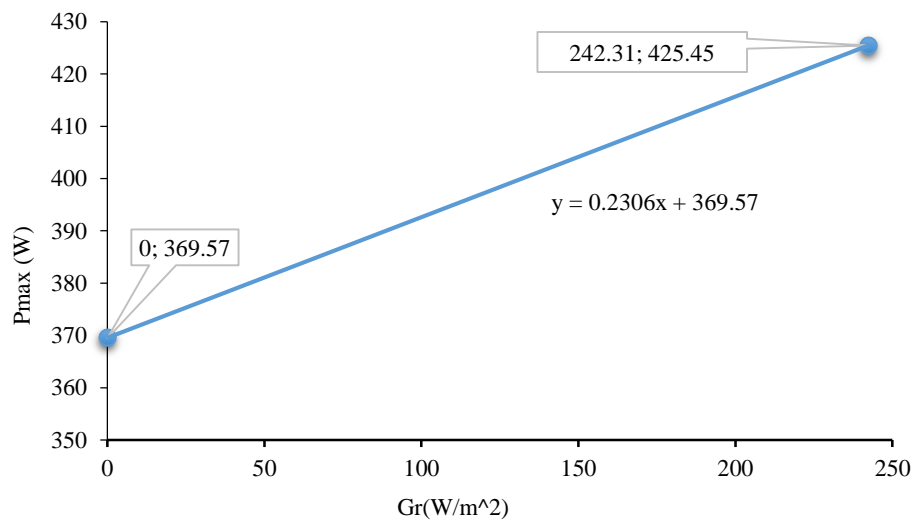
En la Figura 41, se muestra el proceso para determinar el poder bifacial bi-fi a 5° de inclinación, siendo este 0.2325 W/(Wm<sup>2</sup>).el cuales la pendiente del ajuste lineal entre la potencia máxima y la radiación solar incidente en el lado reverso del módulo

fotovoltaico. Para 5° de inclinación según su poder bifacial bi-fi de 0.2325 W/(Wm<sup>2</sup>) y una irradiancia incidente en el reverso del módulo fotovoltaico de 245.77 W/m<sup>2</sup> se tiene una ganancia de potencia de 57.14 W.



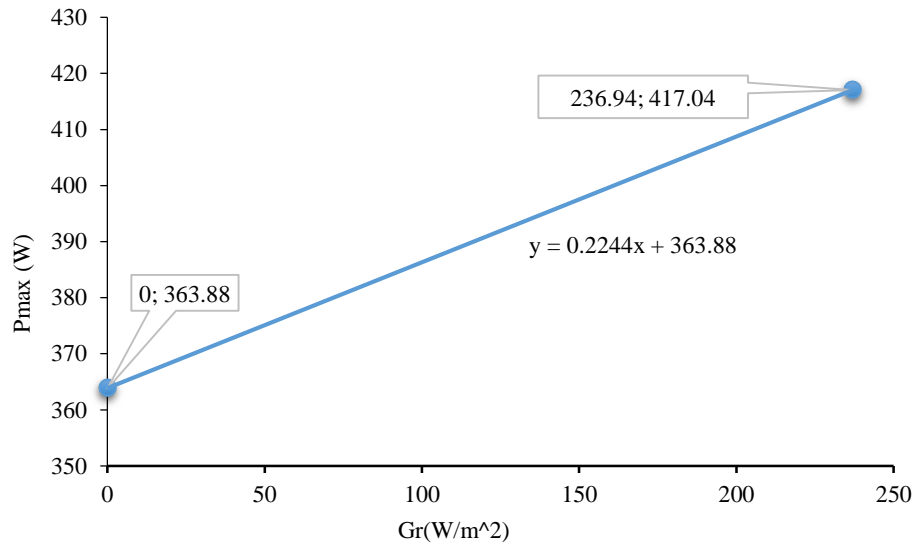
**Figura 41.** Poder bifacial bi-fi del módulo fotovoltaico bifacial a 5° de inclinación.

En la Figura 42, se muestra la determinación del poder bifacial bi-fi a 15° de inclinación, teniendo como resultado de la pendiente del ajuste lineal entre la potencia máxima y la radiación solar incidente en el lado reverso con un valor de 0.2306 W/(Wm<sup>2</sup>) y una irradiancia incidente en el reverso del módulo fotovoltaico de 242.31 W/m<sup>2</sup> con cuyos resultados se tiene una ganancia de potencia de 55.88 W.



**Figura 42.** Poder bifacial bi-fi del módulo fotovoltaico bifacial a 15° de inclinación.

En la Figura 43, se muestra la determinación del poder bifacial bi-fi a 25° de inclinación, el cuál es la pendiente del ajuste lineal entre la potencia máxima y la radiación solar incidente en el lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial el cual tiene un valor de 0.2244 W/(Wm<sup>2</sup>) y una irradiancia incidente en el reverso del módulo fotovoltaico de 236.94 W/m<sup>2</sup>, con los resultados mencionados se tiene una ganancia de potencia de 53.17 W.



**Figura 43.** Poder bifacial bi-fi del módulo fotovoltaico bifacial a 25° de inclinación.

La ganancia bifacial y el poder bifacial bi-fi son indicadores de la contribución de energía o potencia del lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial, donde como resultados finales tenemos que se tiene una mejor contribución y mayor ganancia bifacial con 15.53 % y un poder bifacial bi-fi de 0.2325 W/(Wm<sup>2</sup>) generando una potencia adicional de 57.14 W correspondiente 5° de inclinación, todo ello es debido a que la radiación solar incide de manera más directa en la parte reversa del módulo fotovoltaico bifacial con 245.77 W/m<sup>2</sup> ya que se tiene una superficie reflectante uniforme y prácticamente a 0° aproximadamente. Sin embargo, la diferencia de ganancia de potencia es de 57.14 W, 55.88 W y 53.17 W para cada ángulo de inclinación de 5°, 15° y 25° respectivamente, lo cual se observa una diferencia mínima de ganancia de potencia entre cada ángulo de inclinación evaluado.

### 4.3 Curva de potencia e irradiancia del módulo fotovoltaico bifacial

En la Tabla 15, se muestra los resultados de la potencia e irradiancia media diaria de los 3 días tanto en mediciones frontales y bifaciales para cada ángulo de inclinación estudiado en la presente investigación. La potencia de generación del módulo fotovoltaico bifacial es directamente proporcional a la irradiancia incidente sobre ella.

**Tabla 15**

*Potencia e irradiancia media diaria.*

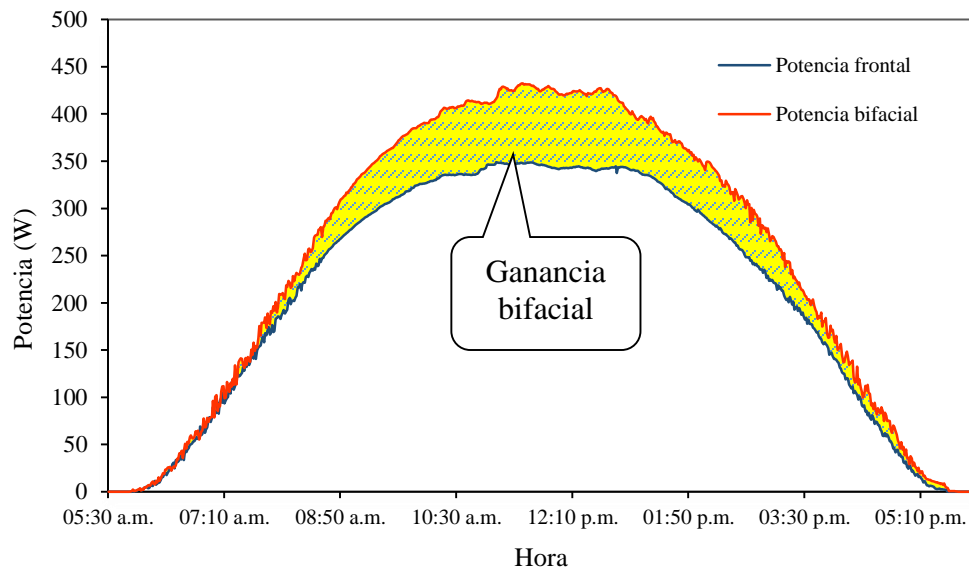
<b>Potencia e irradiancia media diaria</b>					
<b>Frontal</b>			<b>Bifacial</b>		
Fecha	Potencia (W)	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Fecha	Potencia (W)	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )
<b>Potencia e irradiancia media diaria a 5° de inclinación</b>					
26/08/2023	221.58	629.13	23/08/2023	259.91	614.56
28/08/2023	217.02	617.54	24/08/2023	258.34	605.33
29/08/2023	217.76	617.96	25/08/2023	261.59	619.24
<b>Potencia e irradiancia media diaria a 15° de inclinación</b>					
7/09/2023	219.29	629.84	12/08/2023	219.29	629.84
8/09/2023	238.93	683.28	13/08/2023	225.11	538.51
11/09/2023	233.32	675.00	14/08/2023	227.67	537.79
<b>Potencia e irradiancia media diaria a 25° de inclinación</b>					
30/08/2023	217.16	629.09	16/08/2023	286.24	688.67
31/08/2023	177.98	495.67	17/08/2023	282.46	686.47
5/09/2023	212.16	601.18	18/08/2023	289.92	691.51

Los datos que se mostraron en la Tabla 15 corresponden al medidor de energía DC Eastron DCM 230 para adquirir datos de la potencia del módulo fotovoltaico bifacial que se encuentra conectado a un microinversor MPPT con conexión a red y la irradiancia se obtuvieron de la celda calibrada y la data logger Keysight con su software BenchVue. Existe una variación entre los datos promedios obtenidos estos son debido a que algunos fueron adquiridos en días soleados, días con presencia de nubes y días muy nublados.

Los gráficos que se muestran a continuación son del comportamiento de la potencia tanto del lado frontal y ambos lados del módulo fotovoltaico bifacial con conexión a red mediante un microinversor durante todo un día, para el cual se eligieron los días más favorables donde se presenten radiaciones solares constantes.

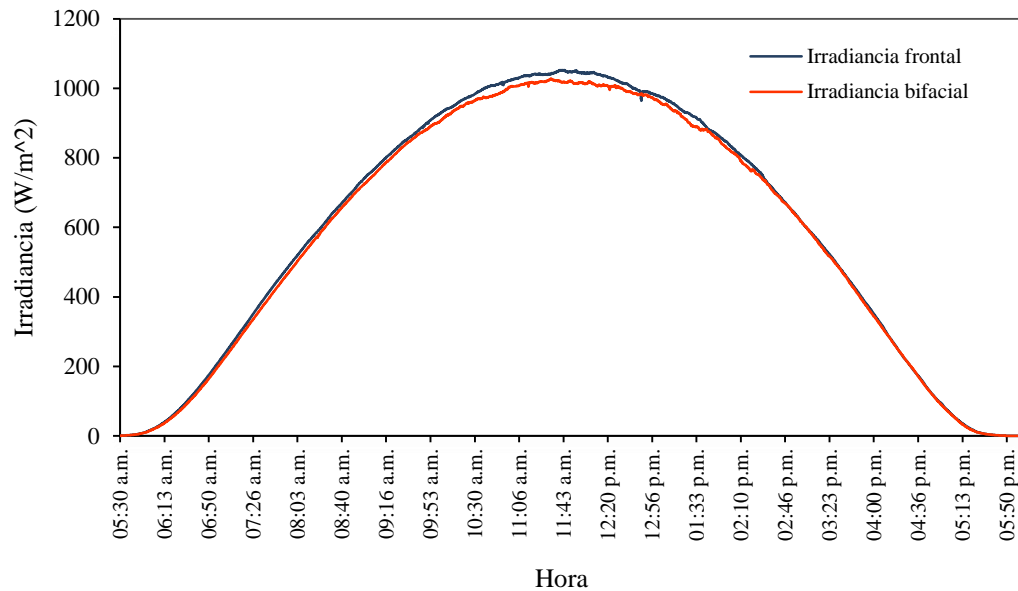
#### 4.3.1 Curvas de potencia e irradiancia a 5° de inclinación

En la Figura 44, se observa las curvas de potencia a 5° de inclinación con conexión a red mediante un microinversor, la curva de potencia bifacial se obtiene el día 24 de agosto del 2023 y de la potencia frontal el 26 de agosto del 2023, por lo cual la radiación solar que incidente sobre el módulo fotovoltaico son similares ya que son días casi consecutivos. En la potencia bifacial se tiene un máximo de 432.32 W y del lado frontal 349.06 W con una ganancia bifacial de 16.59 % durante todo el día. Otro dato relevante es que durante las primeras horas de la mañana existe una mínima ganancia bifacial, lo cual es debido al sombreado parcial a la superficie reflectante, las últimas horas de la tarde también se reduce la ganancia bifacial a comparación del resto del día donde alrededor del medio día es cuando mayor se aprovecha las capacidades reflectivas de la mayólica gris como superficie reflectante.



**Figura 44.** Curvas de potencia a 5° de inclinación.

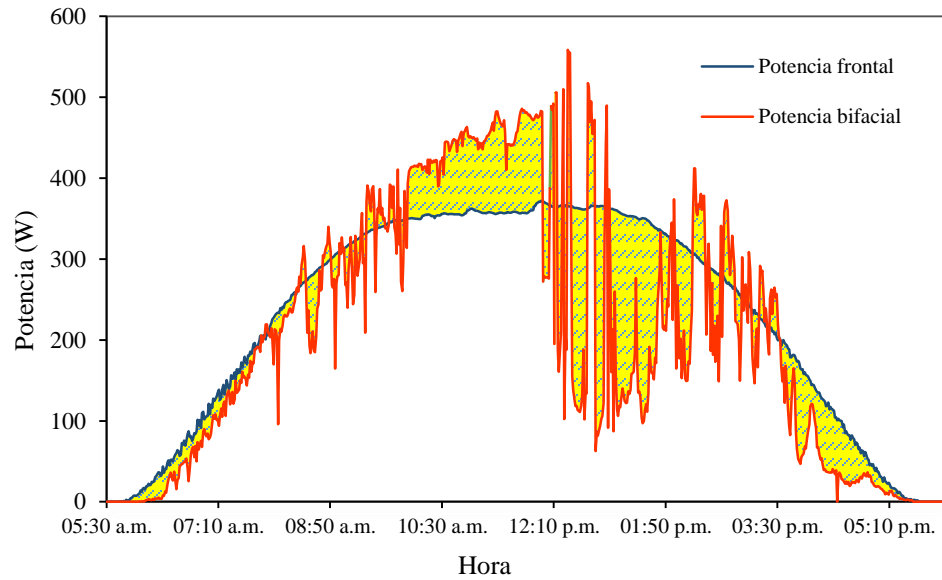
En la Figura 45, se muestra la curva de irradiancia que corresponde a los mismos días que el de las curvas de potencia, donde en la irradiancia máxima frontal 1052.78 W/m<sup>2</sup> y en la irradiancia máxima en las mediciones bifaciales es de 1027.50 W/m<sup>2</sup>. Los días para la evaluación frontal y bifacial tienen una diferencia de 2 días, es por ello que sus curvas de irradiancia son similares.



**Figura 45.** Curva de irradiancia a 5° de inclinación.

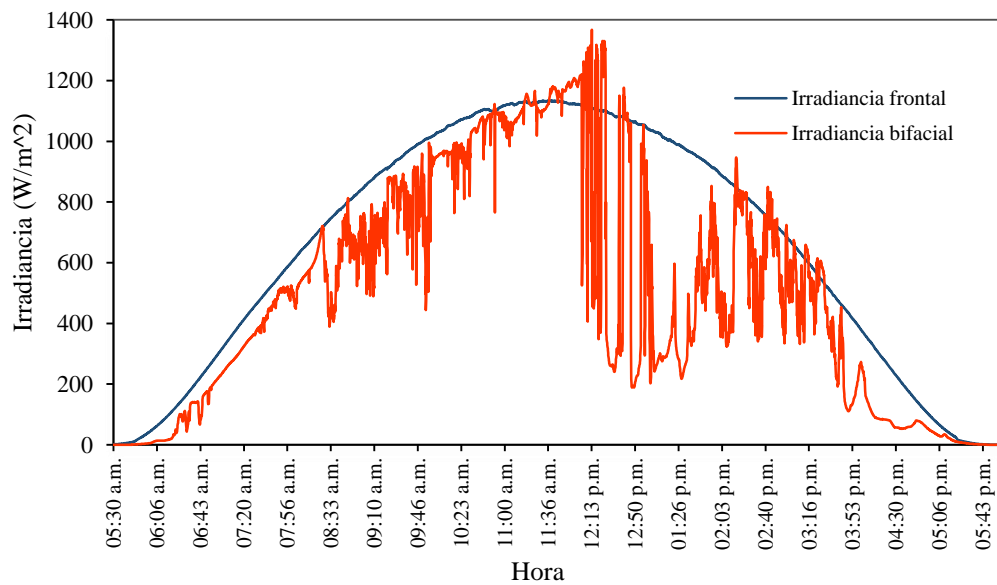
#### 4.3.2 Curvas de potencia e irradiancia 15° de inclinación

En la Figura 46, se observa las curvas de potencia a 15° de inclinación, la curva de potencia bifacial se obtuvo el día 13 de agosto del 2023 y la potencia frontal el 8 de setiembre del 2023. La potencia bifacial máxima llega a 558.84 W y del lado frontal 372.07 W, la curva de potencia del lado frontal es mayor ya que los datos se adquirieron con casi un mes de diferencia por lo cual la irradiación tiene una mayor diferencia, siendo la radiación solar incidente mayor durante los datos obtenidos del día 8 de setiembre del 2023 y la curva de potencia bifacial se obtiene en un día nublado.



**Figura 46.** Curvas de potencia a 15° de inclinación.

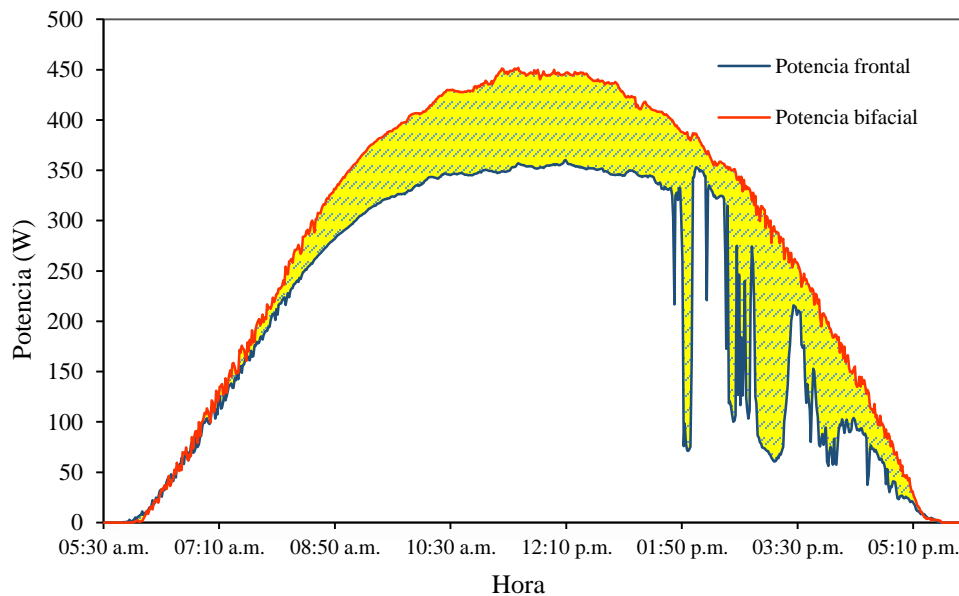
En la Figura 47, se muestra las curvas de irradiancia correspondientes a los mismos días que las curvas de potencia teniendo como resultado de la mayor irradiancia frontal de  $1134 \text{ W/m}^2$  y en la irradiancia bifacial  $1367.14 \text{ W/m}^2$ , ambas curvas de irradiancia son muy diferentes debido a que tienen casi un mes de diferencia y en las mediciones de irradiancia frontal es durante un día nublado.



**Figura 47.** Curvas de irradiancia a 15° de inclinación.

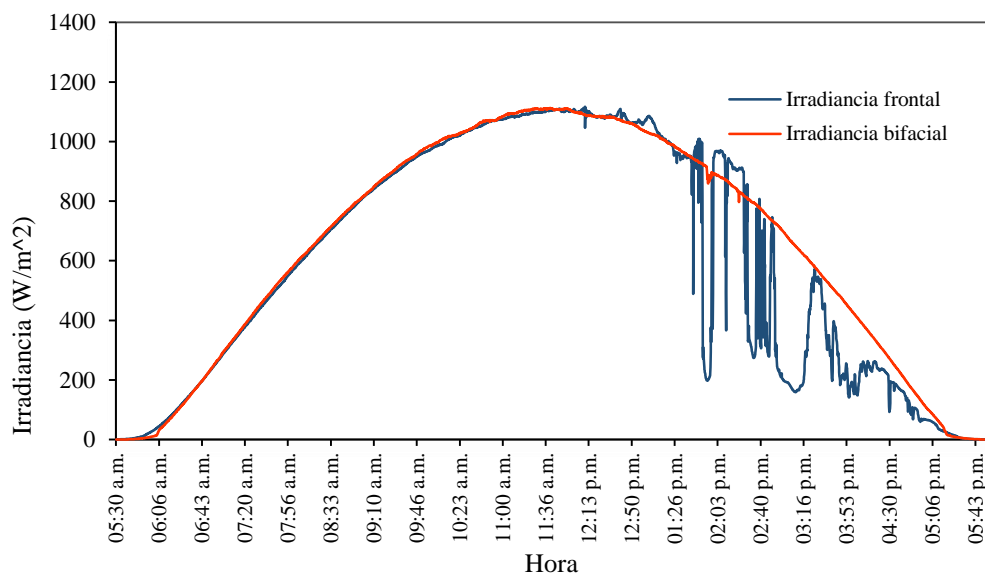
### 4.3.3 Curvas de potencia e irradiancia a 25° de inclinación

En la Figura 48, se muestra las curvas de potencia a 25° de inclinación, la curva de potencia bifacial se obtuvo el día 16 de agosto del 2023 y la potencia frontal el 30 de agosto del 2023. La potencia bifacial máxima llega a 451.79 W y del lado frontal 360.20 W, el gráfico de la diferencia entre ambas curvas de potencia nos muestra que en las horas de la mañana se obtiene una ganancia bifacial mínima ya que hay sombreado parcial en la superficie reflectante por parte de SFCR con inversor String de 3 kW, alrededor del medio día es cuando se presentan mayores ganancias bifaciales, mientras que en las horas de la tarde se presentaron nubes, pero también existe una ganancia bifacial sin embargo ya es muy menor a comparación del medio día.



**Figura 48.** Curvas de potencia a 25° de inclinación.

En la Figura 49, se muestra las curvas de irradiancia a 25° de inclinación que corresponde a los mismos días que las curvas de potencia, la mayor irradiancia frontal es de 1116.78 W/m<sup>2</sup> y en la irradiancia bifacial 1112.71 W/m<sup>2</sup>. Donde en las horas de la tarde se presentaron nubes en las mediciones del 30 de agosto del 2023.



**Figura 49.** Curvas de irradiancia a 25° de inclinación.

#### 4.4 Rendimiento del módulo fotovoltaico bifacial

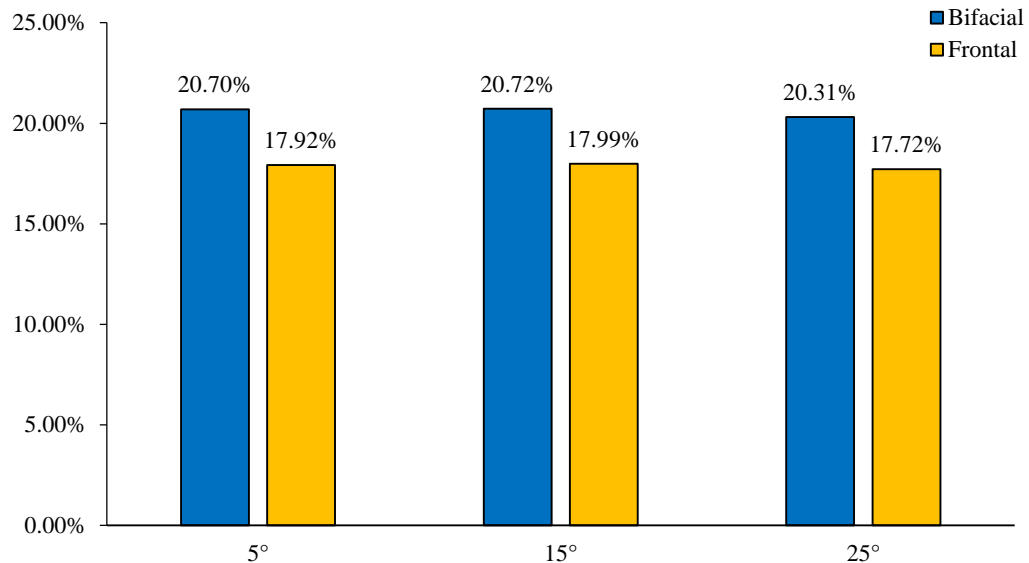
La eficiencia o el rendimiento de conversión se obtiene a STC de los datos del trazador de curvas I-V y la caracterización de las curvas I-V en módulos fotovoltaicos bifaciales en BSTC. Para condiciones reales con el módulo fotovoltaico bifacial conectado a red mediante el microinversor MPPT se tomaron datos promedio diario para cada ángulo de inclinación.

##### 4.4.1 Rendimiento del módulo fotovoltaico bifacial en STC

En la Figura 50, se tiene la eficiencia o el rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial en STC, tanto solo del lado frontal y de todo el módulo bifacial. A 15° se tiene un mayor rendimiento de conversión con 20.72 % con una potencia máxima de 425.45 W, una irradiancia equivalente de 1156.36 W/m<sup>2</sup> en modo bifacial y 17.99 % solo del lado frontal con una potencia máxima de 369.57 W, en los resultados mostrados tiene influencia la irradiancia incidente en la parte reversa y el factor bifacialidad del módulo fotovoltaico bifacial.

En términos de ganancia en el rendimiento de conversión a 5° de inclinación es de 2.78 %, a 15° de inclinación es 2.73 % y a 25° de inclinación 2.59 %, donde los resultados reflejan la influencia que tiene en ello la ganancia bifacial. por lo cual la mayor

ganancia en el rendimiento de conversión de un módulo fotovoltaico bifacial es a un ángulo de 5° de inclinación.

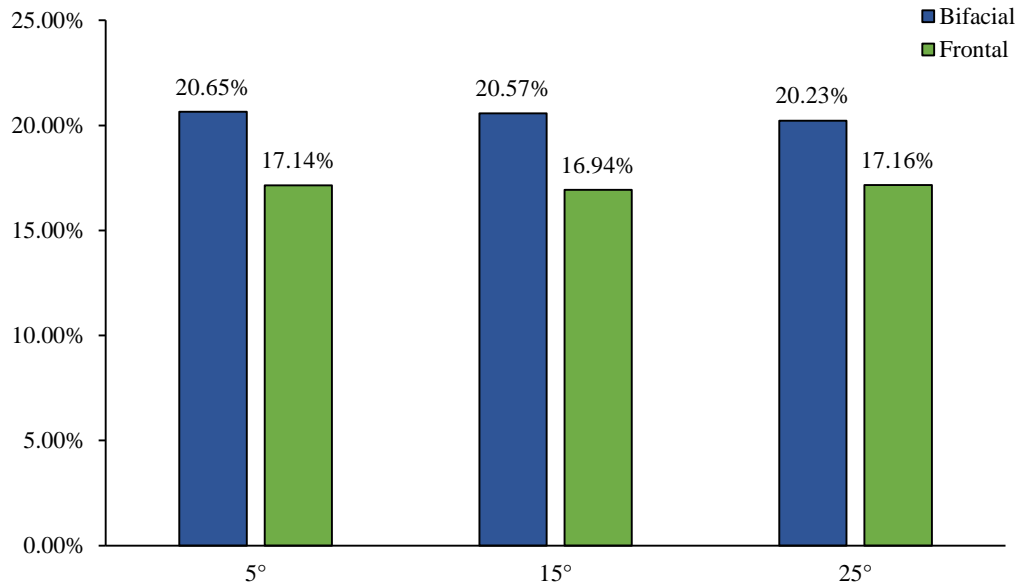


**Figura 50.** Rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial en STC.

#### 4.4.2 Rendimiento del módulo fotovoltaico bifacial con un microinversor de conexión a red

En la Figura 51, se tiene el rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial utilizando un microinversor MPPT de conexión a red para que el módulo funcione a su máxima capacidad de generación de potencia y energía, para obtener el rendimiento de conversión se utilizaron la media de la irradiancia y potencia de los tres días evaluados para cada ángulo de inclinación, en modo bifacial y solo del lado frontal. En todo el módulo fotovoltaico bifacial se tiene en mayor rendimiento de conversión a 5° de inclinación con 20.65 % y en solo del lado frontal está a 25° de inclinación con 17.16 %.

La ganancia bifacial en el rendimiento de conversión a 5° de inclinación es de 3.51 %, a 15° de inclinación es 3.63 % y a 25° de inclinación es 3.07 %. en este caso la mayor ganancia de rendimiento se tiene a 15° de inclinación ya que la evaluación del lado frontal se realizó en un día nublado. En los resultados mostrados son debido a la irradiancia incidente en la parte reversa, la temperatura de operación del módulo y las condiciones geográficas según la estación del año en el lugar de estudio.



**Figura 51.** Rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial con microinversor de conexión a red

Con los resultados obtenidos durante las pruebas realizadas al módulo fotovoltaico bifacial a diferentes ángulos de inclinación (5°, 15° y 25°), a condiciones estándares de prueba realizada con el trazador de curvas I-V con una ganancia de hasta 15.53 % equivalente a un incremento de potencia de 57.14 W se logra un rendimiento de 20.70 %. en las pruebas realizadas a condiciones reales de funcionamiento con el microinversor MPPT de conexión a red se alcanza hasta un rendimiento máximo de 20.65 %, lo cual involucra que las eficiencias o rendimientos de conversión del módulo fotovoltaico bifacial superaron a lo indicado por su ficha técnica que indica 19.7 %, todo ello debido a la capacidad a la gran capacidad de la superficie reflectante que es mayólica gris brillante.

En las comparaciones que se realizó en términos de ganancia bifacial y rendimiento a los tres ángulos de inclinación (5°, 15° y 25°), nos muestran una mínima variación entre cada ángulo de inclinación, por lo cual el ángulo de inclinación más óptimo será determinado por un mejor aprovechamiento de la radiación solar que incide en el lado frontal de los módulos fotovoltaicos. Ya que en el estudio realizado al módulo fotovoltaico bifacial de 405 W Trina solar el lado reverso del módulo tiene hasta un máximo del 66 % de capacidad de generación de energía a comparación del lado frontal, esto es denominado el factor de bifacialidad.

Según Aquino (2022), quien realizo una prueba experimental a través del método superficie respuesta, donde determino que el ángulo de inclinación óptimo para sistemas fijos maximizando el rendimiento en la producción de electricidad es de  $10.39^\circ$  en el altiplano peruano.

#### **4.5 Discusiones**

En los resultados obtenidos, tiene una ganancia bifacial entre 14.61 % a 15.53 % a un factor de bifacialidad máximo de 66 % con una superficie reflectante de mayólica gris brillante, son similares con (Muehleisen et al., 2021), quienes tuvieron como resultados que los módulos fotovoltaicos bifaciales llegan a una ganancia bifacial entre 15 % a 17 % con un factor de bifacialidad del 70 % bajo una superficie reflectante de una superficie pintada de blanco sin embargo al cabo de un año la ganancia se redujo de 5 % a 7 % debido a la disminución del albedo por crecimiento de musgos y contaminación, dando como conclusión la gran influencia que tiene la superficie reflectante en la ganancia bifacial.

La ganancia bifacial depende mayormente de la superficie reflectante, el cual involucra la irradiancia incidente en el reverso del módulo fotovoltaico bifacial. Con los resultados bajo una irradiancia incidente en el reverso del módulo fotovoltaico bifacial de  $245.77 \text{ W/m}^2$  se obtiene una ganancia bifacial de 15.53 %, los cuales tienen coherencia con los resultados obtenidos por (De la Calle, 2021), quien determino una ganancia bifacial máxima de 11.5 % bajo una irradiancia incidente en el lado reverso del módulo fotovoltaico bifacial de  $135 \text{ W/m}^2$ .

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Conclusiones

Los resultados obtenidos en la presente investigación muestran que se obtiene un rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial de hasta 20.72 % siendo un valor mayor a lo indicado en la ficha técnica del fabricante con 19.70 %. Esto se debe a diversos factores como son la irradiancia incidente en la parte reversa del módulo, temperatura de operación y las condiciones geográficas del lugar de estudio (arriba de 3800 msnm).

Los parámetros fotovoltaicos (potencia, voltaje y corriente), la temperatura y la irradiancia incidente sobre el módulo fotovoltaico bifacial fueron determinados satisfactoriamente con el uso del trazador de curvas I-V, tanto a condiciones de operación medidas en el momento y a condiciones estándares de prueba, los cuales fueron datos necesarios para esta investigación. Para obtener datos de los parámetros fotovoltaicos (potencia, voltaje y corriente) de manera continua se implementó un sistema de adquisición de datos mediante el medidor de energía CC el cual registra datos diarios y almacena en una PC mediante un protocolo de comunicación Modbus RS 485 a intervalos de 1 minuto.

Se determinó el rendimiento de conversión y sus variaciones a diferentes ángulos de inclinación a través del diseño de una estructura metálica versátil que permitió variar el ángulo de inclinación. En los estudios realizados bajo condiciones estándares de prueba se encuentra que el mayor rendimiento de conversión es de 20.72 % a 15° de inclinación y tiene una ligera variación del 0.02 % con respecto a 5° de inclinación, mientras que a 25° de inclinación se tiene una variación del 0.41 %. Con el uso de un microinversor MPPT de conexión a red se garantizó que el módulo fotovoltaico bifacial trabaje en su punto de máxima potencia, de esa forma se obtuvo un mayor rendimiento de conversión con 20.65 % a 5° de inclinación, en cual tiene una variación de 0.08 % con respecto a 15° de inclinación y a un ángulo de 25° de inclinación se tiene una variación del 0.42 % en el rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial. Con los resultados obtenidos se concluye que a menores ángulo de inclinación la

variación de rendimiento es mínima, mientras que a mayores ángulos de inclinación esa variación aumenta obteniendo un menor rendimiento de conversión.

Se realizó la evaluación de la ganancia bifacial del módulo fotovoltaico bifacial a diferentes ángulos de inclinación ( $5^\circ$ ,  $15^\circ$  y  $25^\circ$ ), a condiciones estándares de prueba en términos de potencia se tiene una ganancia bifacial de 15.53 % (57.14 W), 15.12 % (55.88 W) y 14.61 % (53.17 W) respectivamente y en términos de rendimiento de conversión el 2.78 %, 2.73 % y 2.59 %. Utilizando un microinversor MPPT con conexión a red la ganancia bifacial en el rendimiento de conversión a los ángulos mencionados es de 3.51 %, 3.63 % y 3.07 % respectivamente, cuyos resultados reflejan que a menor ángulo de inclinación será ligeramente mayor su ganancia bifacial, donde se concluye que la ganancia bifacial tiene gran influencia en el rendimiento de conversión del módulo fotovoltaico bifacial, sin embargo según los ángulos de inclinación evaluados solo existe una ligera variación en términos de ganancia de potencia, por lo tanto, el ángulo de inclinación óptimo se determinará por el mejor aprovechamiento de la irradiancia incidente sobre el lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial.

## **5.2 Recomendaciones**

Con los resultados obtenidos en el presente proyecto de investigación se plantea las siguientes recomendaciones:

- Realizar estudios de ganancia bifacial bajo diferentes condiciones del albedo de la superficie reflectante.
- Realizar un estudio del comportamiento de la temperatura de operación de la celda del módulo fotovoltaico bifacial, de preferencia utilizar termografía infrarroja para evitar sobrecalentamientos en las celdas del módulo.
- Implementar un módulo fotovoltaico monofacial de similares características para realizar un estudio comparativo entre ambas tecnologías.
- Se recomienda realizar un estudio de la no uniformidad de la irradiancia incidente en la parte reversa del módulo fotovoltaico bifacial.

### **5.3 Sugerencia de trabajos de investigación futuros**

A continuación, presentamos algunas sugerencias para trabajos de investigación futuros relacionado al presente tema de investigación desarrollado:

- Análisis de pérdidas de potencia por temperatura de placa en módulos fotovoltaicos bifaciales y monofaciales.
- Evaluación de la ganancia bifacial en módulos fotovoltaicos bifaciales bajo diferentes superficies reflectantes.
- Estudio comparativo del rendimiento de módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales a más de 3800 m.s.n.m.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Almerini, A. (2021). ¿ Qué es la tecnología de células solares medio cortadas ? *SolarReviews*.  
<https://www.solarreviews.com/blog/half-cut-solar-cell-technology-explained>
- Alvarez, A. (2022). *Tipos de paneles solares*. Casisima. <https://casisima.com/tipos-de-modulos-solares-lo-que-hay-que-saber/>
- Apaza, J., & Puma, C. (2015). *Diseño y calculo de un sistema de bombeo de agua accionado por energia solar* [Universidad Andina Nestor Caceres Velasquez].  
<http://repositorio.uancv.edu.pe/handle/UANCV/433>
- Aquino, E. (2022). *Análisis comparativo del rendimiento fotovoltaico de un sistema fijo y un seguidor solar en el altiplano peruano* [Universidad Nacional del Altiplano].  
<http://repositorio.unap.edu.pe/handle/20.500.14082/18807>
- Bernuy, C. (2018). *Modelamiento térmico unidimensional y transiente de una celda fotovoltaica bifacial* [Universidad de Chile]. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/164020>
- CambioEnergetico. (2019). *Placas Solares Bifaciales*.  
<https://www.cambioenergetico.com/blog/placas-solares-bifaciales/>
- Castejon, A., & Santamaria, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas* (S. A. Editex (ed.)).
- Chafoya, P., Larios, E., & Torres, J. (2021). *Análisis comparativo de la utilización de módulos fotovoltaicos bifaciales con respecto a los tradicionales* [Universidad de el Salvador].  
[https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/25633/1/Trabajo de graduación Final.pdf](https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/25633/1/Trabajo%20de%20graduaci3n%20Final.pdf)
- De la Calle, R. (2021). *Caracterización de curvas I-V en paneles fotovoltaicos bifaciales* [Universidad de Valladolid]. <https://uvadoc.uva.es/handle/10324/47961>
- DSNewEnergy. (2019). *Los paneles solares bifaciales aumentan el potencial de salida de potencia*. <https://www.dsisolar.com/info/bifacial-solar-panels-give-increased-power-out-36667489.html>
- Espinoza, F. (2022). *Generación energética sostenible con paneles solares monofaciales y bifaciales en la Universidad Nacional Toribio Rodríguez de Mendoza de Amazonas* [Universidad Nacional Toribio Rodríguez de Mendoza de Amazonas].

[http://repositorio.untrm.edu.pe/bitstream/handle/UNTRM/1482/Chapa Grandez Sally Patricia.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.untrm.edu.pe/bitstream/handle/UNTRM/1482/Chapa_Grandez_Sally_Patricia.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

Gonzales, V. (2020). Nuevas tecnologías usadas para el desarrollo de los paneles solares. *CITE Energía*. [http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2020/12/Ing.-Victor-Gonzales-Zamora\\_compressed-3.pdf](http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2020/12/Ing.-Victor-Gonzales-Zamora_compressed-3.pdf)

Herzog, J., & Méndez, J. (2022). *Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques Fotovoltaicos en Canarias* [Universidad de la Laguna]. [https://riull.ull.es/xmlui/bitstream/handle/915/31616/Analisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques fotovoltaicos en Canarias.pdf?sequence=1](https://riull.ull.es/xmlui/bitstream/handle/915/31616/Analisis%20del%20rendimiento%20de%20paneles%20bifaciales%20en%20parques%20fotovoltaicos%20en%20Canarias.pdf?sequence=1)

Hilcu, M. (2021). Placas solares policristalinas. *Otovo*. <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/placas-solares-policristalinas/>

Hilcu, M. (2022). Placas solares monocristalinas. *Otovo*. <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/placas-solares-monocristalinas/>

IEC 60904-1-2. (2019). *Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices*.

Interempresas. (2021). *Tecnología bifacial, el futuro de la industria solar fotovoltaica - Energías*. <https://www.interempresas.net/Energia/Articulos/370305-Tecnologia-bifacial-el-futuro-de-la-industria-solar-fotovoltaica.html>

International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV). (2019). International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) - Results 2018. *ITRPV, 10th Edition*, 1–38. <https://pv-manufacturing.org/wp-content/uploads/2019/03/ITRPV-2019.pdf>

Jiménez, A. (2021). *Estudio del empleo de paneles fotovoltaicos bifaciales mediante simulaciones basadas en PV Syst* [Universidad de Sevilla]. <https://hdl.handle.net/11441/126640>

Martín, M. (2022). *Estudio de la inclinación óptima de paneles solares bifaciales monocristalinos de silicio* [universidad de Valladolid]. <https://uvadoc.uva.es/handle/10324/54254>

- Martinez, J. (2013). *Implementacion de paneles solares en casa habitacion* [Instituto Politécnico Nacional]. [https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/13782/1/Implementación de paneles solares en casa.pdf](https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/13782/1/Implementación%20de%20paneles%20solares%20en%20casa.pdf)
- Monar, I. (2015). *Diseño de una instalacion fotovoltaica optimizando el angulo de inclinacion de los paneles solares* [Universidad Catolica Santiago de Guayaquil]. <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/3899>
- Muehleisen, W., Loeschig, J., Feichtner, M., Burgers, A., Bende, E. E., Zamini, S., Yerasimou, Y., Kosel, J., Hirschl, C., & Georghiou, G. (2021). Energy yield measurement of an elevated PV system on a white flat roof and a performance comparison of monofacial and bifacial modules. *Renewable Energy*, *170*, 613–619. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.015>
- Nevado, F. (2018). *¿Por qué la tecnología PERC se está haciendo un hueco en la fotovoltaica?* <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/por-que-la-tecnologia-perc-se-20180306>
- Pareja, M. (2010). *Radiación solar y su aprovechamiento energético* (Marcombo).
- Planas, O. (2016). *Ubicacion, orientacion e inclinacion de paneles solares*. <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/ubicacion-de-los-paneles-solares>
- Reyniel, F. (2019). *Sistemas fotovoltaicos con modulos bifaciales, estudio comparativo de su rendimiento (PR) en distintas condiciones de irradiancia y temperatura* [Universidad Politecnica de Cartagena]. <http://hdl.handle.net/10317/8202>
- Sunpal. (2023). *470-490W mono bifacial MBB Módulo fotovoltaico solar de células medias*. [https://es.sunpalsys.com/470-490w-bifacial-mono-mbb-half-cut-cell-solar-photovoltaic-module\\_p19.html](https://es.sunpalsys.com/470-490w-bifacial-mono-mbb-half-cut-cell-solar-photovoltaic-module_p19.html)
- Vargas, T., & Abrahamse, A. (2014). Trazador de curvas I-V de código abierto para monitoreo de rendimiento de paneles fotovoltaicos en Bolivia. *Scielo*. [http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2518-](http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2518-)

44312014000100007&lang=es

Vega, M. (2019). *Evaluacion experimental y numerica de modulos fotovoltaicos bifaciales flotantes en comparacion con sistemas monofaciales y terrestres* [Universidad EIA]. <https://repository.eia.edu.co/handle/11190/2497>

Voltacon. (2020). *Descripción general : ventajas de los paneles solares fotovoltaicos de células medio cortadas Beneficio*. <https://voltaconsolar.com/blog/2020/11/28/advantages-of-half-cut-cells-photovoltaic-solar-panels/>

Yin, H. P., Zhou, Y. F., Sun, S. L., Tang, W. S., Shan, W., Huang, X. M., & Shen, X. D. (2021). Optical enhanced effects on the electrical performance and energy yield of bifacial PV modules. *Solar Energy*, 217(February), 245–252. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.02.004>

## ANEXOS

### ANEXO 1. Ficha técnica del módulo fotovoltaico bifacial Trina Solar de 405W.

ELECTRICAL DATA (STC)					
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	390	395	400	405	410
Power Output Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	40.2	40.5	40.8	41.1	41.4
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	9.71	9.76	9.81	9.86	9.91
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	48.5	48.7	48.9	49.1	49.3
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	10.25	10.29	10.33	10.37	10.41
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	19.0	19.2	19.5	19.7	20.0
<small>STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.                      *Measuring tolerance: <math>\pm 3\%</math>.</small>					
Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 405 Wp front)					
Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	425	446	466	486	506
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	41.1	41.1	41.1	41.1	41.1
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	10.35	10.85	11.34	11.83	12.33
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	49.2	49.3	49.4	49.5	49.6
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	10.89	11.41	11.93	12.44	12.96
Pmax gain	5%	10%	15%	20%	25%
<small>Power Bifaciality: 70<math>\pm</math>5%.</small>					
ELECTRICAL DATA (NMOT)					
Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	295	299	302	306	310
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	37.7	38.0	38.3	38.6	38.9
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	7.82	7.86	7.90	7.93	7.97
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	45.7	45.9	46.1	46.3	46.5
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	8.26	8.29	8.33	8.36	8.39
<small>NMOT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.</small>					
MECHANICAL DATA					
Solar Cells	Monocrystalline				
Cell Orientation	144 cells (6 $\times$ 24)				
Module Dimensions	2031 $\times$ 1011 $\times$ 30mm (79.96 $\times$ 39.80 $\times$ 1.18 inches)				
Weight	26.8 kg (59.1 lb)				
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass				
Encapsulant material	POE/EVA				
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)				
Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy				
J-Box	IP 68 rated				
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1900/1900 mm(74.80/74.80inches)				
Connector	MC4 EVO2 / TS4*				
TEMPERATURE RATINGS			MAXIMUM RATINGS		
NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C ( $\pm 3$ °C)	Operational Temperature	-40 ~ +85°C		
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	- 0.35%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)		
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	- 0.25%/°C		1500V DC (UL)		
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/°C	Max Series Fuse Rating	20A		

## ANEXO 2. Ficha técnica del microinversor SG600MS con conexión a red.

Product Series		SG600MS Series
Model		SG600MS
<b>Input Data(DC,PV)</b>		
Number of Input MC4 Connector	1 sets	
MPPT Voltage Range	28V-55V	
Operation Voltage Range	20V-60V	
Maximum Input Voltage	<b>60V</b>	
Startup Voltage	20V	
Maximum Input Power	<b>600W</b>	
Maximum Input Current	20A	
<b>Output Data(AC)</b>		
Single-Phase Grid Type	120V & 230V	
Rated Output Power	590W	
Maximum Output Power	600W	
Nominal Output Current	@ 120VAC	4.91A
	@ 230VAC	2.56A
Nominal Output Voltage	120VAC / 230VAC	
Default Output Voltage Range	@120VAC : 80V-160V / @230VAC : 180V-280V	
Nominal Output Frequency	50Hz / 60Hz	
Default Output Frequency Range	@50Hz : 47.5Hz-52.5Hz / @60Hz : 57.5Hz-62.5Hz	
Power Factor	>0.99	
Total Harmonic Distortion	THD <5%	
Maximum Units per Branch	@ 120VAC	<b>4 units</b>
	@ 230VAC	<b>8 units</b>
<b>Efficiency</b>		
Peak Efficiency	95%	
CEC Weighted Efficiency	@120VAC : 92.5% / @230VAC : 93.5%	
Nominal MPPT Efficiency	99.9%	
Night Power Consumption	<700mW	
<b>Mechanical Data</b>		
Operating Ambient Temperature Range	-40°C to +65°C	
Storage Temperature Range	-40°C to +85°C	
Dimensions (W x H x D)	185mm x 180mm x 38.5mm (not include connectors and cable)	
Weight	1.5kg	
Max Current of AC Bus Cable	20A	
Waterproof Grade	IP65	
Cooling Mode	Natural Convection - No Fans	
<b>Other Features</b>		
Communication	WIFI With Cloud Monitoring	
Transformer Design	High Frequency Transformers, Galvanically Isolated	
Integrated Ground	Equipment ground is provided by the PE in the AC cable. No additional ground is required.	
Protection Functions	Isolated Island Protection, Voltage Protection, Frequency Protection, Temperature Protection, Current Protection, etc.	
Design Compliance	CE etc.	

### ANEXO 3. Ficha técnica del medidor de energía DC Eastron DCM 230.

Electrical Characteristics		
Type of Measurement		RMS on DC energy system (1P+N)
Measurement Accuracy	Power	1% of range maximum
	Active Energy	1% of range maximum
	Current	0.5% of range maximum
	Voltage	0.5% of range maximum
Input & Output		
Input-Voltage	Range	5-1000V DC
		5-600V DC
		5-300V DC
	Power consumption	≤0.5VA
Input-Current	Shunt	75mV in default, 45/60mV optional
	Power consumption	≤0.1VA
Output	Pulse Output + RS485 Modbus	
Modbus Communications		
Interface Standard and Protocol		RS485 and MODBUS RTU
Communication Address		1~247
Transmission Distance		1000m Maximum
Baud Rate		1200bps~19200bps
Parity		None (default), Odd, Even
Stop Bits		1 or 2
Auxiliary power supply		
AC Aux. Power Supply		85-276V AC (DCM230-1)
Power Consumption		≤1W/5VA
DC Aux. Power Supply		9-40V DC (DCM230-2)
Power Consumption		≤1W

**ANEXO 4. Promedio de datos obtenidos por el trazador de curvas I-V a 5° de inclinación.**

**Tabla 16**

*Datos promedio del lado frontal a condiciones de operación a 5° de inclinación.*

<b>Frontal a condiciones de operación</b>									
Fecha	Hora	T	G <sub>r</sub>	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>
		°C	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W
1/06/2023	11:56:46	47.7	250	889	9.49	44.5	8.90	34.4	306.3
1/06/2023	11:57:06	48.0	250	888	9.49	44.5	8.89	34.4	306.3
1/06/2023	11:57:20	48.3	250	888	9.50	44.5	8.90	34.4	305.9
5/06/2023	11:54:28	46.0	247	911	9.39	44.8	8.78	34.8	305.6
5/06/2023	11:54:40	46.3	247	911	9.39	44.8	8.79	34.8	306.2
5/06/2023	11:55:06	46.8	247	911	9.40	44.8	8.81	34.7	306.0
6/06/2023	12:20:30	50.4	244	875	9.15	43.9	8.54	34.0	290.1
6/06/2023	12:20:44	50.6	244	875	9.14	43.9	8.53	34.0	289.9
6/06/2023	12:20:56	50.8	244	875	9.14	43.9	8.54	34.0	290.1
7/06/2023	12:16:54	46.9	245	859	9.16	44.5	8.61	34.9	300.7
7/06/2023	12:17:16	47.5	245	859	9.16	44.4	8.61	34.9	300.8
7/06/2023	12:17:28	47.8	245	858	9.16	44.5	8.60	34.9	300.7
8/06/2023	11:59:02	45.7	249	889	9.38	44.7	8.77	34.8	305.4
8/06/2023	11:59:14	46.2	249	891	9.38	44.7	8.76	34.8	305.2
8/06/2023	11:59:26	46.7	249	890	9.38	44.7	8.77	34.8	305.3
9/06/2023	11:37:44	52.5	244	891	9.42	43.8	8.80	34.0	299.2
9/06/2023	11:38:06	52.9	244	892	9.42	43.7	8.80	34.0	299.3
9/06/2023	11:38:18	53.1	244	892	9.42	43.7	8.79	34.0	298.8
14/06/2023	11:57:00	43.0	248	887	9.33	45.0	8.74	35.1	306.6
14/06/2023	11:57:12	43.7	248	887	9.33	45.0	8.74	35.1	306.5
14/06/2023	11:57:26	44.3	248	887	9.33	45.0	8.74	35.0	305.9
15/06/2023	11:41:54	52.0	244	885	9.38	43.9	8.77	33.9	297.7
15/06/2023	11:42:08	52.1	244	885	9.39	43.9	8.77	34.0	298.2
15/06/2023	11:42:20	52.1	244	886	9.39	43.9	8.78	34.0	298.1
<b>Promedio</b>		<b>48.40</b>	<b>246.38</b>	<b>885.99</b>	<b>9.34</b>	<b>44.37</b>	<b>8.74</b>	<b>34.50</b>	<b>301.46</b>

**Tabla 17***Datos promedio del lado frontal en STC a 5° de inclinación.*

<b>Frontal a STC</b>									
Fecha	Hora	T	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>	FF
		°C	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W	%
1/06/2023	11:56:46	25	1000	10.68	47.1	10.02	37.0	371.1	73.79
1/06/2023	11:57:06	25	1000	10.69	47.1	10.01	37.1	371.9	73.89
1/06/2023	11:57:20	25	1000	10.70	47.1	10.02	37.1	371.8	73.77
5/06/2023	11:54:28	25	1000	10.31	47.2	9.64	37.4	360.2	74.08
5/06/2023	11:54:40	25	1000	10.31	47.2	9.65	37.4	361.1	74.18
5/06/2023	11:55:06	25	1000	10.31	47.2	9.67	37.4	361.4	74.19
6/06/2023	12:20:30	25	1000	10.46	46.8	9.76	37.0	360.8	73.74
6/06/2023	12:20:44	25	1000	10.45	46.8	9.75	37.0	361.0	73.73
6/06/2023	12:20:56	25	1000	10.45	46.9	9.76	37.0	361.4	73.79
7/06/2023	12:16:54	25	1000	10.66	47.1	10.02	37.5	375.6	74.87
7/06/2023	12:17:16	25	1000	10.66	47.1	10.02	37.6	376.6	75.02
7/06/2023	12:17:28	25	1000	10.67	47.2	10.02	37.6	377.3	74.97
8/06/2023	11:59:02	25	1000	10.55	47.1	9.86	37.3	367.9	74.00
8/06/2023	11:59:14	25	1000	10.53	47.2	9.84	37.4	367.9	74.04
8/06/2023	11:59:26	25	1000	10.54	47.2	9.86	37.4	368.9	74.09
9/06/2023	11:37:44	25	1000	10.57	46.9	9.87	37.4	369.2	74.57
9/06/2023	11:38:06	25	1000	10.56	46.9	9.86	37.5	369.6	74.65
9/06/2023	11:38:18	25	1000	10.56	46.9	9.85	37.5	369.4	74.53
14/06/2023	11:57:00	25	1000	10.51	47.2	9.85	37.2	366.2	73.83
14/06/2023	11:57:12	25	1000	10.52	47.2	9.85	37.2	366.9	73.88
14/06/2023	11:57:26	25	1000	10.52	47.2	9.85	37.3	367.2	73.88
15/06/2023	11:41:54	25	1000	10.59	46.9	9.91	37.2	368.3	74.10
15/06/2023	11:42:08	25	1000	10.61	47.0	9.91	37.3	369.3	74.13
15/06/2023	11:42:20	25	1000	10.60	47.0	9.91	37.2	368.8	74.10
<b>Promedio</b>		<b>25</b>	<b>1000</b>	<b>10.54</b>	<b>47.06</b>	<b>9.86</b>	<b>37.29</b>	<b>367.90</b>	<b>74.16</b>

**Tabla 18***Datos promedio del lado reverso en condiciones de operación a 5° de inclinación.*

<b>Reverso a condiciones de operación</b>									
Fecha	Hora	T	G <sub>r</sub>	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>
		°C	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W
1/06/2023	11:36:50	50.3	244	886	5.84	44.0	5.20	36.9	191.9
1/06/2023	11:37:10	50.3	244	886	5.84	44.0	5.20	36.9	192.0
1/06/2023	11:38:30	50.5	245	886	5.84	44.0	5.20	36.9	191.6
5/06/2023	11:37:44	41.3	242	918	5.82	44.8	5.18	37.9	196.2
5/06/2023	11:38:30	42.4	242	917	5.81	44.8	5.17	37.8	195.2
5/06/2023	11:38:46	42.6	242	917	5.81	44.7	5.18	37.8	195.6
6/06/2023	11:54:06	44.0	241	887	5.78	44.1	5.12	37.0	189.8
6/06/2023	11:54:22	44.5	241	887	5.78	44.2	5.13	37.1	190.1
6/06/2023	11:54:34	44.9	241	886	5.78	44.1	5.10	37.1	189.2
7/06/2023	12:05:12	46.5	244	864	5.65	43.2	4.97	36.2	180.0
7/06/2023	12:05:32	47.1	244	865	5.65	43.2	4.97	36.2	180.0
7/06/2023	12:05:46	47.6	244	865	5.65	43.2	4.98	36.2	180.1
8/06/2023	11:49:04	44.8	247	886	5.75	44.3	5.12	37.3	191.2
8/06/2023	11:49:30	44.5	247	886	5.75	44.3	5.11	37.3	190.9
8/06/2023	11:49:48	44.5	247	887	5.76	44.4	5.12	37.4	191.3
9/06/2023	11:49:02	46.9	248	891	5.78	43.7	5.16	36.6	188.6
9/06/2023	11:49:14	47.1	248	891	5.78	43.7	5.14	36.6	188.6
9/06/2023	11:49:28	47.3	248	891	5.78	43.7	5.16	36.6	188.8
14/06/2023	11:46:56	44.1	247	887	5.73	44.4	5.09	37.5	190.8
14/06/2023	11:47:22	44.7	247	887	5.73	44.4	5.10	37.5	191.0
14/06/2023	11:47:40	45.2	247	887	5.73	44.4	5.10	37.4	190.9
15/06/2023	11:52:38	46.4	248	879	5.72	43.4	5.12	36.3	185.8
15/06/2023	11:53:22	47.1	248	878	5.72	43.5	5.12	36.3	185.8
15/06/2023	11:53:36	47.3	248	879	5.72	43.5	5.11	36.4	185.8
<b>Promedio</b>		<b>45.92</b>	<b>245.17</b>	<b>887.24</b>	<b>5.76</b>	<b>44.0</b>	<b>5.12</b>	<b>36.96</b>	<b>189.21</b>

**Tabla 19***Datos promedio del lado reverso en STC a 5° de inclinación.*

<b>Reverso a STC</b>									
Fecha	Hora	T	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>	FF
		°C	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W	%
1/06/2023	11:36:50	25	1000	6.59	47.9	5.87	41.6	244.1	77.40
1/06/2023	11:37:10	25	1000	6.59	47.9	5.87	41.6	244.2	77.43
1/06/2023	11:38:30	25	1000	6.59	47.9	5.86	41.6	243.8	77.29
5/06/2023	11:37:44	25	1000	6.33	47.4	5.65	41.0	231.3	77.00
5/06/2023	11:38:30	25	1000	6.33	47.5	5.63	41.1	231.5	76.96
5/06/2023	11:38:46	25	1000	6.34	47.5	5.65	41.1	232.1	77.12
6/06/2023	11:54:06	25	1000	6.52	47.3	5.78	40.9	236.2	76.53
6/06/2023	11:54:22	25	1000	6.52	47.4	5.78	41.0	237.0	76.66
6/06/2023	11:54:34	25	1000	6.52	47.5	5.76	41.2	236.9	76.43
7/06/2023	12:05:12	25	1000	6.54	46.9	5.76	40.7	234.2	76.31
7/06/2023	12:05:32	25	1000	6.53	47.0	5.75	40.8	234.4	76.29
7/06/2023	12:05:46	25	1000	6.54	47.0	5.75	40.8	234.9	76.39
8/06/2023	11:49:04	25	1000	6.49	47.5	5.78	41.2	238.5	77.36
8/06/2023	11:49:30	25	1000	6.48	47.6	5.77	41.2	237.9	77.17
8/06/2023	11:49:48	25	1000	6.49	47.6	5.77	41.3	238.2	77.13
9/06/2023	11:49:02	25	1000	6.49	47.1	5.79	40.6	235.1	77.03
9/06/2023	11:49:14	25	1000	6.49	47.1	5.77	40.8	235.5	77.01
9/06/2023	11:49:28	25	1000	6.49	47.1	5.78	40.7	235.6	77.07
14/06/2023	11:46:56	25	1000	6.46	47.6	5.74	41.3	237.4	77.24
14/06/2023	11:47:22	25	1000	6.45	47.6	5.75	41.4	238.1	77.45
14/06/2023	11:47:40	25	1000	6.46	47.7	5.75	41.5	238.5	77.45
15/06/2023	11:52:38	25	1000	6.51	46.7	5.82	40.3	234.7	77.15
15/06/2023	11:53:22	25	1000	6.51	46.9	5.83	40.4	235.5	77.19
15/06/2023	11:53:36	25	1000	6.51	46.9	5.81	40.5	235.6	77.15
<b>Promedio</b>		<b>25</b>	<b>1000</b>	<b>6.49</b>	<b>47.36</b>	<b>5.77</b>	<b>41.03</b>	<b>236.72</b>	<b>77.01</b>

**Tabla 20**

Datos promedio del módulo fotovoltaico bifacial en condiciones de operación a 5° de inclinación.

<b>Bifacial a condiciones de operación</b>									
Fecha	Hora	T	G <sub>r</sub>	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>
		°C	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W
1/06/2023	12:16:00	48.1	249	889	11.01	44.9	10.16	34.4	349.4
1/06/2023	12:16:12	48.3	249	889	11.01	44.9	10.14	34.4	349.1
1/06/2023	12:16:24	48.6	249	889	11.01	44.9	10.14	34.4	349.0
5/06/2023	12:17:30	48.7	246	882	10.97	44.5	10.12	34.1	344.9
5/06/2023	12:17:48	48.8	246	881	10.96	44.5	10.12	34.1	345.4
5/06/2023	12:18:00	48.6	246	883	10.97	44.5	10.13	34.2	346.1
6/06/2023	11:42:02	43.8	237	887	10.99	44.6	10.15	34.6	350.7
6/06/2023	11:42:16	43.4	237	887	10.98	44.7	10.18	34.5	351.6
6/06/2023	11:42:28	42.9	238	886	10.99	44.6	10.18	34.6	351.7
7/06/2023	12:26:56	48.1	243	854	10.77	44.7	9.93	34.4	341.2
7/06/2023	12:27:14	48.3	243	854	10.76	44.7	9.91	34.4	341.2
7/06/2023	12:28:14	48.1	242	853	10.73	44.8	9.92	34.5	341.8
8/06/2023	11:33:28	50.8	237	885	10.97	44.4	10.12	34.3	347.7
8/06/2023	11:33:40	50.6	237	885	10.96	44.4	10.11	34.3	347.2
8/06/2023	11:33:52	50.3	237	884	10.96	44.5	10.13	34.4	348.2
9/06/2023	11:58:08	46.1	246	886	11.09	45.0	10.19	34.8	354.6
9/06/2023	11:58:22	46.5	246	886	11.04	45.0	10.16	34.8	353.2
9/06/2023	11:58:38	46.9	246	885	11.08	44.9	10.19	34.7	354.0
14/06/2023	11:33:08	39.8	238	892	11.03	45.4	10.17	35.3	358.6
14/06/2023	11:33:22	40.7	238	893	11.04	45.4	10.18	35.2	358.3
14/06/2023	11:33:40	41.4	238	893	11.05	45.4	10.20	35.2	358.8
15/06/2023	12:06:08	46.0	247	875	10.96	45.1	10.10	34.7	350.9
15/06/2023	12:06:28	46.1	247	875	10.96	45.2	10.10	34.8	351.0
15/06/2023	12:06:46	46.2	247	876	10.98	45.2	10.12	34.8	352.0
<b>Promedio</b>		<b>46.55</b>	<b>242.88</b>	<b>881.23</b>	<b>10.97</b>	<b>44.84</b>	<b>10.12</b>	<b>34.57</b>	<b>349.86</b>

**Tabla 21***Datos promedio del módulo fotovoltaico bifacial en STC a 5° de inclinación.*

<b>Bifacial a STC</b>									
Fecha	Hora	T	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>	FF
		°C	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W	%
1/06/2023	12:16:00	25	1000	12.38	47.6	11.43	37.2	425.4	72.20
1/06/2023	12:16:12	25	1000	12.39	47.6	11.41	37.3	425.8	72.15
1/06/2023	12:16:24	25	1000	12.39	47.7	11.41	37.4	426.2	72.16
5/06/2023	12:17:30	25	1000	12.43	47.3	11.47	36.9	423.7	72.14
5/06/2023	12:17:48	25	1000	12.44	47.3	11.48	37.0	425.0	72.26
5/06/2023	12:18:00	25	1000	12.43	47.3	11.48	37.0	425.0	72.29
6/06/2023	11:42:02	25	1000	12.38	46.9	11.44	36.9	421.6	72.57
6/06/2023	11:42:16	25	1000	12.38	46.9	11.48	36.7	421.7	72.65
6/06/2023	11:42:28	25	1000	12.41	46.8	11.49	36.7	421.7	72.57
7/06/2023	12:26:56	25	1000	12.61	47.6	11.62	37.1	431.7	71.96
7/06/2023	12:27:14	25	1000	12.61	47.6	11.62	37.3	432.7	72.09
7/06/2023	12:28:14	25	1000	12.59	47.7	11.63	37.2	433.0	72.17
8/06/2023	11:33:28	25	1000	12.39	47.5	11.44	37.6	430.0	73.14
8/06/2023	11:33:40	25	1000	12.38	47.5	11.42	37.6	429.2	73.02
8/06/2023	11:33:52	25	1000	12.40	47.5	11.46	37.6	430.3	73.09
9/06/2023	11:58:08	25	1000	12.51	47.6	11.50	37.5	431.0	72.40
9/06/2023	11:58:22	25	1000	12.47	47.6	11.48	37.5	430.0	72.47
9/06/2023	11:58:38	25	1000	12.52	47.6	11.51	37.5	432.0	72.47
14/06/2023	11:33:08	25	1000	12.36	47.3	11.40	37.1	422.9	72.36
14/06/2023	11:33:22	25	1000	12.36	47.4	11.40	37.2	423.7	72.37
14/06/2023	11:33:40	25	1000	12.37	47.4	11.42	37.2	425.3	72.45
15/06/2023	12:06:08	25	1000	12.53	47.7	11.55	37.3	430.8	72.06
15/06/2023	12:06:28	25	1000	12.53	47.8	11.54	37.4	431.3	72.08
15/06/2023	12:06:46	25	1000	12.53	47.8	11.55	37.4	432.0	72.11
<b>Promedio</b>		<b>25</b>	<b>1000</b>	<b>12.45</b>	<b>47.45</b>	<b>11.48</b>	<b>37.23</b>	<b>427.59</b>	<b>72.38</b>

**ANEXO 5. Promedio de datos obtenidos por el trazador de curvas I-V a 15° de inclinación.**

**Tabla 22**

*Datos promedio del lado frontal en condiciones de operación a 15° de inclinación.*

<b>Frontal a condiciones de operación</b>									
Fecha	Hora	$T$	$G_r$	$G$	$I_{sc}$	$V_{oc}$	$I_{mpp}$	$V_{mpp}$	$P_{max}$
		°C	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W
1/06/2023	11:58:18	49.1	243	985	10.41	44.6	9.56	35.0	334.2
1/06/2023	11:58:44	49.4	245	985	10.41	44.6	9.76	34.5	337.3
1/06/2023	11:59:00	49.7	245	986	10.41	44.5	9.76	34.5	337.1
5/06/2023	11:55:58	47.7	242	999	10.31	44.9	9.70	34.8	337.7
5/06/2023	11:56:24	48.2	242	1000	10.31	44.9	9.68	34.8	337.2
5/06/2023	11:56:46	48.6	242	1000	10.32	44.8	9.67	34.8	336.7
6/06/2023	12:21:44	51.5	239	965	10.04	44.1	9.40	34.1	321.0
6/06/2023	12:21:58	51.5	239	965	10.05	44.2	9.40	34.2	321.1
6/06/2023	12:22:12	51.6	240	965	10.05	44.2	9.39	34.2	321.2
7/06/2023	12:18:20	48.9	240	959	10.11	44.6	9.50	34.5	327.8
7/06/2023	12:18:34	49.1	240	958	10.10	44.6	9.46	34.6	327.1
7/06/2023	12:18:52	49.5	240	958	10.09	44.6	9.45	34.5	326.3
8/06/2023	12:00:08	48.0	245	985	10.31	44.8	9.68	34.9	337.5
8/06/2023	12:00:22	48.4	245	986	10.31	44.8	9.64	34.9	336.5
8/06/2023	12:00:36	48.7	245	985	10.31	44.8	9.65	34.8	336.2
9/06/2023	11:39:00	53.8	241	990	10.38	43.9	9.64	33.6	324.1
9/06/2023	11:39:12	54.0	241	989	10.38	43.9	9.64	33.6	324.1
9/06/2023	11:39:26	54.3	242	990	10.38	43.9	9.64	33.6	324.0
14/06/2023	11:59:36	47.0	245	979	10.23	45.2	9.60	35.2	337.5
14/06/2023	11:59:48	47.1	245	979	10.23	45.2	9.61	35.1	337.4
14/06/2023	12:00:04	47.3	245	979	10.23	45.2	9.59	35.2	337.3
15/06/2023	11:40:02	50.9	241	978	10.25	44.0	9.62	34.1	328.1
15/06/2023	11:40:14	51.0	241	978	10.25	44.0	9.61	34.1	327.5
15/06/2023	11:40:30	51.2	241	977	10.25	44.0	9.60	34.1	327.5
<b>Promedio</b>		<b>49.85</b>	<b>242.25</b>	<b>980.01</b>	<b>10.26</b>	<b>44.51</b>	<b>9.59</b>	<b>34.50</b>	<b>330.94</b>

**Tabla 23***Datos promedio del lado frontal en STC a 15° de inclinación.*

<b>Frontal a STC</b>									
Fecha	Hora	T	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>	FF
		°C	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W	%
1/06/2023	11:58:18	25	1000	10.57	47.3	9.71	38.2	370.9	74.16
1/06/2023	11:58:44	25	1000	10.56	47.2	9.91	37.7	374.1	75.12
1/06/2023	11:59:00	25	1000	10.55	47.1	9.90	37.8	374.1	75.19
5/06/2023	11:55:58	25	1000	10.31	47.3	9.70	37.8	367.2	75.33
5/06/2023	11:56:24	25	1000	10.31	47.3	9.68	37.9	367.2	75.28
5/06/2023	11:56:46	25	1000	10.32	47.3	9.67	38.0	367.1	75.27
6/06/2023	12:21:44	25	1000	10.40	47.0	9.74	37.5	365.8	74.89
6/06/2023	12:21:58	25	1000	10.41	47.0	9.74	37.6	366.2	74.81
6/06/2023	12:22:12	25	1000	10.41	47.0	9.72	37.7	366.3	74.83
7/06/2023	12:18:20	25	1000	10.54	47.2	9.90	37.6	372.0	74.82
7/06/2023	12:18:34	25	1000	10.54	47.2	9.87	37.7	371.9	74.74
7/06/2023	12:18:52	25	1000	10.54	47.2	9.86	37.7	371.7	74.73
8/06/2023	12:00:08	25	1000	10.46	47.3	9.82	37.9	372.4	75.24
8/06/2023	12:00:22	25	1000	10.46	47.3	9.78	38.0	371.9	75.14
8/06/2023	12:00:36	25	1000	10.47	47.3	9.80	38.0	372.3	75.15
9/06/2023	11:39:00	25	1000	10.48	47.0	9.73	37.4	364.0	73.95
9/06/2023	11:39:12	25	1000	10.49	47.0	9.74	37.4	364.6	74.00
9/06/2023	11:39:26	25	1000	10.49	47.0	9.74	37.4	364.6	74.03
14/06/2023	11:59:36	25	1000	10.45	47.6	9.81	38.1	373.2	75.10
14/06/2023	11:59:48	25	1000	10.45	47.5	9.81	38.0	373.2	75.12
14/06/2023	12:00:04	25	1000	10.45	47.6	9.80	38.1	373.6	75.13
15/06/2023	11:40:02	25	1000	10.49	46.8	9.84	37.5	368.6	75.14
15/06/2023	11:40:14	25	1000	10.48	46.8	9.82	37.5	368.1	75.07
15/06/2023	11:40:30	25	1000	10.50	46.8	9.82	37.5	368.7	75.05
<b>Promedio</b>		<b>25</b>	<b>1000</b>	<b>10.46</b>	<b>47.16</b>	<b>9.79</b>	<b>37.75</b>	<b>369.57</b>	<b>74.89</b>

**Tabla 24***Datos promedio del lado reverso en condiciones de operación a 15° de inclinación.*

<b>Reverso a condiciones de operación</b>									
Fecha	Hora	T	G <sub>r</sub>	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>
		°C	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W
1/06/2023	11:39:42	50.6	244	985	6.73	44.2	5.96	36.4	217.1
1/06/2023	11:40:10	50.6	244	985	6.73	44.2	5.97	36.4	216.9
1/06/2023	11:40:26	50.7	245	985	6.73	44.2	5.97	36.4	216.9
5/06/2023	11:39:52	43.8	240	1005	6.68	44.8	5.95	37.4	222.4
5/06/2023	11:40:04	44.1	240	1005	6.67	44.8	5.94	37.3	221.7
5/06/2023	11:40:36	44.4	241	1005	6.68	44.8	5.94	37.3	221.3
6/06/2023	11:55:22	46.4	239	979	6.63	44.3	5.86	36.9	216.4
6/06/2023	11:55:38	46.8	239	978	6.63	44.3	5.86	36.9	216.3
6/06/2023	11:55:52	47.1	239	978	6.63	44.3	5.86	36.9	216.2
7/06/2023	12:07:32	49.3	239	962	6.52	43.6	5.71	36.2	206.6
7/06/2023	12:07:54	49.4	241	962	6.53	43.6	5.73	36.3	207.9
7/06/2023	12:08:08	49.7	241	961	6.52	43.6	5.72	36.3	207.5
8/06/2023	11:50:44	44.9	243	988	6.68	44.6	5.87	37.2	218.7
8/06/2023	11:50:58	44.9	243	988	6.67	44.5	5.87	37.2	218.7
8/06/2023	11:51:18	45.0	243	987	6.67	44.5	5.86	37.2	218.2
9/06/2023	11:50:16	47.5	244	989	6.68	44.0	5.92	36.4	215.3
9/06/2023	11:50:28	47.6	244	990	6.68	44.0	5.92	36.4	215.5
9/06/2023	11:50:42	47.7	244	990	6.69	44.0	5.92	36.4	215.3
14/06/2023	11:48:26	45.7	243	981	6.60	44.6	5.88	37.1	218.6
14/06/2023	11:48:42	45.8	243	982	6.60	44.5	5.88	37.1	218.2
14/06/2023	11:48:56	46.0	243	982	6.61	44.5	5.88	37.2	218.5
15/06/2023	11:54:40	48.1	245	971	6.56	43.7	5.81	36.0	209.4
15/06/2023	11:54:56	48.4	245	972	6.56	43.7	5.81	36.0	209.3
15/06/2023	11:55:20	48.7	245	973	6.57	43.7	5.82	36.1	209.7
<b>Promedio</b>		<b>47.22</b>	<b>242.38</b>	<b>982.65</b>	<b>6.64</b>	<b>44.20</b>	<b>5.87</b>	<b>36.71</b>	<b>215.53</b>

**Tabla 25***Datos promedio del lado reverso en STC a 15° de inclinación.*

<b>Reverso a STC</b>									
Fecha	Hora	T	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>	FF
		°C	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W	%
1/06/2023	11:39:42	25	1000	6.83	47.3	6.05	40.2	243.0	75.17
1/06/2023	11:40:10	25	1000	6.83	47.3	6.06	40.1	242.9	75.18
1/06/2023	11:40:26	25	1000	6.83	47.3	6.05	40.1	242.7	75.14
5/06/2023	11:39:52	25	1000	6.65	47.0	5.92	40.0	236.7	75.75
5/06/2023	11:40:04	25	1000	6.64	47.0	5.91	40.0	236.4	75.77
5/06/2023	11:40:36	25	1000	6.65	47.0	5.91	40.0	236.2	75.63
6/06/2023	11:55:22	25	1000	6.78	47.0	5.98	40.2	240.3	75.51
6/06/2023	11:55:38	25	1000	6.78	47.0	5.99	40.2	240.7	75.57
6/06/2023	11:55:52	25	1000	6.78	47.0	5.99	40.2	241.1	75.59
7/06/2023	12:07:32	25	1000	6.78	46.7	5.94	39.9	237.1	74.90
7/06/2023	12:07:54	25	1000	6.78	46.7	5.95	40.1	238.5	75.29
7/06/2023	12:08:08	25	1000	6.78	46.8	5.94	40.2	238.8	75.27
8/06/2023	11:50:44	25	1000	6.76	47.0	5.94	40.2	238.7	75.18
8/06/2023	11:50:58	25	1000	6.75	47.0	5.95	40.2	238.8	75.23
8/06/2023	11:51:18	25	1000	6.76	47.0	5.94	40.2	238.7	75.18
9/06/2023	11:50:16	25	1000	6.76	46.6	5.98	39.6	237.0	75.21
9/06/2023	11:50:28	25	1000	6.76	46.7	5.98	39.6	237.1	75.22
9/06/2023	11:50:42	25	1000	6.76	46.7	5.98	39.6	237.1	75.18
14/06/2023	11:48:26	25	1000	6.73	47.1	6.00	40.2	241.3	76.09
14/06/2023	11:48:42	25	1000	6.72	47.1	5.98	40.2	240.6	75.96
14/06/2023	11:48:56	25	1000	6.73	47.1	5.99	40.3	241.2	76.07
15/06/2023	11:54:40	25	1000	6.75	46.5	5.99	39.4	236.1	75.16
15/06/2023	11:54:56	25	1000	6.75	46.6	5.98	39.5	236.2	75.11
15/06/2023	11:55:20	25	1000	6.75	46.6	5.98	39.6	236.5	75.17
<b>Promedio</b>		<b>25</b>	<b>1000</b>	<b>6.75</b>	<b>46.92</b>	<b>5.97</b>	<b>39.99</b>	<b>238.90</b>	<b>75.40</b>

**Tabla 26**

Datos promedio del módulo fotovoltaico bifacial en condiciones de operación a 15° de inclinación.

<b>Bifacial a condiciones de operación</b>									
Fecha	Hora	T	G <sub>r</sub>	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>
		°C	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W
1/06/2023	12:18:40	50.1	242	981	11.94	44.9	11.00	34.5	379.4
1/06/2023	12:19:00	50.0	238	981	11.93	44.9	11.04	34.4	380.0
1/06/2023	12:19:14	50.0	241	981	11.96	44.9	11.03	34.4	379.9
5/06/2023	12:20:12	47.9	241	974	11.87	44.9	10.99	34.5	378.7
5/06/2023	12:20:28	47.7	241	974	11.87	44.9	10.99	34.5	378.8
5/06/2023	12:20:40	47.7	241	974	11.87	44.9	10.98	34.5	378.8
6/06/2023	11:44:12	37.7	235	982	11.93	45.1	11.08	34.9	386.9
6/06/2023	11:44:24	37.3	236	981	11.93	45.1	11.05	35.0	387.0
6/06/2023	11:44:36	36.5	236	980	11.93	45.2	11.05	35.1	387.4
7/06/2023	12:30:00	46.9	235	947	11.62	45.1	10.75	34.8	373.7
7/06/2023	12:30:12	46.2	235	946	11.61	45.2	10.75	34.8	373.8
7/06/2023	12:30:26	45.9	235	946	11.61	45.3	10.76	34.8	374.6
8/06/2023	11:35:18	48.9	237	982	11.96	44.6	11.04	34.5	381.4
8/06/2023	11:35:32	49.0	237	980	11.95	44.7	11.04	34.6	381.6
8/06/2023	11:35:54	47.7	237	981	11.95	44.7	11.04	34.6	382.3
9/06/2023	11:59:20	47.4	242	984	12.03	45.1	11.11	34.9	387.4
9/06/2023	11:59:34	47.6	242	984	12.03	45.1	11.11	34.9	387.6
9/06/2023	12:00:22	48.3	243	984	12.05	45.0	11.12	34.8	387.2
14/06/2023	11:36:34	42.2	238	989	12.00	45.7	11.09	35.6	394.2
14/06/2023	11:36:50	42.1	238	989	11.99	45.7	11.10	35.5	394.1
14/06/2023	11:37:02	42.2	238	988	11.99	45.7	11.08	35.6	394.1
15/06/2023	12:08:28	45.1	244	965	11.83	45.6	10.92	35.1	383.7
15/06/2023	12:08:42	44.8	244	965	11.83	45.6	10.92	35.2	384.4
15/06/2023	12:08:56	44.5	244	965	11.84	45.6	10.92	35.2	384.8
<b>Promedio</b>		<b>45.57</b>	<b>239.17</b>	<b>974.99</b>	<b>11.90</b>	<b>45.14</b>	<b>11.00</b>	<b>34.86</b>	<b>383.41</b>

**Tabla 27***Datos promedio del módulo fotovoltaico bifacial en STC a 15° de inclinación.*

<b>Bifacial a STC</b>									
Fecha	Hora	T	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>	FF
		°C	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W	%
1/06/2023	12:18:40	25	1000	12.17	47.6	11.22	37.8	423.9	73.13
1/06/2023	12:19:00	25	1000	12.16	47.6	11.26	37.7	424.3	73.34
1/06/2023	12:19:14	25	1000	12.19	47.6	11.24	37.7	424.2	73.15
5/06/2023	12:20:12	25	1000	12.18	47.3	11.28	37.4	422.3	73.19
5/06/2023	12:20:28	25	1000	12.19	47.3	11.29	37.4	422.4	73.18
5/06/2023	12:20:40	25	1000	12.19	47.4	11.28	37.4	422.3	73.12
6/06/2023	11:44:12	25	1000	12.15	46.4	11.28	36.5	412.3	73.05
6/06/2023	11:44:24	25	1000	12.16	46.5	11.27	36.6	412.3	72.98
6/06/2023	11:44:36	25	1000	12.17	46.4	11.27	36.5	411.7	72.90
7/06/2023	12:30:00	25	1000	12.27	47.6	11.35	37.6	426.4	73.01
7/06/2023	12:30:12	25	1000	12.27	47.6	11.37	37.5	425.9	72.92
7/06/2023	12:30:26	25	1000	12.28	47.6	11.37	37.5	426.5	72.96
8/06/2023	11:35:18	25	1000	12.18	47.2	11.25	37.7	424.1	73.71
8/06/2023	11:35:32	25	1000	12.20	47.3	11.27	37.7	425.2	73.75
8/06/2023	11:35:54	25	1000	12.19	47.2	11.25	37.6	423.4	73.66
9/06/2023	11:59:20	25	1000	12.23	47.5	11.29	37.9	427.5	73.58
9/06/2023	11:59:34	25	1000	12.23	47.6	11.30	37.9	427.9	73.57
9/06/2023	12:00:22	25	1000	12.25	47.6	11.30	37.9	428.6	73.51
14/06/2023	11:36:34	25	1000	12.14	47.6	11.22	37.8	424.5	73.49
14/06/2023	11:36:50	25	1000	12.13	47.6	11.22	37.8	424.1	73.52
14/06/2023	11:37:02	25	1000	12.14	47.6	11.21	37.9	424.7	73.49
15/06/2023	12:08:28	25	1000	12.26	47.8	11.32	37.8	427.6	72.95
15/06/2023	12:08:42	25	1000	12.26	47.8	11.31	37.8	427.7	72.96
15/06/2023	12:08:56	25	1000	12.27	47.8	11.32	37.8	427.7	72.94
<b>Promedio</b>		<b>25</b>	<b>1000</b>	<b>12.20</b>	<b>47.39</b>	<b>11.28</b>	<b>37.55</b>	<b>423.63</b>	<b>73.25</b>

**ANEXO 6. Promedio de datos obtenidos por el trazador de curvas I-V a 25° de inclinación.**

**Tabla 28**

*Datos promedio del lado frontal en condiciones de operación a 25° de inclinación.*

<b>Frontal a condiciones de operación</b>									
Fecha	Hora	T	G <sub>r</sub>	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>
		°C	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W
1/06/2023	12:00:06	50.5	240	1048	11.01	44.5	10.27	33.8	347.4
1/06/2023	12:00:26	50.8	239	1049	11.01	44.5	10.26	33.8	346.6
1/06/2023	12:00:44	51.1	236	1048	11.02	44.5	10.27	33.8	346.6
5/06/2023	11:57:48	49.5	237	1055	10.92	44.8	10.19	34.2	348.0
5/06/2023	11:58:04	49.8	237	1054	10.91	44.8	10.18	34.2	348.1
5/06/2023	11:58:26	50.2	237	1054	10.91	44.7	10.18	34.1	346.8
6/06/2023	12:19:08	48.1	233	1033	10.74	44.2	9.98	33.7	336.5
6/06/2023	12:19:20	48.5	234	1033	10.74	44.2	10.00	33.7	336.6
6/06/2023	12:19:34	49.0	234	1031	10.75	44.2	9.99	33.7	336.7
7/06/2023	12:19:44	50.4	234	1025	10.74	44.6	9.99	34.0	339.6
7/06/2023	12:19:56	50.7	234	1025	10.74	44.6	9.98	34.0	339.3
7/06/2023	12:20:12	51.0	233	1024	10.74	44.6	10.01	33.9	339.2
8/06/2023	12:01:20	49.7	239	1048	10.94	44.7	10.18	34.3	349.5
8/06/2023	12:01:34	49.8	239	1048	10.94	44.8	10.17	34.3	348.4
8/06/2023	12:02:36	50.9	239	1048	10.93	44.6	10.17	34.2	347.6
9/06/2023	11:40:12	54.7	236	1055	11.04	44.0	10.25	33.7	345.6
9/06/2023	11:40:26	54.8	236	1056	11.05	44.0	10.26	33.7	345.6
9/06/2023	11:40:42	55.1	236	1055	11.05	44.0	10.27	33.7	345.7
14/06/2023	11:58:26	46.0	237	1045	10.89	45.3	10.14	34.7	352.0
14/06/2023	11:58:40	46.2	237	1045	10.89	45.3	10.16	34.7	352.1
14/06/2023	11:58:52	46.4	237	1045	10.89	45.3	10.17	34.6	352.2
15/06/2023	11:43:06	52.3	236	1043	10.91	44.2	10.16	33.6	341.5
15/06/2023	11:43:18	52.4	236	1043	10.90	44.2	10.14	33.6	341.2
15/06/2023	11:43:32	52.6	236	1043	10.91	44.2	10.16	33.6	341.4
<b>Promedio</b>		<b>50.45</b>	<b>236.33</b>	<b>1043.89</b>	<b>10.90</b>	<b>44.53</b>	<b>10.15</b>	<b>33.98</b>	<b>344.76</b>

**Tabla 29***Datos promedio del lado frontal en STC a 25° de inclinación.*

<b>Frontal a STC</b>									
Fecha	Hora	T	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>	FF
		°C	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W	%
1/06/2023	12:00:06	25	1000	10.50	47.1	9.79	37.3	365.4	73.84
1/06/2023	12:00:26	25	1000	10.50	47.1	9.79	37.3	364.9	73.82
1/06/2023	12:00:44	25	1000	10.51	47.1	9.80	37.3	365.4	73.84
5/06/2023	11:57:48	25	1000	10.35	47.3	9.66	37.5	362.6	74.08
5/06/2023	11:58:04	25	1000	10.35	47.3	9.66	37.6	363.4	74.23
5/06/2023	11:58:26	25	1000	10.35	47.3	9.65	37.6	362.5	74.13
6/06/2023	12:19:08	25	1000	10.40	46.6	9.66	36.8	355.4	73.40
6/06/2023	12:19:20	25	1000	10.40	46.6	9.68	36.8	356.3	73.58
6/06/2023	12:19:34	25	1000	10.42	46.6	9.69	36.9	357.4	73.60
7/06/2023	12:19:44	25	1000	10.48	47.2	9.75	37.4	364.4	73.72
7/06/2023	12:19:56	25	1000	10.48	47.2	9.74	37.4	364.6	73.66
7/06/2023	12:20:12	25	1000	10.48	47.2	9.77	37.4	365.3	73.79
8/06/2023	12:01:20	25	1000	10.44	47.2	9.71	37.7	366.2	74.24
8/06/2023	12:01:34	25	1000	10.44	47.3	9.70	37.7	365.4	74.07
8/06/2023	12:02:36	25	1000	10.44	47.3	9.71	37.7	366.2	74.23
9/06/2023	11:40:12	25	1000	10.46	47.0	9.72	37.8	366.8	74.59
9/06/2023	11:40:26	25	1000	10.46	47.0	9.72	37.8	366.9	74.62
9/06/2023	11:40:42	25	1000	10.47	47.0	9.73	37.8	367.7	74.65
14/06/2023	11:58:26	25	1000	10.43	47.4	9.70	37.6	364.7	73.84
14/06/2023	11:58:40	25	1000	10.42	47.4	9.72	37.6	365.3	73.96
14/06/2023	11:58:52	25	1000	10.42	47.4	9.74	37.6	366.0	74.04
15/06/2023	11:43:06	25	1000	10.45	47.0	9.73	37.3	363.3	73.94
15/06/2023	11:43:18	25	1000	10.45	47.0	9.72	37.4	363.3	73.94
15/06/2023	11:43:32	25	1000	10.45	47.0	9.73	37.4	363.6	73.99
<b>Promedio</b>		<b>25</b>	<b>1000</b>	<b>10.44</b>	<b>47.10</b>	<b>9.72</b>	<b>37.44</b>	<b>363.88</b>	<b>73.99</b>

**Tabla 30***Datos promedio del lado reverso en condiciones de operación a 25° de inclinación.*

<b>Reverso a condiciones de operación</b>									
Fecha	Hora	T	G <sub>r</sub>	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>
		°C	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W
1/06/2023	11:41:12	50.7	240	1050	7.34	44.3	6.48	36.0	233.6
1/06/2023	11:41:32	50.8	246	1049	7.34	44.3	6.49	36.0	233.7
1/06/2023	11:41:52	50.9	247	1050	7.35	44.2	6.48	36.0	233.7
5/06/2023	11:42:16	45.8	235	1060	7.31	44.7	6.45	36.8	237.7
5/06/2023	11:42:30	45.9	235	1059	7.30	44.7	6.45	36.8	237.3
5/06/2023	11:43:00	46.4	234	1058	7.29	44.6	6.44	36.7	236.5
6/06/2023	11:56:38	47.3	234	1040	7.25	44.4	6.38	36.7	233.8
6/06/2023	11:56:52	47.6	234	1039	7.25	44.4	6.37	36.6	233.3
6/06/2023	11:57:06	47.7	235	1040	7.25	44.4	6.37	36.6	233.2
7/06/2023	12:08:52	50.2	236	1032	7.18	43.7	6.27	35.9	224.9
7/06/2023	12:09:06	50.4	236	1030	7.17	43.7	6.26	35.8	224.3
7/06/2023	12:09:22	50.6	236	1031	7.17	43.6	6.26	35.8	224.3
8/06/2023	11:52:10	45.5	238	1051	7.30	44.6	6.42	36.8	236.6
8/06/2023	11:52:22	45.7	238	1050	7.31	44.6	6.42	36.8	236.7
8/06/2023	11:52:34	46.0	238	1050	7.31	44.5	6.42	36.8	236.4
9/06/2023	11:51:20	48.1	239	1055	7.33	44.1	6.45	36.0	232.6
9/06/2023	11:51:36	48.3	239	1056	7.33	44.1	6.45	36.0	232.5
9/06/2023	11:51:50	48.3	239	1057	7.34	44.0	6.46	36.0	232.7
14/06/2023	11:49:44	46.2	238	1049	7.27	44.7	6.42	36.9	236.8
14/06/2023	11:49:58	46.2	238	1048	7.27	44.6	6.43	36.9	237.2
14/06/2023	11:50:14	46.2	239	1049	7.27	44.7	6.43	36.9	237.1
15/06/2023	11:57:00	49.7	235	1044	7.26	43.8	6.39	35.6	227.2
15/06/2023	11:57:18	49.9	236	1045	7.26	43.8	6.38	35.6	227.0
15/06/2023	11:57:34	50.0	236	1044	7.26	43.8	6.38	35.6	226.9
<b>Promedio</b>		<b>48.10</b>	<b>237.54</b>	<b>1047.28</b>	<b>7.28</b>	<b>44.26</b>	<b>6.41</b>	<b>36.33</b>	<b>232.74</b>

**Tabla 31***Datos promedio del lado reverso en STC a 25° de inclinación.*

<b>Reverso a STC</b>									
Fecha	Hora	T	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>	FF
		°C	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W	%
1/06/2023	11:41:12	25	1000	7.00	46.9	6.17	39.3	242.4	73.87
1/06/2023	11:41:32	25	1000	7.00	46.9	6.18	39.3	242.7	73.95
1/06/2023	11:41:52	25	1000	6.99	46.9	6.17	39.3	242.5	73.94
5/06/2023	11:42:16	25	1000	6.89	46.6	6.09	39.3	239.1	74.33
5/06/2023	11:42:30	25	1000	6.89	46.7	6.09	39.2	238.9	74.25
5/06/2023	11:43:00	25	1000	6.89	46.7	6.09	39.3	238.9	74.24
6/06/2023	11:56:38	25	1000	6.97	46.7	6.13	39.4	241.7	74.25
6/06/2023	11:56:52	25	1000	6.98	46.8	6.13	39.4	241.8	74.15
6/06/2023	11:57:06	25	1000	6.97	46.7	6.12	39.4	241.4	74.16
7/06/2023	12:08:52	25	1000	6.95	46.4	6.08	39.1	237.3	73.64
7/06/2023	12:09:06	25	1000	6.96	46.3	6.07	39.1	237.3	73.54
7/06/2023	12:09:22	25	1000	6.96	46.3	6.07	39.1	237.2	73.58
8/06/2023	11:52:10	25	1000	6.95	46.6	6.11	39.2	239.9	74.07
8/06/2023	11:52:22	25	1000	6.96	46.6	6.12	39.3	240.3	74.13
8/06/2023	11:52:34	25	1000	6.96	46.6	6.12	39.3	240.3	74.14
9/06/2023	11:51:20	25	1000	6.95	46.3	6.12	38.8	237.3	73.74
9/06/2023	11:51:36	25	1000	6.95	46.3	6.11	38.8	237.2	73.69
9/06/2023	11:51:50	25	1000	6.94	46.3	6.11	38.8	237.1	73.75
14/06/2023	11:49:44	25	1000	6.94	46.8	6.13	39.4	241.5	74.42
14/06/2023	11:49:58	25	1000	6.94	46.8	6.14	39.4	242.2	74.65
14/06/2023	11:50:14	25	1000	6.94	46.8	6.13	39.4	241.9	74.56
15/06/2023	11:57:00	25	1000	6.95	46.3	6.12	38.6	236.3	73.35
15/06/2023	11:57:18	25	1000	6.95	46.3	6.11	38.7	236.0	73.32
15/06/2023	11:57:34	25	1000	6.95	46.4	6.12	38.7	236.4	73.30
<b>Promedio</b>		<b>25</b>	<b>1000</b>	<b>6.95</b>	<b>46.59</b>	<b>6.12</b>	<b>39.15</b>	<b>239.49</b>	<b>73.96</b>

**Tabla 32**

Datos promedio del módulo fotovoltaico bifacial en condiciones de operación a 25° de inclinación.

<b>Bifacial a condiciones de operación</b>									
Fecha	Hora	T	G <sub>r</sub>	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>
		°C	W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W
1/06/2023	12:21:08	51.2	237	1041	12.47	44.8	11.55	34.3	396.5
1/06/2023	12:21:26	51.2	237	1041	12.47	44.8	11.56	34.3	397.0
1/06/2023	12:21:44	51.0	237	1041	12.49	44.8	11.58	34.3	397.3
5/06/2023	12:22:22	47.5	235	1034	12.40	45.1	11.52	34.6	398.8
5/06/2023	12:22:34	47.5	235	1034	12.39	45.1	11.52	34.6	398.7
5/06/2023	12:22:48	47.6	235	1034	12.39	45.1	11.51	34.6	398.6
6/06/2023	11:46:50	42.7	231	1042	12.48	45.3	11.55	35.2	406.4
6/06/2023	11:47:02	43.5	232	1043	12.48	45.3	11.57	35.1	406.3
6/06/2023	11:47:16	44.1	232	1041	12.46	45.2	11.55	35.1	405.9
7/06/2023	12:31:58	47.8	228	1014	12.18	45.2	11.30	34.8	393.7
7/06/2023	12:32:12	48.2	229	1014	12.18	45.2	11.31	34.8	393.3
7/06/2023	12:32:26	48.7	229	1014	12.17	45.1	11.29	34.8	392.5
8/06/2023	11:37:28	46.8	232	1049	12.53	44.8	11.64	34.7	403.6
8/06/2023	11:37:44	47.0	232	1048	12.54	44.8	11.63	34.7	403.5
8/06/2023	11:37:58	46.7	232	1048	12.54	44.8	11.61	34.7	402.8
9/06/2023	12:02:42	48.7	237	1050	12.62	45.2	11.68	35.0	408.6
9/06/2023	12:02:58	48.6	237	1050	12.61	45.2	11.69	35.0	408.6
9/06/2023	12:03:12	48.6	237	1050	12.62	45.1	11.70	35.0	409.0
14/06/2023	11:38:02	42.6	233	1051	12.54	45.8	11.64	35.6	414.5
14/06/2023	11:38:16	42.7	233	1051	12.55	45.7	11.64	35.6	414.0
14/06/2023	11:38:32	42.9	234	1051	12.55	45.7	11.65	35.5	414.1
15/06/2023	12:12:30	46.0	236	1034	12.43	45.6	11.50	35.2	404.6
15/06/2023	12:12:46	46.1	236	1035	12.41	45.6	11.50	35.2	404.6
15/06/2023	12:12:58	46.1	236	1035	12.41	45.6	11.51	35.1	404.2
<b>Promedio</b>		<b>46.83</b>	<b>233.83</b>	<b>1039.27</b>	<b>12.45</b>	<b>45.20</b>	<b>11.55</b>	<b>34.91</b>	<b>403.21</b>

**Tabla 33***Datos promedio del módulo fotovoltaico bifacial en STC a 25° de inclinación.*

<b>Bifacial a STC</b>									
Fecha	Hora	T	G	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	I <sub>mpp</sub>	V <sub>mpp</sub>	P <sub>max</sub>	FF
		°C	W/m <sup>2</sup>	A	V	A	V	W	%
1/06/2023	12:21:08	25	1000	11.98	47.5	11.10	37.9	420.6	73.87
1/06/2023	12:21:26	25	1000	11.98	47.5	11.11	37.9	421.1	73.96
1/06/2023	12:21:44	25	1000	12.00	47.5	11.12	37.9	421.2	73.95
5/06/2023	12:22:22	25	1000	11.99	47.4	11.14	37.7	419.6	73.87
5/06/2023	12:22:34	25	1000	11.99	47.4	11.14	37.7	419.7	73.88
5/06/2023	12:22:48	25	1000	11.99	47.4	11.14	37.7	419.8	73.84
6/06/2023	11:46:50	25	1000	11.98	47.0	11.09	37.6	416.6	73.93
6/06/2023	11:47:02	25	1000	11.96	47.1	11.09	37.6	417.4	74.03
6/06/2023	11:47:16	25	1000	11.97	47.1	11.10	37.7	418.7	74.22
7/06/2023	12:31:58	25	1000	12.01	47.6	11.15	37.9	422.5	73.84
7/06/2023	12:32:12	25	1000	12.01	47.6	11.16	37.9	422.7	73.85
7/06/2023	12:32:26	25	1000	12.01	47.6	11.14	38.0	422.7	73.89
8/06/2023	11:37:28	25	1000	11.95	47.0	11.09	37.6	417.5	74.34
8/06/2023	11:37:44	25	1000	11.97	47.0	11.10	37.7	418.2	74.32
8/06/2023	11:37:58	25	1000	11.96	47.0	11.08	37.6	417.0	74.19
9/06/2023	12:02:42	25	1000	12.01	47.6	11.12	38.2	425.1	74.37
9/06/2023	12:02:58	25	1000	12.01	47.6	11.13	38.2	425.1	74.41
9/06/2023	12:03:12	25	1000	12.02	47.6	11.15	38.2	425.8	74.45
14/06/2023	11:38:02	25	1000	11.94	47.5	11.08	38.0	421.3	74.21
14/06/2023	11:38:16	25	1000	11.93	47.5	11.07	38.0	420.7	74.20
14/06/2023	11:38:32	25	1000	11.94	47.5	11.09	38.0	421.3	74.23
15/06/2023	12:12:30	25	1000	12.02	47.8	11.12	38.0	423.1	73.68
15/06/2023	12:12:46	25	1000	12.00	47.8	11.12	38.1	423.1	73.84
15/06/2023	12:12:58	25	1000	11.99	47.7	11.13	38.0	422.8	73.86
<b>Promedio</b>		<b>25</b>	<b>1000</b>	<b>11.98</b>	<b>47.44</b>	<b>11.11</b>	<b>37.88</b>	<b>420.98</b>	<b>74.05</b>

## ANEXO 7. Cálculos para obtener los parámetros fotovoltaicos en BSTC a 5° de inclinación.

Para realizar estos cálculos se toman en cuenta los datos promedio del lado frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial tanto a condiciones de operación y STC los cuales podemos ver en el ANEXO 4.

- Factor de bifacialidad

Para obtener el factor de bifacialidad se toma en cuenta el lado frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial, para lo cual primero se obtiene la bifacialidad de corriente de corto circuito y potencia máxima.

$$\varphi_{Isc} = \frac{\varphi_{Isc,rear}}{\varphi_{Isc,front}} = \frac{6.49 A}{10.54 A} = 0.62$$

$$\varphi_{Pmax} = \frac{\varphi_{Pmax,rear}}{\varphi_{Pmax,front}} = \frac{236.72 W}{367.90 W} = 0.64$$

El valor mínimo de ambas bifacialidades es de 0.62 por lo cual este viene siendo el factor de bifacialidad.

- Irradiancia equivalente  $G_e$

La irradiancia del reverso se obtiene del promedio entre la irradiancia incidente en el reverso tanto en mediciones del lado frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial que en este caso sería  $245.77 W/m^2$ .

$$G_e = 1000 \frac{W}{m^2} + \varphi \times G_r = 1000 \frac{W}{m^2} + 0.62 \times 245.77 \frac{W}{m^2} = 1151.31 W/m^2$$

Entonces para un ángulo de inclinación de 5° a BSTC la irradiancia equivalente que aprovecha el módulo fotovoltaico bifacial es de  $1151.31 W/m^2$ .

- Corriente de corto circuito en BSTC

Para obtener la corriente de corto circuito en BSTC se parte de los datos a condiciones de operación obtenidos del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial, el coeficiente de temperatura de la corriente en corto circuito es de  $0.04\% / ^\circ C$ .

$$I_{sc,BSTC} = I_{sc,opc} \times \frac{G_e}{G_{opc}} \times [1 + \alpha \times (T_{cel} - T_{cel,opc})]$$

$$I_{sc,BSTC} = 9.34 \text{ A} \times \frac{1151.31 \text{ W/m}^2}{885.99 \text{ W/m}^2} \times [1 + 0.0004 \times (25^\circ\text{C} - 48.40^\circ\text{C})] = 12.02 \text{ A}$$

- Voltaje de circuito abierto en BSTC

Para esta ecuación el número de celdas en serie que se tiene es de 72 celdas y el coeficiente de temperatura del voltaje en circuito abierto es de  $-0.025\% / ^\circ\text{C}$ .

$$V_{oc,BSTC} = V_{oc,opc} - N_s \times \beta \times (T_{cel} - T_{cel,opc})$$

$$V_{oc,BSTC} = 44.37 \text{ V} - 72 \times (-0.00025) \times (25^\circ\text{C} - 48.40^\circ\text{C}) = 48.59 \text{ V}$$

- Corriente de máxima potencia en BSTC

$$\Delta I_{sc} = (I_{sc,BSTC} - I_{sc,opc}) \times \frac{I_{opc}}{I_{sc,opc}} = (12.02 \text{ A} - 9.34 \text{ A}) \times \frac{8.74 \text{ A}}{9.34 \text{ A}} = 2.51 \text{ A}$$

$$I_{BSTC} = I_{opc} + \Delta I_{sc} = 8.74 \text{ A} + 2.51 \text{ A} = 11.25 \text{ A}$$

- Voltaje de máxima potencia en BSTC

$$\Delta V_{oc} = (V_{oc,BSTC} - V_{oc,opc}) \times \frac{V_{opc}}{V_{oc,opc}} = (48.59 \text{ V} - 44.37 \text{ V}) \times \frac{34.50 \text{ V}}{44.37 \text{ V}} = 3.28 \text{ V}$$

$$V_{BSTC} = V_{opc} + \Delta V_{oc} = 34.50 \text{ V} + 3.28 \text{ V} = 37.78 \text{ V}$$

- Potencia máxima en BSTC

$$P_{BSTC} = V_{BSTC} \times I_{BSTC} = 37.78 \times 11.25 = 425.03 \text{ W}$$

- Ganancia bifacial

$$G_{bif} = \frac{P_{BSTC}}{P_{STC}} = \frac{425.03 \text{ W}}{367.90 \text{ W}} = 15.53\%$$

## ANEXO 8. Cálculos para obtener los parámetros fotovoltaicos en BSTC a 15° de inclinación.

Para realizar estos cálculos se toman en cuenta los datos promedio del lado frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial tanto a condiciones de operación y STC los cuales podemos ver en el ANEXO 5.

- Factor de bifacialidad

Para obtener el factor de bifacialidad primero se obtiene la bifacialidad de corriente de corto circuito y potencia máxima.

$$\varphi_{Isc} = \frac{\varphi_{Isc,rear}}{\varphi_{Isc,front}} = \frac{6.75 A}{10.46 A} = 0.65$$

$$\varphi_{Pmax} = \frac{\varphi_{Pmax,rear}}{\varphi_{Pmax,front}} = \frac{238.90 W}{369.57 W} = 0.65$$

En este caso las bifacialidades son iguales por lo cual el valor del factor de bifacialidad es 0.65.

- Irradiancia equivalente  $G_e$

La irradiancia del reverso se obtiene del promedio entre la irradiancia incidente en el reverso tanto en mediciones del lado frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial que en este caso sería 242.31 W/m<sup>2</sup>.

$$G_e = 1000 \frac{W}{m^2} + \varphi \times G_r = 1000 \frac{W}{m^2} + 0.65 \times 242.31 \frac{W}{m^2} = 1156.36 W/m^2$$

- Corriente de corto circuito en BSTC

Para obtener la corriente de corto circuito en BSTC se parte de los datos a condiciones de operación obtenidos del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial, el coeficiente de temperatura de la corriente en corto circuito es de 0.04% / °C.

$$I_{sc,BSTC} = I_{sc,opc} \times \frac{G_e}{G_{opc}} \times [1 + \alpha \times (T_{cel} - T_{cel,opc})]$$

$$I_{sc,BSTC} = 10.26A \times \frac{1156.36 W/m^2}{880.01 W/m^2} \times [1 + 0.0004 \times (25^\circ C - 49.85^\circ C)] = 11.98 A$$

- Voltaje de circuito abierto en BSTC

Para esta ecuación el número de celdas en serie que se tiene es de 72 celdas y el coeficiente de temperatura del voltaje en circuito abierto es de  $-0.025\% / ^\circ\text{C}$ .

$$V_{oc,BSTC} = V_{oc,opc} - N_s \times \beta \times (T_{cel} - T_{cel,opc})$$

$$V_{oc,BSTC} = 44.51 \text{ V} - 72 \times (-0.00025) \times (25^\circ\text{C} - 49.85^\circ\text{C}) = 48.98 \text{ V}$$

- Corriente de máxima potencia en BSTC

$$\Delta I_{sc} = (I_{sc,BSTC} - I_{sc,opc}) \times \frac{I_{opc}}{I_{sc,opc}} = (11.98 \text{ A} - 10.26 \text{ A}) \times \frac{9.59 \text{ A}}{10.26 \text{ A}} = 1.61 \text{ A}$$

$$I_{BSTC} = I_{opc} + \Delta I_{sc} = 9.59 \text{ A} + 1.61 \text{ A} = 11.21 \text{ A}$$

- Voltaje de máxima potencia en BSTC

$$\Delta V_{oc} = (V_{oc,BSTC} - V_{oc,opc}) \times \frac{V_{opc}}{V_{oc,opc}} = (48.98 \text{ V} - 44.51 \text{ V}) \times \frac{34.50 \text{ V}}{44.51 \text{ V}} = 3.46 \text{ V}$$

$$V_{BSTC} = V_{opc} + \Delta V_{oc} = 34.50 \text{ V} + 3.46 \text{ V} = 37.96 \text{ V}$$

- Potencia máxima en BSTC

$$P_{BSTC} = V_{BSTC} \times I_{BSTC} = 37.96 \times 11.21 = 425.45 \text{ W}$$

- Ganancia bifacial

$$G_{bif} = \frac{P_{BSTC}}{P_{STC}} = \frac{425.45 \text{ W}}{369.57 \text{ W}} = 15.12\%$$

## ANEXO 9. Cálculos para obtener los parámetros fotovoltaicos en BSTC a 25° de inclinación.

Para realizar estos cálculos se toman en cuenta los datos promedio del lado frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial tanto a condiciones de operación y STC los cuales podemos ver en el ANEXO 6.

- Factor de bifacialidad

Para obtener el factor de bifacialidad primero se obtiene la bifacialidad de corriente de corto circuito y potencia máxima.

$$\varphi_{Isc} = \frac{\varphi_{Isc,rear}}{\varphi_{Isc,front}} = \frac{6.95 A}{10.44 A} = 0.67$$

$$\varphi_{Pmax} = \frac{\varphi_{Pmax,rear}}{\varphi_{Pmax,front}} = \frac{239.49 W}{363.88 W} = 0.66$$

El factor de bifacialidad es el valor menor, el cual en este caso es 0.66.

- Irradiancia equivalente  $G_e$

La irradiancia del reverso se obtiene del promedio entre la irradiancia incidente en el reverso tanto en mediciones del lado frontal y reverso del módulo fotovoltaico bifacial que en este caso sería  $236.94 W/m^2$ .

$$G_e = 1000 \frac{W}{m^2} + \varphi \times G_r = 1000 \frac{W}{m^2} + 0.66 \times 236.94 \frac{W}{m^2} = 1155.94 W/m^2$$

- Corriente de corto circuito en BSTC

Para obtener la corriente de corto circuito en BSTC se parte de los datos a condiciones de operación obtenidos del lado frontal del módulo fotovoltaico bifacial, el coeficiente de temperatura de la corriente en corto circuito es de  $0.04\% / ^\circ C$ .

$$I_{sc,BSTC} = I_{sc,opc} \times \frac{G_e}{G_{opc}} \times [1 + \alpha \times (T_{cel} - T_{cel,opc})]$$

$$I_{sc,BSTC} = 10.90 A \times \frac{1155.94 W/m^2}{1043.89 W/m^2} \times [1 + 0.0004 \times (25^\circ C - 50.45^\circ C)] = 11.95 A$$

- Voltaje de circuito abierto en BSTC

Para esta ecuación el número de celdas en serie que se tiene es de 72 celdas y el coeficiente de temperatura del voltaje en circuito abierto es de  $-0.025\% / ^\circ\text{C}$ .

$$V_{oc,BSTC} = V_{oc,opc} - N_s \times \beta \times (T_{cel} - T_{cel,opc})$$

$$V_{oc,BSTC} = 44.53 \text{ V} - 72 \times (-0.00025) \times (25^\circ\text{C} - 50.45^\circ\text{C}) = 49.11 \text{ V}$$

- Corriente de máxima potencia en BSTC

$$\Delta I_{sc} = (I_{sc,BSTC} - I_{sc,opc}) \times \frac{I_{opc}}{I_{sc,opc}} = (11.95 \text{ A} - 10.90 \text{ A}) \times \frac{10.15 \text{ A}}{10.90 \text{ A}} = 0.98 \text{ A}$$

$$I_{BSTC} = I_{opc} + \Delta I_{sc} = 10.15 \text{ A} + 0.98 \text{ A} = 11.13 \text{ A}$$

- Voltaje de máxima potencia en BSTC

$$\Delta V_{oc} = (V_{oc,BSTC} - V_{oc,opc}) \times \frac{V_{opc}}{V_{oc,opc}} = (49.11 \text{ V} - 44.53 \text{ V}) \times \frac{33.98 \text{ V}}{44.53 \text{ V}} = 3.49 \text{ V}$$

$$V_{BSTC} = V_{opc} + \Delta V_{oc} = 33.98 \text{ V} + 3.49 \text{ V} = 37.47 \text{ V}$$

- Potencia máxima en BSTC

$$P_{BSTC} = V_{BSTC} \times I_{BSTC} = 37.47 \text{ V} \times 11.13 \text{ A} = 417.04 \text{ W}$$

- Ganancia bifacial

$$G_{bif} = \frac{P_{BSTC}}{P_{STC}} = \frac{417.04 \text{ W}}{363.88 \text{ W}} = 14.61$$

