



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior (Jaén)

Trabajo Fin de Grado

DISEÑO DE UN SISTEMA DE MONITORIZACIÓN PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BIFACIALES

Alumno: Sergio Contreras Pancorbo

Tutor: Prof. D. Jorge Aguilera Tejero
Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática

Junio, 2023



Universidad de Jaén

Escuela Politécnica Superior de Jaén

Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática

Don Jorge Aguilera Tejero, tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado: DISEÑO DE UN SISTEMA DE MONITORIZACIÓN PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BIFACIALES, que presenta Sergio Contreras Pancorbo, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, JUNIO de 2023

El alumno:

Los tutores:

Sergio Contreras Pancorbo

Jorge Aguilera Tejero

RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Grado está enfocado en el diseño de un sistema de monitorización específico para sistemas fotovoltaicos bifaciales verticales con orientación este-oeste. Ante el creciente interés de esta tecnología, es imprescindible disponer de herramientas que posibiliten la evaluación y mejora de su rendimiento.

En este documento se ha considerado la distribución de los sensores, así como los parámetros a medir para obtener una evaluación precisa del rendimiento, además de la selección de sensores adecuados y un registrador de datos preciso y fiable. Se han tenido en cuenta aspectos técnicos, como la comunicación inalámbrica y la capacidad de almacenamiento de los datos recopilados.

Asimismo, se ha llevado a cabo una campaña experimental de los módulos que componen el generador fotovoltaico, previa a la instalación del sistema de monitorización, con el fin de evitar errores a la hora de analizar los datos recogidos por el registrador de datos.

Los resultados obtenidos en este TFG demuestran la viabilidad y utilidad del sistema de monitorización diseñado para sistemas fotovoltaicos bifaciales verticales. Este trabajo contribuye al avance de la investigación en el campo de la energía fotovoltaica y proporciona una herramienta práctica para el análisis y optimización de este tipo de sistemas.

ABSTRACT

The present undergraduate thesis focuses on the design of a specific monitoring system for vertical east-west oriented bifacial photovoltaic systems. Given the growing interest in this technology, it is essential to have tools that enable the evaluation and improvement of its performance.

This document considers the sensor distribution and the parameters to be measured in order to obtain accurate performance evaluation. The selection of suitable sensors and a precise and reliable data logger have been taken into account. Technical aspects such as wireless communication and data storage capacity have also been considered.

Furthermore, an experimental campaign of the modules comprising the photovoltaic generator has been conducted prior to the installation of the monitoring system, aiming to prevent errors in the analysis of the data collected by the data logger.

The results obtained in this undergraduate thesis demonstrate the viability and utility of the designed monitoring system for vertical bifacial photovoltaic systems. This work contributes to the advancement of research in the field of photovoltaic energy and provides a practical tool for the analysis and optimization of such systems.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	10
1.1. Objetivo	10
1.2. Descripción general	10
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	12
2.1. Ubicación y configuración del sistema fotovoltaico	12
2.2. Estructura móvil	13
2.2.1. Ventajas de la estructura	14
2.2.2. Desventaja de la estructura	14
2.3. Elementos eléctricos y conexionado	15
2.3.1. Módulos fotovoltaicos bifaciales	16
2.3.2. Inversor	17
2.3.3. Caja de conexiones, protecciones y cableado	18
2.3.4. Diagrama esquemático del sistema fotovoltaico	19
3. CARACTERIZACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	20
3.1. Campaña de medida	20
3.2. Modelo analítico utilizado	23
3.3. Resultados obtenidos	23
4. DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	25
4.1. Parámetros eléctricos	25
4.1.1. Tensión en el punto de máxima potencia	25
4.1.2. Corriente en el punto de máxima potencia	26
4.2. Parámetros meteorológicos	26
4.2.1. Temperatura	26
4.2.2. Irradiancia frontal y posterior	27
4.3. Dispositivos utilizados para la monitorización	27
4.3.1. Sensor de irradiancia frontal y posterior	28
4.3.2. Sensor de temperatura ambiente y temperatura del módulo	30
4.3.3. Resistencia shunt para la corriente de los generadores	30
4.3.4. Conectores MC4 tipo T para la tensión de los módulos fotovoltaicos	31
4.4. Registrador de datos	32
4.4.1. Software GLT400	34
4.5. Caja de conexiones y conexionado del sistema de monitorización	38

4.5.1. Caja de conexiones	38
4.5.2. Diagrama esquemático del sistema de monitorización	41
5. ANÁLISIS DE LOS DATOS MONITORIZADOS	42
5.1. Problema en la instalación y soluciones implementadas	42
5.2. Solución implementada	44
5.3. Análisis de temperatura	45
5.4. Análisis de la irradiancia frontal y posterior	47
5.5. Análisis de las tensiones en el punto de máxima potencia (MPP)	50
5.6. Análisis de las corrientes en el punto de máxima potencia (MPP)	52
5.7. Análisis de la potencia DC	53
5.8. Análisis de la potencia AC	54
6. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS	55

ANEXOS

ANEXO A: RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS UTILIZADOS.....	58
ANEXO B: CALIBRACIÓN DE LAS CÉLULAS SOLARES UTILIZADAS COMO SENSORES DE IRRADIANCIA	74
ANEXO C: CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE BIFACIALIDAD	79

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.	13
FIGURA 2. ESTRUCTURA MÓVIL.	13
FIGURA 3. TORNILLO DE ANCLAJE A SUELO.	14
FIGURA 4. SOMBRA PARCIAL CREADA POR LA ESTRUCTURA.	15
FIGURA 5. SOMBRAS PARCIALES SUPERIORES CREADAS POR LA ESTRUCTURA.	15
FIGURA 6. HOJA DE CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO LG390N2T-A5 PROPORCIONADA POR EL FABRICANTE.	16
FIGURA 7. INVERSOR DEL FABRICANTE HUAWEI MODELO SUN2000-3KTL-L1 DE 3 KW DE POTENCIA.	17
FIGURA 8. CAJA DE CONEXIONES DONDE SE UBICAN LAS PROTECCIONES DE CONTINUA Y ALTERNA DE LA INSTALACIÓN.	18
FIGURA 9. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL CONEXIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.	19
FIGURA 10. TRAZADOR DE CURVAS E-1000 Y DISPOSITIVOS COMPLEMENTARIOS E-TEMP, E-SENS Y CÉLULA CALIBRADA.	21
FIGURA 11. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ORIENTADOS AL SUR E INCLINADOS 33 GRADOS PARA SU CORRECTA CARACTERIZACIÓN.	21
FIGURA 12. UTILIZACIÓN DE PLANCHA NEGRA MALEABLE A MEDIDA PARA OCULTAR UNA CARA DEL MÓDULO DURANTE LA CARACTERIZACIÓN.	22
FIGURA 13. ARCHIVO .CSV PROPORCIONADO POR EL E-1000 CON LOS RESULTADOS DE LAS CURVAS TRAZADAS.	22
FIGURA 14. CURVAS I-V DE LA CARA FRONTAL Y POSTERIOR DEL MÓDULO 1.	24
FIGURA 15. REPRESENTACIÓN DE LOS TIPOS DE RADIACIÓN QUE RECIBEN LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	27
FIGURA 16. CÉLULA CALIBRADA UTILIZADA COMO SENSOR DE IRRADIANCIA FRONTAL Y POSTERIOR. ...	28
FIGURA 17. DISPOSICIÓN DE LOS SENSORES DE IRRADIANCIA FRONTAL Y POSTERIOR DEL GFV 1.	29
FIGURA 18. DISPOSICIÓN DE LOS SENSORES DE IRRADIANCIA FRONTAL Y POSTERIOR DEL GFV 2.	29
FIGURA 19. TERMOPARES TIPO K PARA MEDIR LA TEMPERATURA DE LOS MÓDULOS Y LA TEMPERATURA AMBIENTE.	30
FIGURA 20. RESISTENCIAS SHUNT UTILIZADAS PARA MEDIR LA CORRIENTE DE CADA GENERADOR FOTOVOLTAICO.	31
FIGURA 21. CONECTORES MC4 TIPO T USADOS PARA LA CREACIÓN DE CIRCUITOS EN PARALELO.	31
FIGURA 22. REGISTRADOR DE DATOS GRAPHTEC GLT400.	33
FIGURA 23. TERMINAL DE ENTRADAS ANALÓGICAS B-565.	34
FIGURA 24. UNIDAD BASE PARA TERMINAL DE ENTRADA B-566.	34
FIGURA 25. VENTANA DE INICIO DEL SOFTWARE GLT400 SETTING APP.	35
FIGURA 26. VENTANA DE AJUSTES DEL SOFTWARE GLT400 SETTING APP DONDE SE PUEDEN CONFIGURAR LAS ENTRADAS DEL REGISTRADOR DE DATOS.	36
FIGURA 27. VENTANA DEL SOFTWARE GLT400 SETTING APP DONDE SE MUESTRAN LOS DATOS MONITORIZADOS EN TIEMPO REAL.	37
FIGURA 28. CONFIGURACIÓN DE LOS AJUSTES DEL TRIGGER DEL REGISTRADOR DE DATOS GRAPHTEC GLT400.	37
FIGURA 29. FORMATO DEL ARCHIVO .CSV QUE OFRECE EL REGISTRADOR DE DATOS GRAPHTEC GLT400 DE LOS DATOS REGISTRADOS.	38
FIGURA 30. CAJA ESTANCA DE TERMOPLÁSTICO UTILIZADA PARA ALBERGAR SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.	39
FIGURA 31. ASPECTO FINAL DEL CONEXIONADO DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.	40
FIGURA 32. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.	41
FIGURA 33. MONITOR DEL SOFTWARE GLT400 SETTING APP DONDE SE APRECIA LA DIFERENCIA DE TENSIÓN V6 RESPECTO A V5, V7 Y V8.	43
FIGURA 34. PUNTO CALIENTE GENERADO EN EL MÓDULO 6.	44
FIGURA 35. CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LA INSTALACIÓN COMO SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE PUNTOS CALIENTES.	45

FIGURA 36. TEMPERATURAS DE LOS MÓDULOS DEL GFV 1 Y TEMPERATURA AMBIENTE.	46
FIGURA 37. TEMPERATURAS DE LOS MÓDULOS DEL GFV 2 Y TEMPERATURA AMBIENTE.	46
FIGURA 38. CURVAS DE IRRADIANCIA OBTENIDAS POR LOS SENSORES UBICADOS EN EL GFV 1.	47
FIGURA 39. CURVAS DE IRRADIANCIA OBTENIDAS POR LOS SENSORES UBICADOS EN EL GFV 2.	48
FIGURA 40. CURVAS DE IRRADIANCIA OBTENIDAS POR LOS SENSORES UBICADOS EN EL GFV 1 PARA UN DÍA NUBLADO.	49
FIGURA 41. CURVAS DE IRRADIANCIA OBTENIDAS POR LOS SENSORES UBICADOS EN EL GFV 2 PARA UN DÍA NUBLADO.	49
FIGURA 42. TENSIONES EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA DE CADA MÓDULO DEL GFV 1 Y SU TENSIÓN TOTAL.	50
FIGURA 43. TENSIONES EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA DE CADA MÓDULO DEL GFV 2 Y SU TENSIÓN TOTAL.	51
FIGURA 44. CORRIENTES EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA DE CADA GENERADOR FOTOVOLTAICO. 52	
FIGURA 45. CURVAS DE POTENCIA DE CADA GENERADOR Y POTENCIA TOTAL DE ENTRADA AL INVERSOR OBTENIDAS POR EL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.	53
FIGURA 46. POTENCIA TOTAL DE ENTRADA AL INVERSOR OBTENIDAS POR LOS DATOS DEL INVERSOR HUAWEI.	54
FIGURA 47. POTENCIA ACTIVA, REACTIVA Y APARENTE OBTENIDAS POR LOS DATOS DEL INVERSOR HUAWEI.	54
FIGURA 48. CURVA I-V CARA FRONTAL MÓDULO 1.	66
FIGURA 49. CURVA I-V CARA POSTERIOR MÓDULO 1.	66
FIGURA 50. CURVA I-V CARA FRONTAL MÓDULO 2.	67
FIGURA 51. CURVA I-V CARA POSTERIOR MÓDULO 2.	67
FIGURA 52. CURVA I-V CARA FRONTAL MÓDULO 3.	68
FIGURA 53. CURVA I-V CARA POSTERIOR MÓDULO 3.	68
FIGURA 54. CURVA I-V CARA FRONTAL MÓDULO 4.	69
FIGURA 55. CURVA I-V CARA POSTERIOR MÓDULO 4.	69
FIGURA 56. CURVA I-V CARA FRONTAL MÓDULO 5.	70
FIGURA 57. CURVA I-V CARA POSTERIOR MÓDULO 5.	70
FIGURA 58. CURVA I-V CARA FRONTAL MÓDULO 6.	71
FIGURA 59. CURVA I-V CARA POSTERIOR MÓDULO 6.	71
FIGURA 60. CURVA I-V CARA FRONTAL MÓDULO 7.	72
FIGURA 61. CURVA I-V CARA POSTERIOR MÓDULO 7.	72
FIGURA 62. CURVA I-V CARA FRONTAL MÓDULO 8.	73
FIGURA 63. CURVA I-V CARA POSTERIOR MÓDULO 8.	73
FIGURA 64. HOJA DE CARACTERÍSTICAS DE LA CÉLULA CALIBRADA ENJOY SOLAR.	74
FIGURA 65. CAMPAÑA DE CALIBRACIÓN DE LAS CÉLULAS SOLARES ENJOY SOLAR.	75
FIGURA 66. RECTA DE REGRESIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LA CÉLULA 270.	76
FIGURA 67. RECTA DE REGRESIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LA CÉLULA 340.	76
FIGURA 68. RECTA DE REGRESIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LA CÉLULA 516.	76
FIGURA 69. RECTA DE REGRESIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LA CÉLULA 426.	76
FIGURA 70. RECTA DE REGRESIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LA CÉLULA 296.	77
FIGURA 71. RECTA DE REGRESIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LA CÉLULA 388.	77
FIGURA 72. RECTA DE REGRESIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LA CÉLULA 536.	77
FIGURA 73. RECTA DE REGRESIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LA CÉLULA 397.	77
FIGURA 74. RECTA DE REGRESIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LA CÉLULA 263.	78
FIGURA 75. RECTA DE REGRESIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LA CÉLULA 428.	78
FIGURA 76. RECTA DE REGRESIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LA CÉLULA 318.	78
FIGURA 77. RECTA DE REGRESIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LA CÉLULA 581.	78

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. CARACTERIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE POTENCIA FRONTAL Y POSTERIOR DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	24
TABLA 2. CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO 1.....	58
TABLA 3. CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO 2.....	59
TABLA 4. CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO 3.....	60
TABLA 5. CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO 4.....	61
TABLA 6. CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO 5.....	62
TABLA 7. CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO 6.....	63
TABLA 8. CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO 7.....	64
TABLA 9. CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO 8.....	65
TABLA 10. COEFICIENTES DE BIFACIALIDAD DE POTENCIA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	79
TABLA 11. COEFICIENTES DE BIFACIALIDAD DE CORRIENTE DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	80
TABLA 12. COEFICIENTES DE BIFACIALIDAD DE TENSIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	80

ÍNDICE ECUACIONES

(1).....	23
(2).....	23
(3).....	23
(4).....	23
(5).....	23
(6).....	79
(8).....	79

1. Introducción

1.1. Objetivo

Hoy en día la monitorización de los sistemas fotovoltaicos con módulos monofaciales de silicio ya está estandarizada y consolidada, pero actualmente, debido al crecimiento y desarrollo de la tecnología fotovoltaica bifacial, se plantean nuevas cuestiones en la monitorización de estos últimos ya que entran en juego nuevas variables que afecta a la tecnología bifacial como la irradiancia trasera, además de los problemas en la localización de los sensores de temperatura en los módulos ya que estos producirían una pequeña sombra constante en la cara trasera del módulo.

Por tanto, debido a las cuestiones que se han comentado anteriormente, no hay estándares para la monitorización de sistemas fotovoltaicos bifaciales, lo cual es un problema, ya que un sistema de monitorización es fundamental para analizar el comportamiento óptimo del sistema y así maximizar la producción energética.

Este trabajo de fin de grado pretende conseguir los siguientes objetivos:

- Diseñar un sistema de monitorización que permita caracterizar un sistema fotovoltaico con módulos fotovoltaicos bifaciales de silicio monocristalino en posición vertical y con orientación este-oeste
- Instalar dicho sistema de monitorización en la instalación y comprobar el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico.
- Obtener y analizar datos experimentales que permitan aprender sobre este tipo de sistemas y que puedan ser aplicables a más sistemas fotovoltaicos con las mismas características que la instalación propuesta en este trabajo de fin de grado.

1.2. Descripción general

Este trabajo de fin de grado persigue el diseño de un sistema de monitorización para una instalación fotovoltaica con módulos bifaciales, en disposición vertical y con orientación este-oeste. En los capítulos detallados se describe el procedimiento utilizado para el diseño del sistema de monitorización

En el **capítulo 2** se define la instalación a monitorizar, donde se expone la ubicación y la configuración del sistema fotovoltaico, debido a que ambos generadores presentan los módulos que tienen instalados en diferente disposición. Además, en este capítulo se describen las estructuras de soporte en las que se encuentran instalados los módulos fotovoltaicos, al igual que

las ventajas y desventajas que presenta este tipo de estructura. Para concluir dicho capítulo, también se describen los elementos eléctricos utilizados, así como sus características principales y un diagrama esquemático que, presenta de manera visual, el conexionado realizado para dicha instalación.

El **capítulo 3**, se enfoca en la caracterización de los módulos fotovoltaicos, concretamente de los **LG390N2T-A5** que son objeto del sistema de monitorización que se pretende diseñar. Por lo tanto, se describe el proceso de caracterización llevado a cabo mediante una campaña de medida, cuyo objetivo es obtener datos concretos de cada módulo de manera individual, para determinar el correcto funcionamiento de dichos módulos y una vez se estén monitorizando evitar posibles errores en las medidas obtenidas. Por otra parte, también se explica la importancia de tener en cuenta las condiciones meteorológicas al realizar las mediciones y de extrapolar dichas mediciones a condiciones estándares de medida para comparar los resultados utilizando el modelo de Osterwald, donde finalmente se presentan los resultados obtenidos.

Posteriormente, en el **capítulo 4**, se presentan los puntos más relevantes para el diseño del sistema de monitorización en sus distintos apartados. Este capítulo comienza describiendo las variables que se desean monitorizar, tanto eléctricas como meteorológicas, centrándose después en los dispositivos utilizados para llevar a cabo la medida de dichas variables. Una vez definidas dichas variables y dispositivos utilizados, se procede a describir el registrador de datos utilizado, el cual, es el elemento crucial que se encarga del registro y almacenamiento de los datos monitorizados con una alta precisión y fiabilidad, además de la descripción del propio software que nos permite configurar y controlar el registrador de datos e incluso la visualización remota de los datos monitorizados en tiempo real. Para finalizar, se presenta la caja de conexiones utilizada con el sistema de monitorización montado y un diagrama esquemático del conexionado del sistema de monitorización.

Una vez instalado el sistema de monitorización, se procede al análisis de los datos monitorizados, como se presenta en el **capítulo 5**. En primer lugar, se presenta un problema que tuvo la instalación debido a la aparición de un punto caliente en unos de sus módulos provocado por una sombra parcial a causa de la estructura y qué solución se decidió adoptar. Una vez solucionado el problema, se procedió al análisis de los datos monitorizados de la instalación definitiva, que son los datos meteorológicos y eléctricos definidos en los apartados **4.1** y **4.2**.

Finalmente, en el **capítulo 6**, se comentan una serie de conclusiones argumentadas, obtenidas tras el desarrollo del presente trabajo de fin de grado, acompañadas de unas posibles líneas futuras aplicables a este proyecto.

2. Descripción del sistema fotovoltaico

En este capítulo se detalla el sistema fotovoltaico conectado a la red compuesto de módulos fotovoltaicos bifaciales, para el cual está diseñado todo el sistema de monitorización que se expondrá más adelante. En primer lugar, se comenta la ubicación del sistema fotovoltaico y una breve descripción de la distribución presentada. A continuación, se describe la estructura de soporte y el análisis de esta, evaluando las ventajas y desventajas que tiene esta estructura de soporte. Finalmente se procederá a ver los elementos eléctricos que compone dicho sistema y su respectivo conexionado aportando los esquemas pertinentes.

Este trabajo de fin de grado ha sido realizado en el grupo de investigación IDEA de la Universidad de Jaén.

Con el fin de que el sistema de monitorización diseñado sea compatible con la instalación, evitando así problemas entre generación de energía y el registro de datos, el alumno ha realizado el conexionado de la mayor parte de la instalación (la cual no estaba en funcionamiento), excepto la aparatenta de protección alterna del edificio, la cual el Servicio de Infraestructuras de la Universidad de Jaén ha instalado, ya que son los únicos que tienen autorización para ello.

2.1. Ubicación y configuración del sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico en cuestión se encuentra en la terraza sur del edificio A3 de ingeniería de la Universidad de Jaén y consta de 8 módulos con tecnología bifacial separados en dos generadores de 4 módulos cada uno instalados en una estructura móvil.

Ambos generadores fotovoltaicos denominados *GFV 1* y *GFV 2* contienen los cuatros módulos de tecnología bifacial conectados en serie y ambos presentan una orientación este-oeste. Hay que aclarar que para el *GFV 1*, las caras frontales de los módulos están orientadas al oeste y las caras posteriores al este, y para el *GFV 2*, las caras frontales están orientadas al este y las caras posteriores al oeste (**figura 1**).



Figura 1. Ubicación y configuración del sistema fotovoltaico.

2.2. Estructura móvil

La estructura de soporte, como se puede ver en la **figura 2**, se compone de dos partes, una estructura base, la cual se puede mover gracias a la implementación de cuatro ruedas en las esquinas, y por otro lado tenemos la estructura soporte, en la cual se colocan los módulos fotovoltaicos y gracias a un espacio libre en mitad, donde se ubica una plancha metálica perforada, permite la colocación de sensores para realizar la monitorización del generador fotovoltaico.



Figura 2. Estructura móvil.

Ambas están unidas por un sistema rotatorio que permite girar la estructura soporte 360 grados respecto a la estructura base, así que, tiene una gran versatilidad, tanto para colocar los módulos en cualquier inclinación como

también en la orientación deseada gracias a las ruedas que tiene la estructura base.

Para que la estructura se mantenga firme y fija en el suelo dispone de unos cuarenta bloques de hormigón de 25 kilogramos cada uno por estructura y además unos frenos incorporados en las ruedas más un sistema de fijación con dos tornillos de anclaje a suelo a ambos lados, visibles en la **figura 3**.

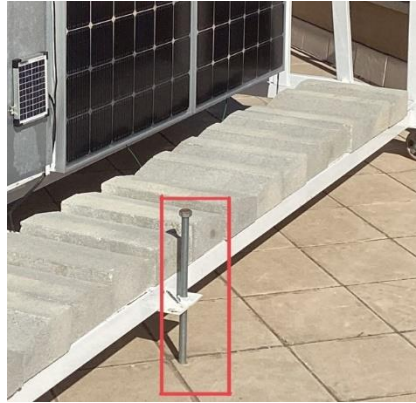


Figura 3. Tornillo de anclaje a suelo.

2.2.1. Ventajas de la estructura

Gracias a la versatilidad de la estructura se ha podido realizar la caracterización de la curva de potencia de los módulos fotovoltaicos, dado que se han podido colocar orientados al sur y con la inclinación óptima para Jaén sin necesidad de manipular los módulos fotovoltaicos evitando así posibles daños internos o externos.

Además, la chapa metálica perforada que incorpora es coplanar a los módulos fotovoltaicos, por lo que facilita la monitorización de estos, puesto que se puede incorporar a dicha chapa metálica distintos sensores como células calibradas que actúan como sensores de irradiancia e incluso también piranómetros o espectrorradiómetros.

2.2.2. Desventaja de la estructura

La mayor desventaja o el mayor defecto que tiene esta estructura de soporte es que, debido a su diseño, cuando el sol comenzaba a incidir lateralmente a la estructura, esta generaba unas sombras a los módulos que estaban situados al extremo sur de la estructura (**figura 4**), que posteriormente generarían puntos calientes próximos a dicha sombra como se verá en el apartado **5.1**.



Figura 4. Sombra parcial creada por la estructura.

Otro problema que presenta la estructura de soporte respecto al sombreado parcial es que, cuando se montó la estructura y se colocaron los módulos, se notó que la estructura cimbrea a causa del viento y para corregir dicho problema se le instaló dos perfiles a la estructura soporte de refuerzo causando así sombras parciales e irregulares a lo largo del día, apreciables en la **figura 5**, acentuándose estas en las horas centrales del día.



Figura 5. Sombras parciales superiores creadas por la estructura.

2.3. Elementos eléctricos y conexionado

La instalación está conformada por los módulos fotovoltaicos de tecnología bifacial LG Neon 2 de hasta 507 W, un inversor Huawei con una potencia en AC


de 3 kW, cableado de alimentación DC de 6 mm de sección, dos interruptores magnetotérmicos bipolares para la protección DC de cada generador fotovoltaico, un interruptor magnetotérmico y un diferencial bipolar para la protección AC, un repartidor unipolar para la puesta a tierra y por último una caja superficie estanca IP65 de 8 módulos para albergar dichas protecciones. Dichos elementos son descritos en detalle en los siguientes subapartados.

En este apartado se detalla el esquema eléctrico de la instalación, incluyendo la configuración de los componentes y la conexión a la red eléctrica ya que la comprensión del esquema eléctrico es crucial para garantizar la seguridad y eficiencia del sistema, así como para entender su funcionamiento y mantenimiento.

2.3.1. Módulos fotovoltaicos bifaciales

Los módulos fotovoltaicos escogidos son los **LG NeOn 2 BiFacial LG390N2T-A5** (LG Electronics Inc., 2020, n.d.). Dichos módulos contienen 72 células monocristalinas de tipo N en disposición 6x12 y alcanzan 390 W de potencia pico en el frontal pudiendo llegar hasta los 507 W en condiciones estándares de medida (STC) gracias a la ganancia bifacial de la parte trasera, lo cual le permite tener un factor de eficiencia de hasta el 24 %.

A continuación, en la **figura 6**, se presentan las características eléctricas del módulo fotovoltaico proporcionadas en la hoja de características del fabricante:



Propiedades eléctricas (STC²)

Módulo	LG395N2T-A5	Rendimiento adicional bifacial ¹				LG390N2T-A5	Rendimiento adicional bifacial ¹				
		5%	10%	20%	30%		5%	10%	20%	30%	
Potencia máxima (Pmax)	[W]	395	415	435	474	514	390	410	429	468	507
Voltaje MPP (Vmpp)	[V]	41,8	41,8	41,8	41,9	41,9	41,4	41,4	41,4	41,5	41,5
Corriente MPP (Impp)	[A]	9,46	9,92	10,39	11,31	12,26	9,43	9,90	10,36	11,28	12,22
Tensión en circuito abierto (Voc)	[V]	49,3	49,3	49,3	49,4	49,4	49,2	49,2	49,2	49,3	49,3
Corriente de cortocircuito (Isc)	[A]	10,19	10,70	11,21	12,23	13,25	10,15	10,15	11,17	12,18	13,20
Factor de eficiencia del módulo	[%]	18,7	19,6	20,6	22,4	24,3	18,5	19,4	20,3	22,1	24,0
Temperatura de funcionamiento	[°C]						-40 ~ +90				
Tensión máxima del sistema	[V]						1000				
Corriente nominal del fusible en serie	[A]						20				
Coefficiente bifacial Pmáx ⁴	[%]						76				
Tolerancia de potencia (%)	[%]						0 ~ +3				

Figura 6. Hoja de características del módulo fotovoltaico LG390N2T-A5 proporcionada por el fabricante.

Además, estos módulos han sido caracterizados, obteniendo sus curvas I-V en condiciones reales de operación y extrapolar dichos datos a condiciones estándares de medida (CEM) utilizando el modelo analítico de Osterwald, para así obtener datos fiables de cada módulo fotovoltaico para después poder garantizar un funcionamiento óptimo del sistema de monitorización. El conjunto completo de gráficas y tablas se encuentran incluidas en el **Anexo A**.

2.3.2. Inversor

Se ha utilizado un inversor del fabricante Huawei Technologies Co. Ltd. modelo SUN2000-3KTL-L1 (**figura 7**), con una potencia de $P_{inv,AC} = 3 \text{ kW}$, el cual es un inversor monofásico orientado a cadena conectado a la red con dos entradas MPPT (del inglés, Maximum Power Point Tracker), que convierte la alimentación de CC generada por el sistema fotovoltaico en corriente CA, con una eficiencia de conversión máxima del 97,3%, y transfiere la electricidad a la red eléctrica.

Como se ha comentado anteriormente, el inversor utiliza para cada una de las entradas al inversor la tecnología de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), la cual nos permite maximizar la producción de energía solar. También cuenta con una protección integrada contra sobretensiones, sobrecorrientes, cortocircuitos y conexiones inversas.

Este inversor puede comunicarse a través de una conexión WLAN o Ethernet utilizando una interfaz de comunicación RS-485, del cual se puede monitorizar parámetros eléctricos como la tensión, corriente, potencia y producción energética en tiempo real de manera remota a través de la plataforma inteligente de monitoreo inteligente de Huawei, mediante la aplicación móvil Fusión Solar.



Figura 7. Inversor del fabricante Huawei modelo SUN2000-3KTL-L1 de 3 kW de potencia.

Especificaciones técnicas y características del Huawei SUN2000-3KTL-L1 (Technologies Co, 2022):

- Potencia nominal de salida: 3 kW.
- Tensión de entrada máxima: 600 Vcc.
- Corriente de entrada máxima: 11 A.
- Tensión de salida nominal: 220 V AC / 230 V AC / 240 V AC
- Frecuencia de salida nominal: 50 Hz / 60 Hz

- Rango de voltaje de operación MPP: 120-500 Vcc.
- Eficiencia máxima: 97,6%.
- Protección de aislamiento integrada.
- Monitorización remota a través de la aplicación móvil Huawei Smart PV.

2.3.3. Caja de conexiones, protecciones y cableado

Las protecciones de la instalación se encuentran ubicadas en una caja estanca de 8 elementos **Solera 1308a** (Solera, 2023), con protección al agua y al polvo (IP65). Dichas protecciones son:

- Dos interruptores automáticos bipolares de corriente nominal 20 A y curva tipo C.
- Un magnetotérmico AC de 25 A de corriente nominal, curva tipo B.
- Interruptor automático diferencial AC de 40 A de corriente nominal.

Para el conexionado DC de la instalación fotovoltaica se ha utilizado el cable **Exzhellent Solar** con 6mm^2 de sección. Este, cuenta las certificaciones que garantizan su seguridad y calidad para con las normativas y estándares internacionales para el uso en instalaciones solares. Todos estos elementos son apreciables en la **figura 8**.

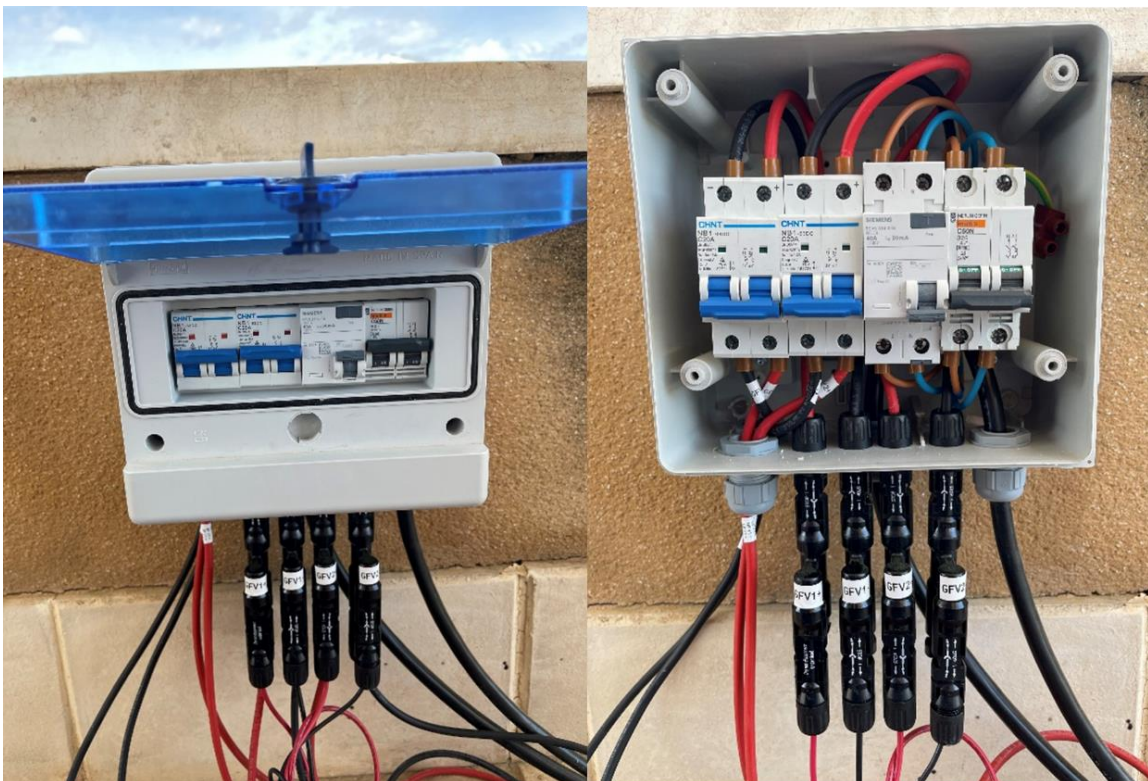
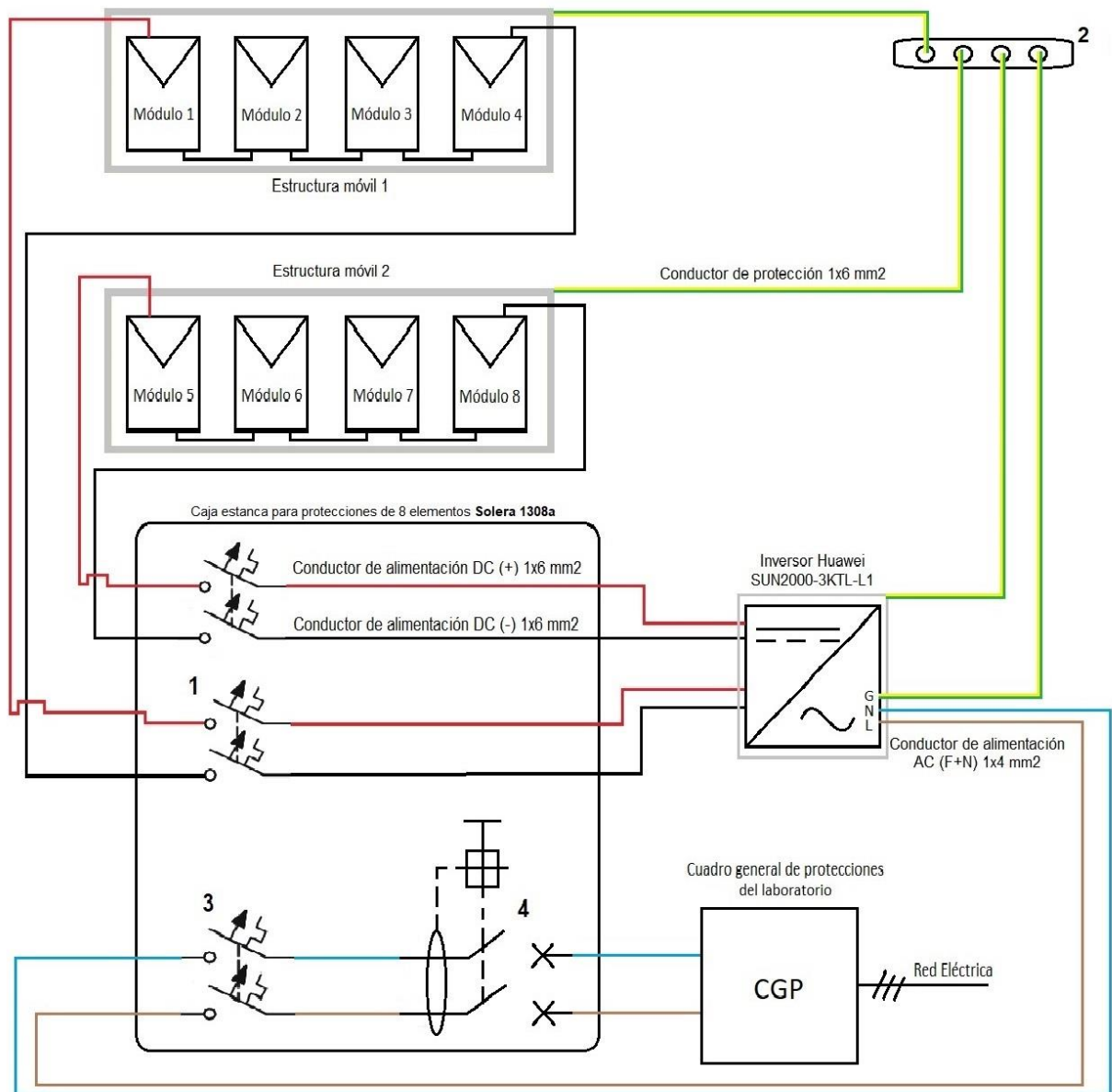


Figura 8. Caja de conexiones donde se ubican las protecciones de continua y alterna de la instalación.

3.4. Diagrama esquemático del sistema fotovoltaico



1	Interruptores automáticos bipolares de corriente nominal 20 A y curva tipo C
2	Repartidor unipolar para superficie equipotencial
3	Magnetotérmico AC de 25 A de corriente nominal, curva tipo B
4	Interruptor automático diferencial AC de 40 A de corriente nominal

Figura 9. Diagrama esquemático del conexionado del sistema fotovoltaico.

3. Caracterización de los módulos fotovoltaicos

En la caracterización de los módulos fotovoltaicos, los fabricantes deben medirlos bajo condiciones específicas de irradiancia, temperatura y distribución espectral conocidas como CEM (Condiciones Estándar de Medición). Estas condiciones garantizan una comparabilidad precisa entre las mediciones y permiten una evaluación adecuada del rendimiento de los módulos. La interpretación y corrección de los parámetros medidos son necesarias para convertir las mediciones realizadas en condiciones distintas a CEM, asegurando una caracterización fiable de los módulos fotovoltaicos (Osterwald, C.R.).

Este proceso que se realiza para llevar a cabo la caracterización de los módulos fotovoltaicos es importante para poder evaluar y comparar el rendimiento de los paneles solares. Por lo tanto, en este capítulo se describirá el procedimiento realizado para la caracterización de los módulos fotovoltaicos **LG390N2T-A5**, que son objeto del sistema de monitorización. Estos módulos fotovoltaicos son de tecnología bifacial, por lo que se tiene que caracterizar ambas caras del módulo (Wirth et al., 2016). El objetivo principal de la caracterización es obtener información detallada sobre el comportamiento de cada módulo individualmente, para determinar su correcto funcionamiento en el sistema de monitorización. Además, al no existir una normativa para este tipo de tecnología, es importante realizar estas pruebas para obtener datos precisos y no depender únicamente de los valores proporcionados por el fabricante, evitando así posibles errores en las medidas obtenidas.

3.1. Campaña de medida

Para obtener resultados precisos, es importante realizar la campaña de medida bajo condiciones similares a las condiciones estándares de medida, las cuales deben tener unos niveles de irradiancia entre 800 y 1000 W/m², unas temperaturas próximas a los 25 °C y un AM de 1,5 que indica un día despejado. Los días en los que se realizó dicha campaña de medida fueron, el 07/11/2022 y 11/11/2022 donde las condiciones meteorológicas eran lo más similares posibles a las que se han descrito previamente.

Para ello, siguiendo la norma (*IEC TS 60904-1-2_2019*, 2019), se utilizó el trazador de curvas E-1000 (Entec Solar, 2022), el cual mide a cuatro hilos, lo que le hace tener una gran precisión en la medida, teniendo una precisión del 0,5% en el punto de máxima potencia y menor al 3% en la conversión a condiciones estándares de medida (CEM). Este trazador de curvas, dispone de un dispositivo llamado “*E-Sens*”, el cual permite medir la irradiancia gracias a una célula calibrada que lleva conectada, facilitada por el mismo fabricante e incluida en el producto de venta y, por último, tiene un lector de temperatura que funciona mediante infrarrojos. Todos estos dispositivos, los cuales se pueden ver en la **figura 10**, tienen un enlace inalámbrico que permite su funcionamiento simultáneo, para que en el trazado de la curva I-V

todos los parámetros meteorológicos se hayan registrado de manera simultánea.



Figura 10. Trazador de curvas E-1000 y dispositivos complementarios E-Temp, E-Sens y célula calibrada.

Para poder realizar el trazado de las curvas I-V por las caras frontales y posteriores con el E-1000, previamente es obligatorio colocar dichos módulos que van a ser caracterizados orientados hacia el sur y con una inclinación óptima para Jaén de 33 grados (**figura 11**). Esto ha resultado bastante sencillo gracias a la estructura móvil descrita en el apartado 2.2 ya que, esta permite orientar e inclinar la instalación con total libertad para poder medir las caras frontales y posteriores de los módulos fotovoltaicos sin la necesidad de manipularlos y evitar así posibles fallos o averías al módulo.



Figura 11. Módulos fotovoltaicos orientados al sur e inclinados 33 grados para su correcta caracterización.

Una vez colocados correctamente los módulos fotovoltaicos se procede al trazado de las curvas I-V de las caras frontales y posteriores de manera aislada. Para ello se cubrió de manera uniforme la cara contraria a la que se le iba a realizar el trazado de la curva I-V y se tomaron 3 medidas por cada cara del módulo para garantizar una medida correcta (**figura 12**).



Figura 12. Utilización de plancha negra maleable a medida para ocultar una cara del módulo durante la caracterización.

El trazador de curvas E-1000 permite la opción de guardar todas las curvas I-V trazadas en archivos .CSV dentro de una tarjeta de memoria. Este archivo generado por el E-1000 ofrece todos los valores de tensión y corriente de la curva en cuestión y su extrapolación a condiciones estándares de medida (CEM), como se aprecia en la **figura 13**, además de datos de temperatura, irradiancia y, la fecha y hora en la que se hizo dicha medida. De esta manera se puede crear una gráfica con la curva I-V en condiciones reales de medida y otra curva I-V extrapolada a CEM.

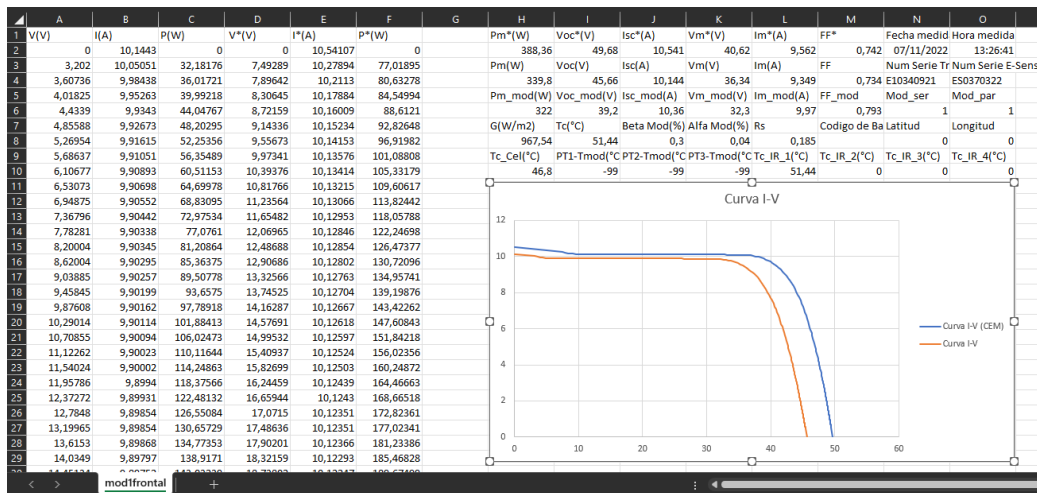


Figura 13. Archivo .CSV proporcionado por el E-1000 con los resultados de las curvas trazadas.

3.2. Modelo analítico utilizado

El modelo que se utilizó para la caracterización de los módulos fotovoltaicos es el modelo de Osterwald. Este modelo utiliza una serie de ecuaciones que permiten obtener los parámetros eléctricos característicos de un módulo en condiciones estándares de medida (CEM) a partir de valores medidos en distintas condiciones a estas. Por lo tanto, para obtener los valores de P_m^* , V_{oc}^* , V_m^* , I_{sc}^* , I_m^* son necesarias las siguientes ecuaciones:

$$P = P^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot [1 + \gamma(T_C - T_C^*)] \quad (1)$$

$$V_{oc} = V_{oc}^* + V_{oc}^* \cdot \beta(T_C - T_C^*) \quad (2)$$

$$V_m = V_m^* + V_m^* \cdot \beta(T_C - T_C^*) \quad (3)$$

$$I_{sc} = I_{sc}^* \cdot \frac{G}{G^*} + I_{sc}^* \cdot \alpha(T_C - T_C^*) \quad (4)$$

$$I_m = I_m^* \cdot \frac{G}{G^*} + I_m^* \cdot \alpha(T_C - T_C^*) \quad (5)$$

Donde:

- P^* : potencia máxima del módulo medida en CEM [W].
- V_{oc} : tensión P: potencia máxima del módulo medida [W].
- en circuito abierto del módulo medida [V].
- V_{oc}^* : tensión en circuito abierto del módulo medida en CEM [V].
- I_{sc} : corriente de cortocircuito del módulo medida [A].
- I_{sc}^* : corriente de cortocircuito del módulo medida en CEM [A].
- G : irradiancia medida [W/m^2]
- G^* : irradiancia en CEM equivalente a $1000 W/m^2$.
- T_c : temperatura de la célula medida [$^{\circ}C$].
- T_c^* : temperatura en CEM equivalente a $25^{\circ}C$.
- α : coeficiente de temperatura de la corriente en cortocircuito [$^{\circ}C^{-1}$].
- β : coeficiente de temperatura de la tensión en circuito abierto [$^{\circ}C^{-1}$].
- γ : coeficiente de temperatura de la potencia máxima [$^{\circ}C^{-1}$].

3.3. Resultados obtenidos

Una vez terminada la campaña de medida y haber procesado todas las curvas trazadas para los 8 módulos fotovoltaicos para la conversión de sus parámetros eléctricos a condiciones estándares de medida (CEM) utilizando el modelo de Osterwald, se ofrece a continuación una tabla resumen (**tabla 1**) de la caracterización de los módulos fotovoltaicos, así como también, las curvas I-V obtenidas de la cara frontal y posterior del módulo 1 a modo de ejemplo (**figura 14**). Todas las curvas extraídas y los datos procesados están recogidas en el **Anexo A**.

Tabla 1. Caracterización de los parámetros de potencia frontal y posterior de los módulos fotovoltaicos.

MÓDULO	REFERENCIA	Pm,frontal* (W)	Variación respecto al fabricante	Pm,posterior* (W)	Variación respecto al fabricante
1	805K5KF192AP	388,2	0,46%	276,34	6,77%
2	805K5RT192YF	381,42	2,20%	273,53	7,72%
3	805K5JC192DU	377,17	3,29%	271,97	8,24%
4	805K5GX192YR	380,81	2,36%	283,34	4,41%
5	805K5BM192YP	398,00	-2,05%	271,98	8,24%
6	805K5LS1A03F	374,66	3,93%	266,92	9,95%
7	805K5JC1A02U	385,74	1,09%	264,83	10,65%
8	805K5RT192E0	391,11	-0,28%	265,65	10,37%

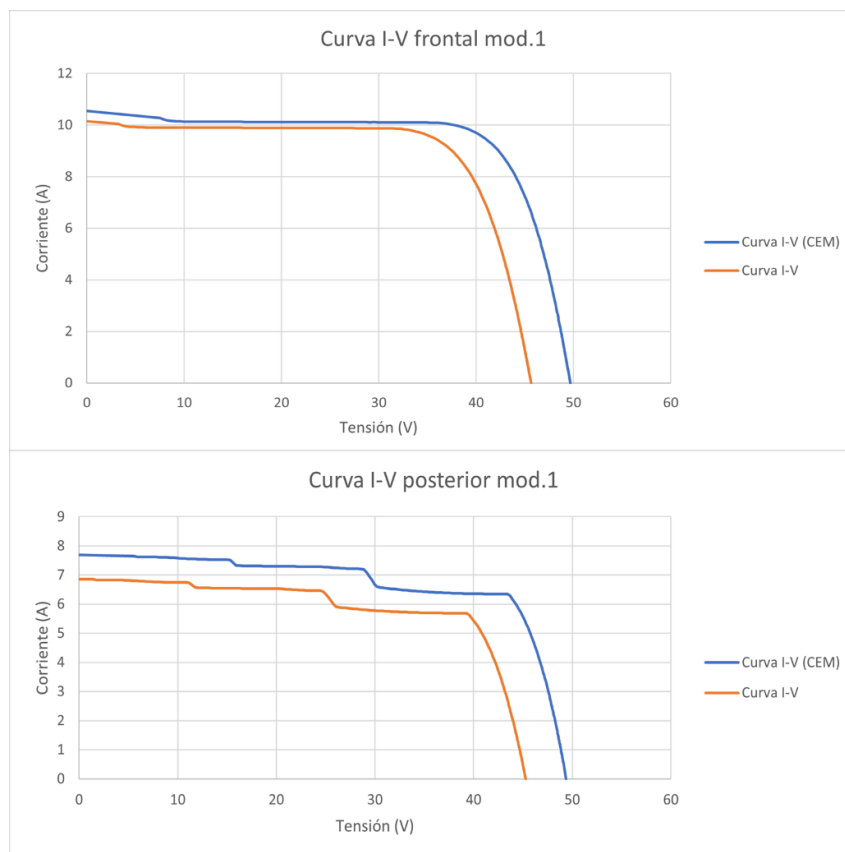


Figura 14. Curvas I-V de la cara frontal y posterior del módulo 1.

Es adecuado resaltar los escalones producidos en las curvas I-V de la cara posterior de los módulos fotovoltaicos, son debidos a las sombras generadas por los propios marcos que llevan incorporados dichos módulos para su instalación.

4. Diseño del sistema de monitorización

En este capítulo se va a presentar el proceso de diseño del sistema de monitorización utilizado para la instalación previamente descrita en el apartado 2.

Para lograr una correcta monitorización de un sistema fotovoltaico bifacial es necesario conocer cuáles son los parámetros más representativos de una instalación y una vez identificados ser capaces de poder registrar esos datos a partir de sensores y un registrador de datos.

Al ser un trabajo de investigación y no haber una estandarización para la colocación de sensores, se van a monitorizar más parámetros de lo normal con el fin de conseguir conclusiones que permitan diseñar en el futuro un sistema de monitorización más simple y concreto, hasta poder llegar a una estandarización de la monitorización para sistemas fotovoltaicos bifaciales que permitiera comparar el comportamiento de diferentes instalaciones.

Los parámetros por monitorizar más representativos se dividen en eléctricos y meteorológicos y se van a exponer en los apartados siguientes.

4.1. Parámetros eléctricos

Los parámetros eléctricos monitorizados que tienen una gran importancia en el rendimiento final del módulo solar son la tensión y la corriente en el punto de máxima potencia, ya que con estos dos parámetros se puede conocer la potencia máxima que está generando cada módulo y a su vez poder obtener la potencia de cada generador fotovoltaico.

4.1.1. Tensión en el punto de máxima potencia

La importancia de monitorizar la tensión en el punto de máxima potencia se debe a que la energía eléctrica producida por un módulo fotovoltaico está directamente relacionada con la tensión y la corriente que generan.

La tensión en el punto de máxima potencia varía debido a las condiciones ambientales tales como la irradiación solar y sobre todo la temperatura. Por lo tanto, es importante medir la tensión en este punto para asegurarse de que el sistema realiza un funcionamiento óptimo y para realizar ajustes si es necesario.

4.1.2. Corriente en el punto de máxima potencia

También se desea medir la corriente en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para determinar la cantidad de energía eléctrica que está siendo producida por el panel en ese punto óptimo. La corriente en el punto de máxima potencia varía al igual que la tensión por la temperatura, pero lo que más le afecta es la irradiación solar.

Debido a que los módulos de cada generador fotovoltaico están conectados en serie se simplifica bastante el hecho de medir dicha corriente ya que por todos los módulos circulará la misma.

4.2. Parámetros meteorológicos

Por otro lado, los parámetros meteorológicos monitorizados, los cuales tienen una gran importancia ya que determinan el rendimiento del módulo solar son la temperatura ambiente, la temperatura de los módulos fotovoltaicos y la irradiancia solar.

4.2.1. Temperatura

La monitorización de la temperatura es fundamental ya que afecta el rendimiento y eficiencia del módulo, ya que conforme aumenta la temperatura la eficiencia disminuye y por tanto baja la producción. Esto se debe a que la resistencia eléctrica del material semiconductor del módulo fotovoltaico aumenta conforme aumenta la temperatura, causando así una pérdida de eficiencia en la conversión. Además, dicho aumento de la temperatura del módulo aumenta a la tasa de degradación de los materiales del módulo y finalmente afecta a la vida útil y al rendimiento del módulo a largo plazo.

La norma UNE_IEC 61724_2022 (UNE_IEC 61724_2022), nos insta a medir dos tipos de temperatura, que son, la temperatura ambiente y la temperatura del módulo. La temperatura ambiente, T_{amb} , se debe medir en aquel lugar que sea representativo para las condiciones de la instalación fotovoltaica, utilizando sensores de temperatura colocados a la sombra. Por otro lado, la temperatura del módulo, T_{mod} , debe de ser tomada a partir de sensores de temperatura en la parte posterior de los módulos y en el caso de los módulos bifaciales, como se estudia en este trabajo de fin de grado, que los sensores de temperatura y el cableado de dicho sensor sombreen menos del 10% de la superficie de cualquier célula.

4.2.2. Irradiancia frontal y posterior

La monitorización de la irradiancia frontal y posterior (las cuales son la suma de irradiancia directa, irradiancia difusa e irradiancia reflejada, como se puede ver en la **figura 15**), también es crucial, debido a que esta es la cantidad de energía solar por unidad de área (W/m^2) que llega a la cara frontal y posterior del módulo fotovoltaico y por tanto permite conocer la cantidad de energía eléctrica que genera la instalación.

$$G_{\text{frontal}} = G_{\text{posterior}} = G_{\text{directa}} + G_{\text{difusa}} + G_{\text{reflejada}}$$

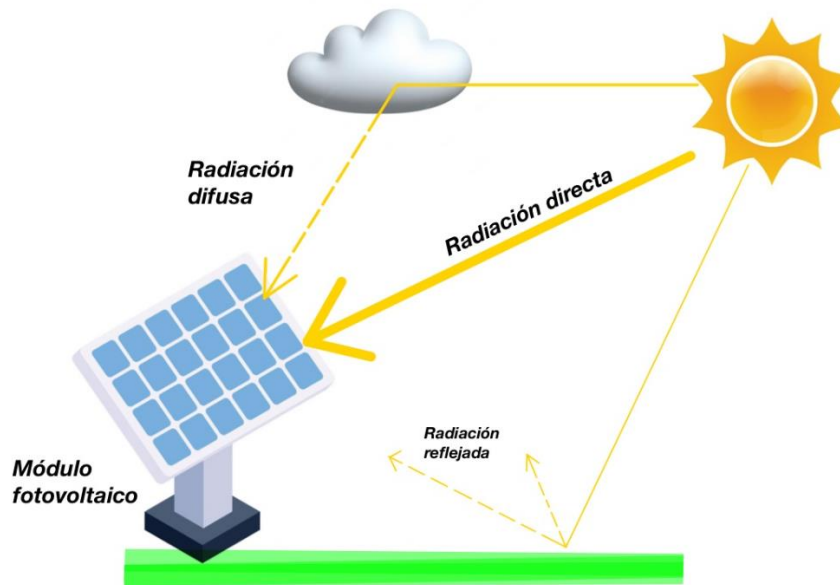


Figura 15. Representación de los tipos de radiación que reciben los módulos fotovoltaicos.

Además, la eficiencia del módulo disminuye al tener altos niveles de irradiancia, esto se debe a que, con el aumento de la irradiancia aumenta la temperatura del módulo y como se comentó en el apartado anterior, un aumento de temperatura disminuye la eficiencia.

Por último, hay que comentar que dicha monitorización de la irradiancia nos permite detectar posibles sombras o problemas de suciedad en los módulos fotovoltaicos ya que se vería una disminución del valor de la irradiancia.

4.3. Dispositivos utilizados para la monitorización

En este apartado se van a exponer los dispositivos utilizados para la monitorización de las variables comentadas en el apartado anterior.

4.3.1. Sensor de irradiancia frontal y posterior

Para la monitorización de la irradiancia frontal y posterior de ambos generadores se han instalado unas células calibradas frente a un piranómetro, cuyo proceso puede verse en detalle en el **Anexo B**. Estas células corresponden al modelo **enjoy solar** del fabricante **SolarV**, con una potencia máxima de 5 W, las cuales han sido cortocircuitadas utilizando una resistencia shunt de 100 m Ω con recubrimiento cerámico de silicona, con una potencia igual a la de la célula solar y un coeficiente de temperatura $\pm 90\text{ppm}/^\circ\text{C}$, el cual es un buen coeficiente ya que, lo que expresa este parámetro es, la variación del valor de la resistencia en función de la temperatura, por tanto, para cualquier aplicación electrónica se desea que este valor sea lo más pequeño posible.

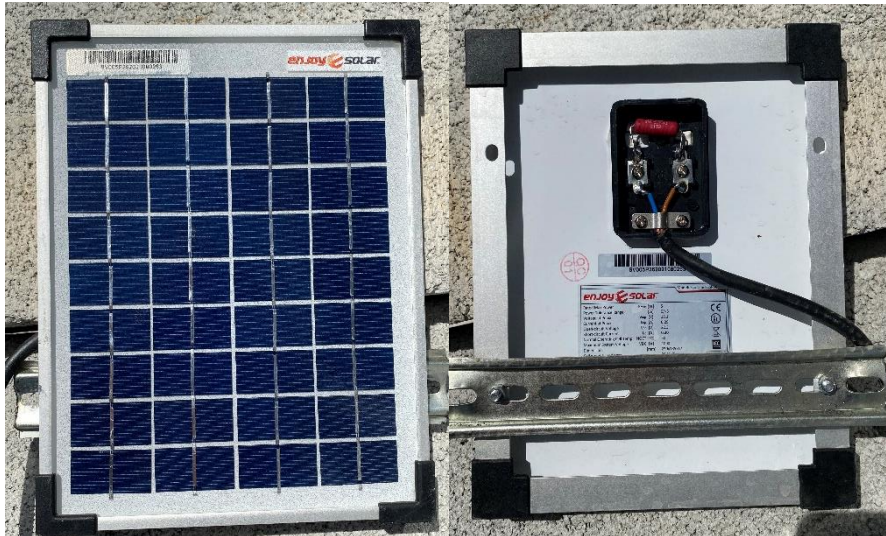


Figura 16. Célula calibrada utilizada como sensor de irradiancia frontal y posterior.

En total se han utilizado 12 células calibradas como las de la **figura 16** y se encuentran situadas en la chapa metálica perforada de la estructura de cada generador fotovoltaico. La configuración de estas células calibradas se muestra en las **figura 17** y **figura 18**.

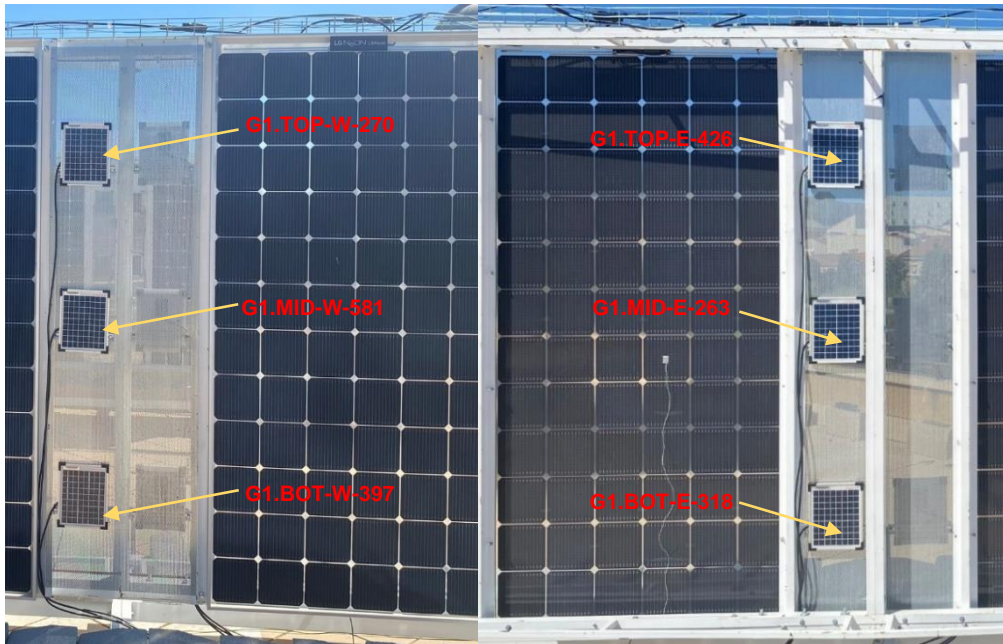


Figura 17. Disposición de los sensores de irradiación frontal y posterior del GFV 1.

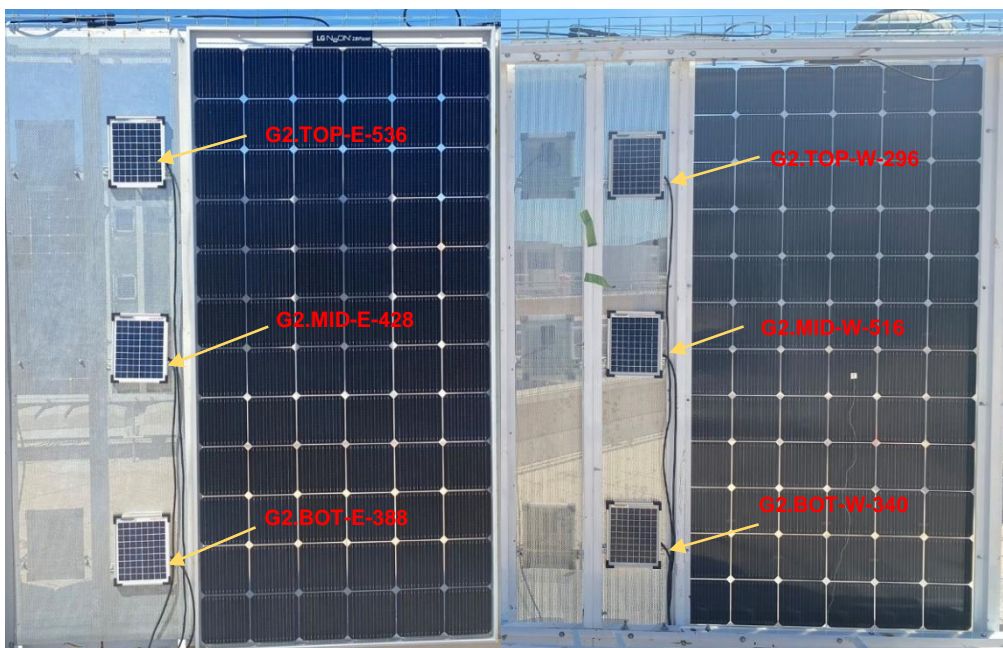


Figura 18. Disposición de los sensores de irradiación frontal y posterior del GFV 2.

Estas células, para ser conectadas al registrador de datos, se les ha añadido a partir de una soldadura, un cable de manguera resistente al agua de dos hilos de 1 mm² de sección con apantallamiento.

Esta disposición de las células calibradas frente a piranómetro pretende medir la irradiación a diferentes alturas del suelo y ver si existen posibles variaciones (Adams et al., 2016).

4.3.2. Sensor de temperatura ambiente y temperatura del módulo

En la monitorización de las temperaturas se han utilizado termopares de tipo K (**figura 19**), los cuales, tienen una máxima temperatura de funcionamiento de hasta 250 °C, ideal para entornos con altas temperaturas, una precisión de $\pm 1,5$ °C y un tiempo de respuesta de 5 segundos.

El termopar que mide la temperatura ambiente se encuentra situado a la sombra en un lugar muy próximo a la instalación y los 8 termopares que miden la temperatura de los módulos se encuentran situados en las caras posteriores de dichos módulos.

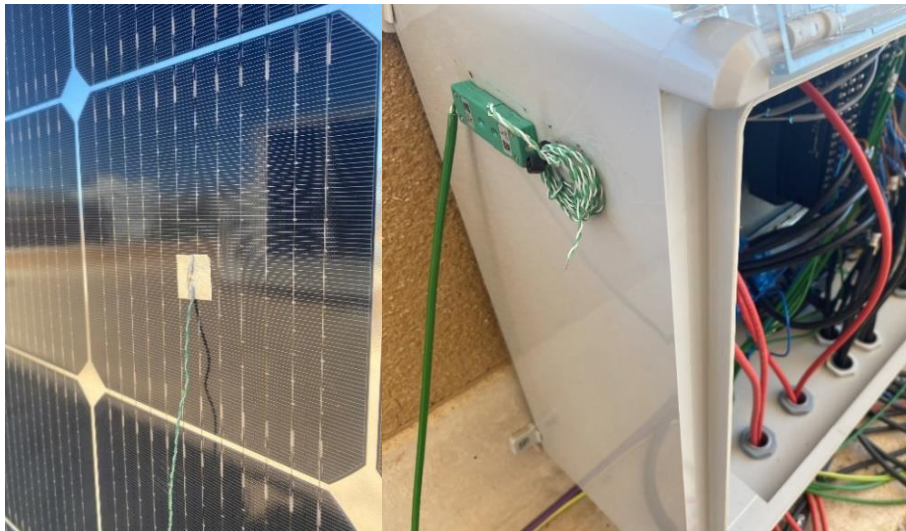


Figura 19. Termopares tipo K para medir la temperatura de los módulos y la temperatura ambiente.

Como se puede apreciar, se cumple para con la norma UNE_IEC 61724_2022 (UNE_IEC 61724_2022), que el cableado e incluso el adhesivo utilizado para fijar el sensor de temperatura, no cubren más del 10% de la superficie de cualquier célula.

Estos termopares tipo K, presentan una longitud de 1 metro, por lo que para realizar su conexionado en el registrador de datos se ha necesitado, un cable extensor de termopar tipo K y un conector de termopar tipo K, el cual garantiza la precisión en la medida al estar polarizados los conectores macho y hembra de dicho conector y además soporta una temperatura máxima de hasta 220 °C.

4.3.3. Resistencia shunt para la corriente de los generadores

Para medir estas corrientes se han utilizado dos resistencias shunt de fondo de escala 15 A y 75 mV (**figura 20**), una para cada cadena. El conexionado pertinente para realizar la medida de la corriente, en el punto de máxima potencia de los generadores, se ha conseguido poniendo las

resistencias shunt en serie, entre el cable positivo de cada generador y la entrada al inversor, conectando finalmente dichas resistencias al registrador de datos, mediante un cable bipolar apantallado de 0,25 mm² para, poder obtener la caída de tensión entre bornes, en el registrador de datos y posteriormente obtener el valor de corriente multiplicando por la constante del fondo de escala en el procesado de datos.

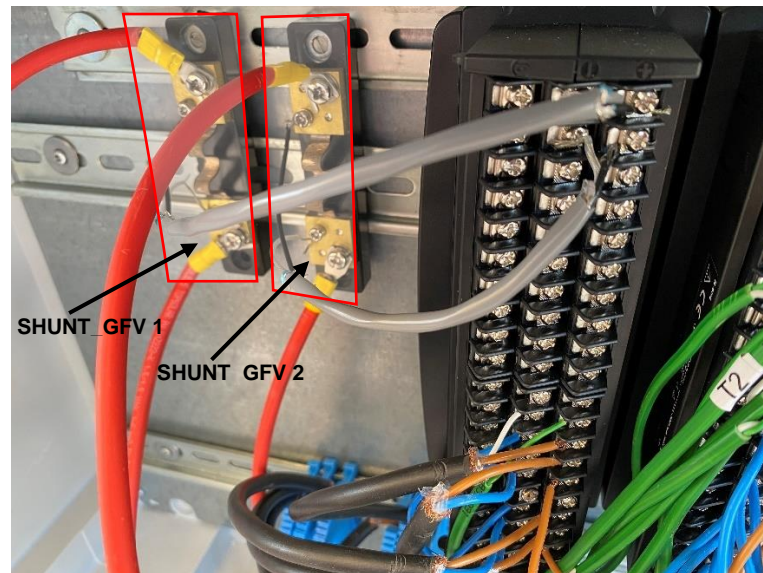


Figura 20. Resistencias shunt utilizadas para medir la corriente de cada generador fotovoltaico.

4.3.4. Conectores MC4 tipo T para la tensión de los módulos fotovoltaicos

Para medir la tensión en el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos se han utilizado conectores MC4 tipo T, como los de la **figura 21**, los cuales permiten crear un circuito en paralelo en el cual se puede medir la diferencia de potencial del módulo y la tensión de cada generador, tal y como se desea.



Figura 21. Conectores MC4 tipo T usados para la creación de circuitos en paralelo.

Gracias a estos conectores podemos conectar en serie los módulos fotovoltaicos y de esta forma, dejar una entrada libre para poder conectar un cable unipolar de 0,5 mm² de sección que, primeramente, irá a un bornero y de él saldrá un cable bipolar con apantallamiento de 1 mm² de sección, ya que el registrador de datos necesita de un terminal positivo y otro negativo para su conexionado.

4.4. Registrador de datos

El uso de un registrador de datos es crucial ya que, permite registrar y almacenar los parámetros eléctricos y meteorológicos de la instalación, como la temperatura, la irradiación solar, la tensión y la corriente en tiempo real. Dicho registro de datos en la monitorización de la instalación puede ser útil para cumplir varios objetivos, como la supervisión del rendimiento, la optimización de la eficiencia energética, la detección temprana de fallas y el mantenimiento preventivo.

El registrador de datos es el Graphtec GLT400 (Graphtec Corp., 2022) el cual puede verse en la **figura 22**, y ha sido ofrecido por el grupo de investigación IDEA de la Universidad de Jaén.

A continuación, se van a exponer las cualidades que nos ofrece el registrador de datos Graphtec GLT400:

- Alta precisión y fiabilidad: Está diseñado para proporcionar mediciones precisas de las variables más representativas de una instalación fotovoltaica, como la temperatura, la irradiación solar, la tensión y la corriente. Esto es primordial para asegurar una monitorización precisa, ya que permite una detección de problemas temprana y, por ende, actuaciones de mantenimiento y reparaciones necesarias.
- Gran almacenamiento de datos: Para garantizar que se registren y almacenen los datos monitorizados de la instalación fotovoltaica, el registrador de datos posee una gran capacidad de almacenamiento de datos gracias a su memoria interna de unos 4 GB y además puede ampliarse dicha capacidad de almacenamiento gracias a una ranura que admite una tarjeta de memoria SD de hasta 32 GB. Además, nos ofrece la posibilidad de grabar hasta 2 GB de almacenamiento en un solo archivo.
- Acceso remoto a los datos monitorizados: Esta ventaja con la que cuenta el GLT400 es muy práctica para los propietarios y operadores de una instalación fotovoltaica, dado que pueden vigilar y controlar la instalación de manera remota sin necesidad de estar conectado al registrador de datos mediante una conexión USB y además acceder a los archivos guardados de la monitorización.
- Software intuitivo y funcional: El software que ofrece el GLT400 posee una interfaz de usuario intuitiva que facilita la configuración y el control del

dispositivo. Además, el software también permite obtener los archivos de la monitorización en formato .CSV, lo que facilita el análisis de los datos.



Figura 22. Registrador de datos Graphtec GLT400.

Especificaciones técnicas y características más interesantes del Graphtec GLT400:

- Adaptable a una amplia gama de entornos operativos (-20°C a +60 °C).
- Soporta funciones de red como: servidor WEB, servidor FTP y cliente FTP.
- Entradas analógicas de alto aislamiento para garantizar que las señales no se corrompan por el ruido producido por otros canales.
- Supervisión y control remoto a través de Ethernet, LAN inalámbrica y USB.
- Rango de tensiones desde 20 mV hasta 100 V
- Admite termopares tipo K, J, E, T, R, S, B, N o C y RTD Pt100, Pt1000 y JPt100 para la medida de temperatura.
- Terminales de entrada ampliables hasta un máximo de 10 (200 canales en total).
- Memoria flash de 4 GB ampliables con una tarjeta de memoria SD de hasta 32 GB.

Para este proyecto, se han necesitado dos terminales de entrada B-565, lo que hace un total de 40 canales para poder monitorizar todos los parámetros que aborda este trabajo de fin de grado. Finalmente, hay que aclarar que, para la ampliación del registrador de datos, este necesita una unidad base para terminal

de entrada B-566 (**figura 24**), en el cual se encuentran conectados los terminales de entradas analógicas B-565 (**figura 23**), y a su vez al Graphtec GLT400.



Figura 23. Terminal de entradas analógicas B-565.



Figura 24. Unidad base para terminal de entrada B-566.

4.4.1. Software GLT400

El software utilizado para llevar a cabo la supervisión y control de la instalación, denominado, **GLT400 Setting App**, es una aplicación que necesita el sistema operativo Windows, la cual nos permite conectarnos con el dispositivo Graphtec GLT400 mediante diferentes interfaces. A través de esta conexión podemos visualizar y modificar configuraciones, descargar archivos que se han capturado y observar los parámetros monitorizados en tiempo real, como se muestra en la ventana de inicio del software (**figura 25**).

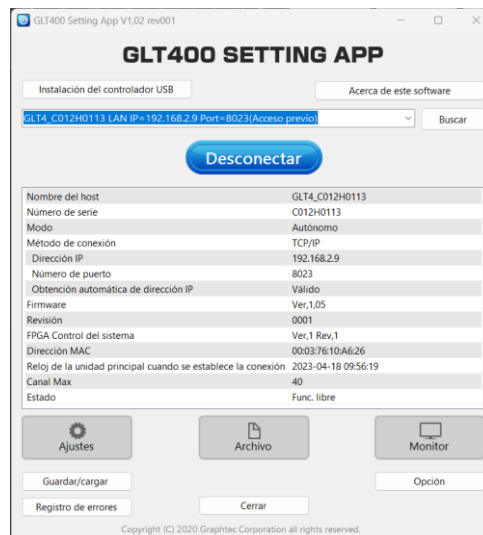


Figura 25. Ventana de inicio del software GLT400 Setting App.

En este proyecto, para poder acceder de manera remota al Graphtec GLT400 desde el laboratorio, este ha sido conectado a la red del edificio de la universidad a través de un cable ethernet, donde la propia red le asigna al Graphtec GLT400 una dirección IP que será siempre fija, ya que está asignada con la dirección MAC del registrador de datos. Esta dirección MAC es un identificador único e irrepetible que los fabricantes asignan a la tarjeta/adaptador red de sus dispositivos.

Posteriormente a la instalación del registrador de datos y el software que se comunicará con él, se inicia la configuración de los canales de entrada. Para ello se accede al apartado de “ajustes” del programa, donde inmediatamente se abre una nueva ventana donde aparecen todos los canales de entrada que tiene el registrador de datos y se puede acceder a todas sus diferentes configuraciones, como se muestra en la **figura 26**.

Primeramente, se identifica que dispositivo de monitorización se encuentra conectado a cada entrada del registrador de datos aportándole un nombre identificativo, después se selecciona el tipo de entrada, donde se marcará “TEMP.”, “VC”, o “Desact.” en función de si se desea monitorizar temperatura, una tensión proveniente de cualquier sensor conectado, o si en su defecto, no hay ninguna entrada conectada a dicho canal. Además, si se ha elegido la opción de “TEMP.”, es necesario marcar el tipo de termopar que se esté utilizando. Por último, se debe de configurar el rango de medida de cada entrada, en el que se debe de marcar el valor límite que pueden llegar a alcanzar dichas entradas.

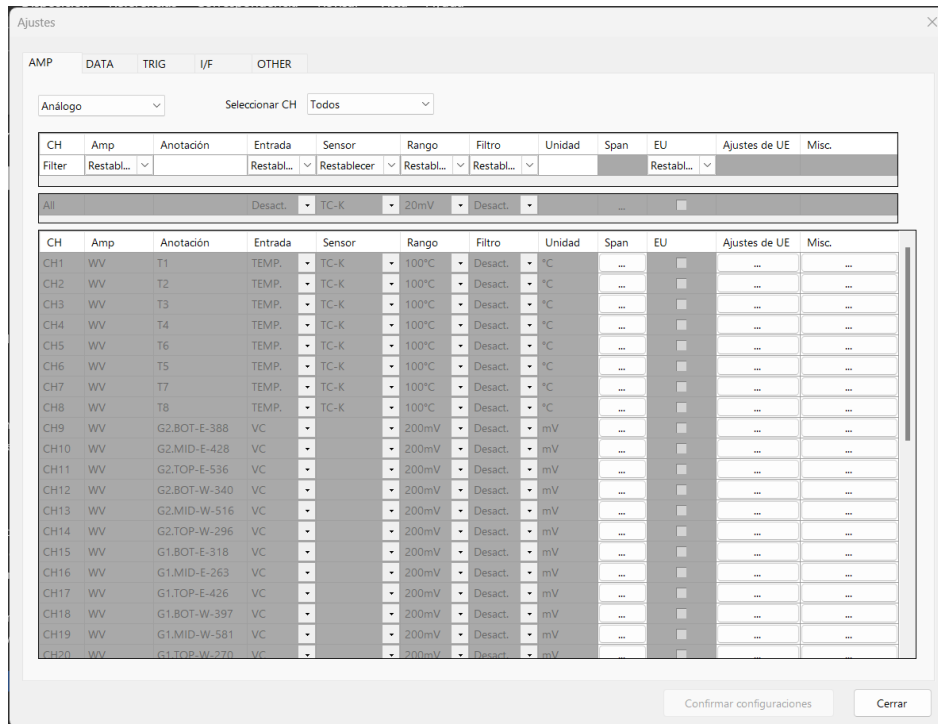


Figura 26. Ventana de ajustes del software GLT400 Setting App donde se pueden configurar las entradas del registrador de datos.

En total hay 31 canales de entrada activos, entre los cuales, se están monitorizando tensiones y corrientes de los generadores fotovoltaicos, la irradiancia frontal y posterior que reciben dichos generadores y, por último, temperatura ambiente y las temperaturas de los módulos fotovoltaicos. Por este motivo, en el estudio previo del diseño del sistema de monitorización, se le tuvo que pedir al fabricante del registrador de datos previamente, dos unidades base para terminal de entrada B-566 y dos terminales de entrada B-565 a la vez que se pidió el Graphtec GLT400, para finalmente obtener 40 entradas en el registrador de datos.

Una vez finalizada la configuración del Graphtec GLT400, previamente explicada, se da paso a la puesta en marcha del sistema de monitorización. Este proceso también se lleva a cabo mediante el uso del software **GLT400 Setting App**, donde podemos ver si el registrador de datos está funcionando correctamente antes de iniciar el registro y almacenamiento de los datos medidos. Para ello, tenemos que seleccionar la opción “Monitor” que se ofrece en la ventana inicial del programa, donde se abre una nueva ventana, en la cual, se pueden ver los datos monitorizados en tiempo real y de esta manera detectar posibles fallos o problemas en los dispositivos utilizados para la monitorización, como se muestra en la **figura 27**.

CH1 T1	CH2 T2	CH3 T3	CH4 T4	CH5 T6
BURN O...	+42,46 degC	+41,59 degC	+42,19 degC	BURN O...
CH6 T5	CH7 T7	CH8 T8	CH9 G2.BOT-E-...	CH10 G2.MID-E-4...
+42,81 degC	+42,45 degC	+42,64 degC	+17,44 mV	+16,77 mV
CH11 G2.TOP-E-...	CH12 G2.BOT-W-...	CH13 G2.MID-W-...	CH14 G2.TOP-W-...	CH15 G1.BOT-E-...
+16,46 mV	+2,85 mV	+3,75 mV	+4,16 mV	+16,97 mV
CH16 G1.MID-E-2...	CH17 G1.TOP-E-...	CH18 G1.BOT-W-...	CH19 G1.MID-W-...	CH20 G1.TOP-W-...
+17,22 mV	+4,96 mV	+3,11 mV	+3,93 mV	+4,02 mV
CH21 Shunt-String-1	CH22 Shunt-String-2	CH32 T ^a Amb.	CH33 V8	CH34 V7
+13,16 mV	+31,52 mV	+21,88 degC	+40,23 V	+39,97 V
CH35 V5	CH36 V6	CH37 V4	CH38 V3	CH39 V2
+40,71 V	-0,02 V	+43,87 V	+41,67 V	+43,74 V

Figura 27. Ventana del software GLT400 Setting App donde se muestran los datos monitorizados en tiempo real.

Después de haber comprobado que el sistema de monitorización está funcionando correctamente, se da paso al inicio de registro y almacenamiento de los datos monitorizados mediante el armado del registrador de datos. Para realizar dicho armado, ha sido necesario programar un disparador automático de encendido y de apagado desde las 07:00 hasta las 22:00 en el registrador de datos, mediante la función “Trigger”, que la podemos encontrar en el apartado de ajustes del software **GLT400 Setting App (figura 28)**. Para que el registrador de datos se rearme día tras día, es necesario activar la función “Repetir”. De esta manera conseguimos eliminar una gran cantidad de datos innecesarios almacenados en un significativo tramo horario, en el cual, la instalación no está produciendo energía eléctrica. Además, resaltar que el intervalo de muestreo y registro de datos que se ha configurado en este registrador de datos tiene una frecuencia de 1 minuto, siguiendo la norma UNE_IEC 61724_2022 (UNE_IEC 61724_2022).

Ajustes

AMP DATA TRIG I/F OTHER

Configuración disparador

Configuración del lado de inicio

Fuente inicio captura Fecha 07:00:00

Configuración del lado de paro

Fuente parada captura Fecha 22:00:00

Repetir Activ.

Figura 28. Configuración de los ajustes del Trigger del registrador de datos Graphtec GLT400.

A continuación, para dar paso al análisis de los datos monitorizados, es necesario descargar el archivo .CSV que nos ofrece el registrador de datos, el cual se puede descargar de una manera muy sencilla desde el software **GLT400 Setting App**, seleccionando simplemente la opción “Archivo” que aparece en la ventana principal del programa. Finalmente, en la **figura 29**, se muestra la apariencia que tiene el archivo .CSV en cuestión, en el cual vienen representados todos los canales activos en el registrador de datos, con los nombres identificativos de los dispositivos utilizados para la monitorización que tiene asociado cada canal, la fecha y hora que marca el inicio y el final de la grabación de los datos monitorizados, las configuraciones de los canales previamente realizada y además, los valores numéricos de las medidas realizadas a cada minuto.

Model	GLT400	Version	Ver1.05	MaxChan	40	MaxLogicC	4	LogicPulse	Off	TempUnit	C	Sampling	1min	Total data	2680	Trigger	0	Start time	28/03/2023 13:35:14	End time	30/03/2023 10:14:53	Trigger time	28/03/2023 13:35:30
AMIP settings																							
CH	Signal name	Amp	Input	Flange	Temperature	Filter	Span	Unit	Color	Line Width													
16	CH1	T1	WV	TEMP	TC_K	100degC	Off	100	-10 [degC]	28	5	6	0										
17	CH2	T2	WV	TEMP	TC_K	100degC	Off	100	-10 [degC]	0	13	23	0										
18	CH3	T3	WV	TEMP	TC_K	100degC	Off	100	-10 [degC]	9	22	8	0										
19	CH4	T4	WV	TEMP	TC_K	100degC	Off	100	-10 [degC]	21	0	21	0										
20	CH5	T5	WV	TEMP	TC_K	100degC	Off	100	-10 [degC]	28	16	2	0										
21	CH6	T5	WV	TEMP	TC_K	100degC	Off	100	-10 [degC]	5	23	30	0										
22	CH7	T7	WV	TEMP	TC_K	100degC	Off	100	-10 [degC]	30	23	1	0										
23	CH8	T8	WV	TEMP	TC_K	100degC	Off	100	-10 [degC]	28	0	17	0										
24	CH9	G2.BOT-E-388	WV	DC	200mV	Off	100	-100 [mV]	17	11	7	0											
25	CH10	G2.MID-E-428	WV	DC	200mV	Off	100	-100 [mV]	19	27	0	0											
26	CH11	G2.TOP-E-536	WV	DC	200mV	Off	100	-100 [mV]	28	5	6	0											
27	CH12	G2.BOT-w-340	WV	DC	200mV	Off	100	-100 [mV]	0	13	23	0											
28	CH13	G2.MID-w-516	WV	DC	200mV	Off	100	-100 [mV]	9	22	8	0											
29	CH14	G2.TOP-w-296	WV	DC	200mV	Off	100	-100 [mV]	21	0	21	0											
30	CH15	G1BOT-E-318	WV	DC	200mV	Off	100	-100 [mV]	28	16	2	0											
31	CH16	G1MID-E-263	WV	DC	200mV	Off	100	-100 [mV]	5	23	30	0											
32	CH17	G1TOP-E-426	WV	DC	200mV	Off	100	-100 [mV]	30	23	1	0											
33	CH18	G1BOT-w-397	WV	DC	200mV	Off	100	-100 [mV]	28	0	17	0											
34	CH19	G1MID-w-591	WV	DC	200mV	Off	100	-100 [mV]	17	11	7	0											
35	CH20	G1TOP-w-270	WV	DC	200mV	Off	100	-100 [mV]	19	27	0	0											
36	CH21	Shunt-String-1	WV	DC	100mV	Off	50	-50 [mV]	28	5	6	0											
37	CH22	Shunt-String-2	WV	DC	100mV	Off	50	-50 [mV]	0	13	23	0											
38	CH32	T3 Amb	WV	TEMP	TC_K	100degC	Off	100	-10 [degC]	0	13	23	0										
39	CH33	V8	WV	DC	100V	Off	50	-50 [V]	9	22	8	0											
40	CH34	V7	WV	DC	100V	Off	50	-50 [V]	21	0	21	0											
41	CH35	V5	WV	DC	100V	Off	50	-50 [V]	28	16	2	0											
42	CH36	V6	WV	DC	100V	Off	50	-50 [V]	5	23	30	0											
43	CH37	V4	WV	DC	100V	Off	50	-50 [V]	30	23	1	0											
44	CH38	V3	WV	DC	100V	Off	50	-50 [V]	28	0	17	0											
45	CH39	V2	WV	DC	100V	Off	50	-50 [V]	17	11	7	0											
46	CH40	V1	WV	DC	100V	Off	50	-50 [V]	19	27	0	0											

Figura 29. Formato del archivo .CSV que ofrece el registrador de datos Graphtec GLT400 de los datos registrados.

4.5. Caja de conexiones y conexionado del sistema de monitorización

En este apartado se explica la configuración adoptada para el montaje del sistema de monitorización diseñado en una caja de conexiones estanca y posteriormente un diagrama esquemático del conexionado de los distintos dispositivos de entrada al registrador de datos.

4.5.1. Caja de conexiones

La caja de conexiones utilizada, representada en la **figura 30** es una caja estanca de 400x600x200 del fabricante Solera (Solera, 2023). En ella se alberga la mayoría del sistema de monitorización, a excepción de los

sensores de temperatura de los módulos y de las células calibradas encargadas de medir la irradiancia frontal y posterior. Esta caja se encuentra bajo un habitáculo techado de la terraza del edificio, aunque no pasaría nada si se encontrase en otro lugar a la intemperie, ya que dispone de una protección IP65 contra el polvo y agua, y una protección IK10 que asegura una resistencia contra impactos de 20 J [Julios]. Dicha caja está fabricada en termoplástico y tiene los laterales lisos para facilitar el mecanizado de entradas, pudiendo así, pasar los cables necesarios como, los provenientes de los sensores o un cable ethernet para la comunicación con el registrador de datos.



Figura 30. Caja estanca de termoplástico utilizada para albergar sistema de monitorización.

En esta caja se encuentran los siguientes elementos y dispositivos necesarios para la realización del sistema de monitorización diseñado, mostrados en la **figura 31**:

- Registrador de datos Graphtec GLT400 conectado a la alimentación.
 - Bornero en carril DIN, utilizado para interconectar el cable unipolar de medida de la tensión de $0,5 \text{ mm}^2$ de los módulos con un cable bipolar con apantallamiento de 1 mm^2 .
 - Resistencias shunt para medir la corriente de los generadores fotovoltaicos.
 - Repartidor unipolar para la conexión de las tomas a tierra de la instalación fotovoltaica como del sistema de monitorización.
 - Enchufe hembra para disponer de una toma eléctrica. A este, le llega el cable AC de salida del inversor que previamente ha pasado por un magnetotérmico y un interruptor diferencial en AC, el enchufe macho

de alimentación del registrador de datos y por último, se origina otro cable en corriente alterna (AC) destinado a la conexión con el suministro de red del edificio, para proveer la energía eléctrica generada por la instalación fotovoltaica.

- Prensaestopas con rangos de sección de cable hasta 9 mm² y otras hasta 16 mm². Con protección IP68 para garantizar la estanqueidad de la caja, aunque esta haya sido mecanizada.

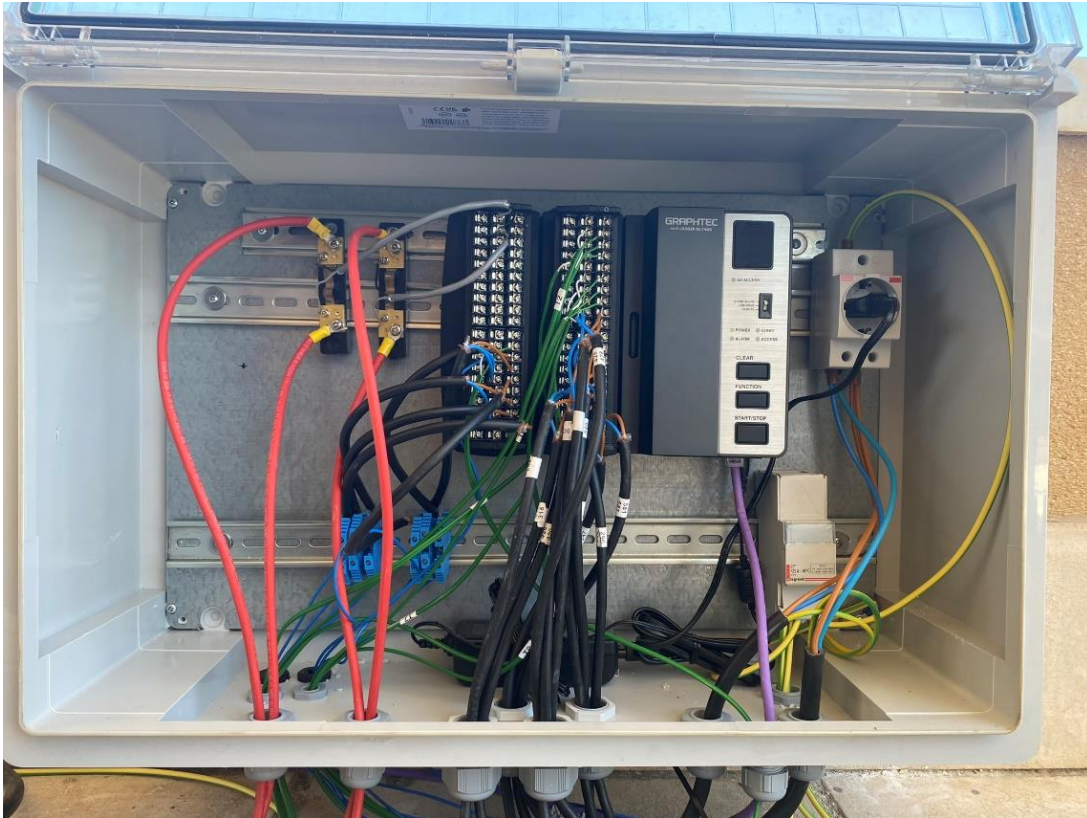


Figura 31. Aspecto final del conexionado del sistema de monitorización.

4.5.2. Diagrama esquemático del sistema de monitorización

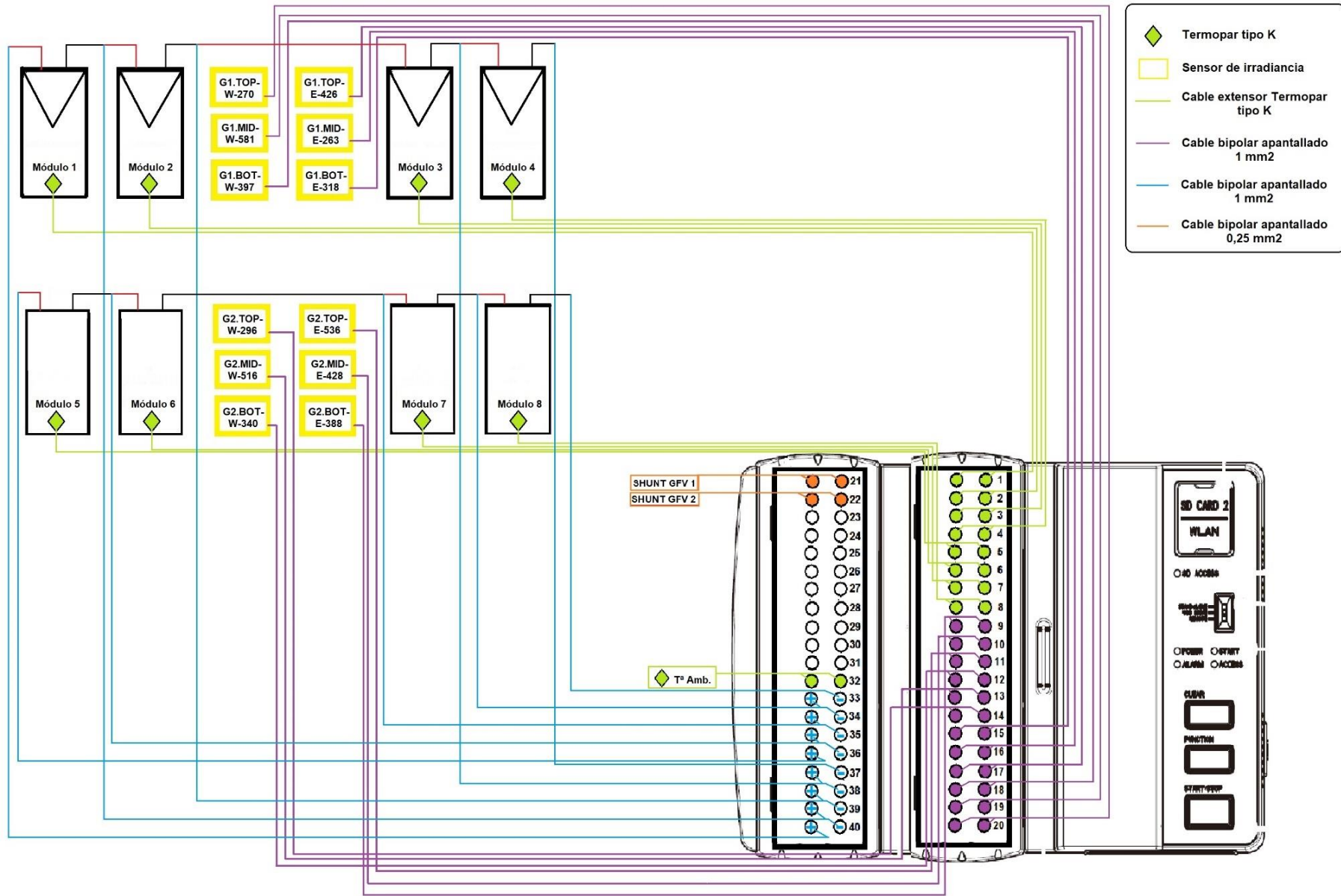


Figura 32. Diagrama esquemático del sistema de monitorización.

5. Análisis de los datos monitorizados

A continuación, se analizan los datos obtenidos como resultado de la monitorización de los parámetros eléctricos y meteorológicos, presentados en los apartados 4.1 y 4.2, además de la potencia DC y AC generada por el sistema fotovoltaico. Por tanto, los parámetros que se van a analizar son:

- Temperatura de los módulos y temperatura ambiente.
- Irradiancia frontal y posterior.
- Tensiones de los módulos y generadores fotovoltaicos.
- Corrientes de los generadores fotovoltaicos.
- Potencia DC.
- Potencia AC.

Dicho análisis será fundamental para evaluar el rendimiento de la instalación y detectar posibles problemas de esta.

Como consecuencia de dicho análisis se detectó el problema que sufrió la instalación durante los primeros días de su funcionamiento junto al sistema de monitorización.

5.1. Problema en la instalación y soluciones implementadas

Al poco tiempo de estar implementado el sistema de monitorización, se detectaron unas variaciones extrañas en la tensión del módulo 5 respecto a las tensiones de los módulos 6, 7 y 8 que componen el *GFV 2*.

Dadas las circunstancias de que, al inicio del proyecto, todos los módulos habían sido caracterizados correctamente y ninguno presentó algún problema, se procedió a hacer un cambio en la distribución del *GFV 2*, cambiando entre sí la ubicación de los módulos 5 y 6, para poder ver si el problema era del módulo en cuestión (módulo 5) o, si sucedía algún problema externo a dicho módulo. Al día siguiente, se vio de nuevo en los datos registrados por el sistema de monitorización, que se había producido una variación extraña en la tensión, pero esta vez ocurría en el módulo 6, como se puede ver en la **figura 33**, que ocupaba la misma posición que el módulo 5 el día anterior, y a su vez, el módulo 5 volvía a tener valores normales de tensión al igual que los módulos 7 y 8.

+39,79 degC	+39,73 degC	+39,17 degC	+17,29 mV	+0,07 mV
CH11 G2.TOP-E-536	CH12 G2.BOT-W-340	CH13 G2.MID-W-516	CH14 G2.TOP-W-296	CH15 G1.BOT-E-318
+20,68 mV	+1,99 mV	+2,31 mV	+2,60 mV	+0,08 mV
CH16 G1.MID-E-263	CH17 G1.TOP-E-428	CH18 G1.BOT-W-397	CH19 G1.MID-W-330	CH20 G1.TOP-W-270
+0,09 mV	+20,70 mV	+0,10 mV	+0,11 mV	+2,56 mV
CH21 Shunt-String-1	CH22 Shunt-String-2	CH32 T ¹ Amb.	CH33 V8	CH34 V7
+13,76 mV	+38,55 mV	+14,05 degC	+39,78 V	+39,16 V
CH35 V5	CH36 V6	CH37 V4	CH38 V3	CH39 V2
+39,55 V	+26,17 V	+39,59 V	+44,99 V	+44,70 V
CH40 V1				

Figura 33. Monitor del software GLT400 Setting App donde se aprecia la diferencia de tensión V6 respecto a V5, V7 y V8.

Una vez que se comprobó que el problema no radicaba en los módulos, se procedió a ver la instalación de manera presencial justo en las horas a las que el registrador de datos registraba esta caída en la tensión del módulo 6. Una vez allí, se detectó una sombra parcial en la cara frontal del módulo 6, como se puede apreciar en la **figura 4**, debida a la estructura de soporte en la que están instalados los módulos. Por lo tanto, se procedió a realizar unas termografías de los generadores fotovoltaicos para detectar la posible presencia de puntos calientes.

Una vez realizadas las termografías de los generadores fotovoltaicos, se detectó la aparición de un punto caliente en el módulo 6, apreciable en la **figura 34**, debido al sombreado parcial de la estructura de soporte comentado previamente. En esta figura se puede apreciar que las temperaturas de los módulos 5, 7 y 8 del GFV2, tienen valores normales y similares entre sí, mientras que el módulo 6 presenta en la parte inferior una zona que se encuentra a 118 °C justo en la zona donde se encuentra la sombra, la cual también es apreciable en la figura.

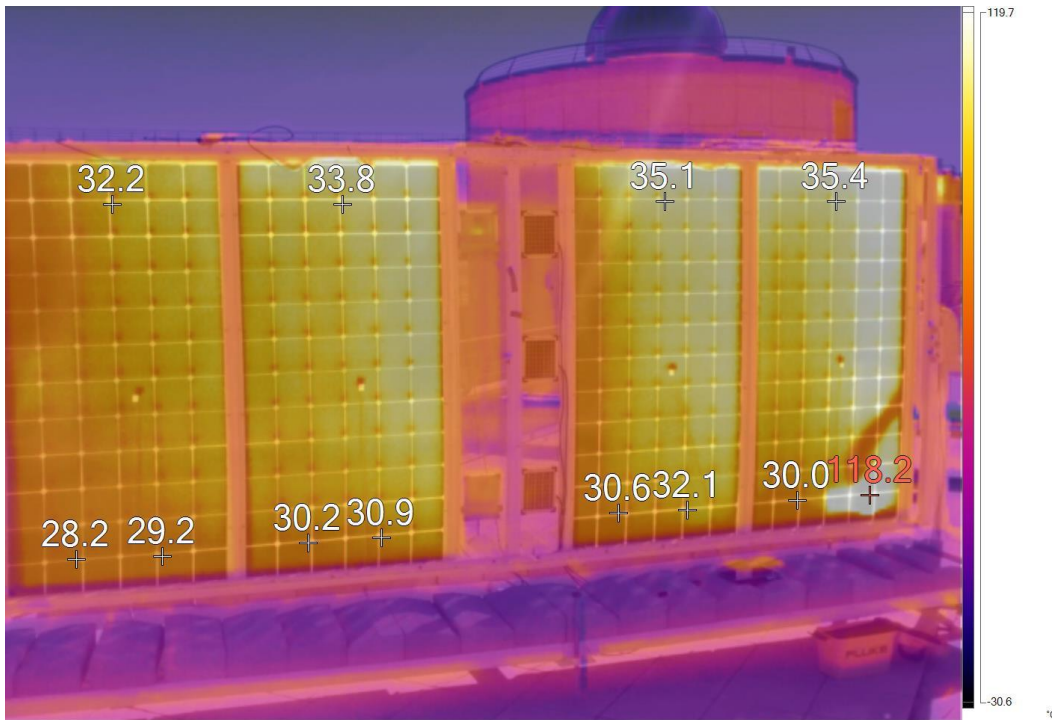


Figura 34. Punto caliente generado en el módulo 6.

De la misma manera que en el *GFV 2* se producía esta sombra, también ocurría en el *GFV 1*, pero en este no aparecieron problemas de puntos calientes en las termografías realizadas ni en las tensiones monitorizadas. Esto se debe a que, al generarse dicha sombra durante las primeras horas de la mañana, el sol incide de manera directa en ambos generadores, salvo con la diferencia de que, como se explicó en el 2.1, al *GFV 2* el sol incide en las caras frontales de sus módulos y al *GFV 1* le incide en las caras posteriores de sus módulos, lo que quiere decir, que debido a los factores de bifacialidad de las caras posteriores de los módulos, los módulos del *GFV 1* estaban generando bastante menos potencia que los del *GFV 2* y por lo tanto, cuando el diodo de bypass no funciona (al no alcanzar su tensión mínima de codo), y las células inactivas actúan como una carga debido a esta sombra parcial, la potencia que disipa es mucho menor y debido a esto, no se detectó punto caliente en el módulo 1 del *GFV 1*, el cual era el homólogo en posición al módulo 6 y ambos tenían el mismo tipo de sombra (Giovanni Petrone et al., 2017). Aunque esto último no significa que, con el tiempo, no le pudieran salir estos puntos calientes al módulo 1 si se dejase expuesto a esta sombra parcial.

5.2. Solución implementada

Como solución al problema presentado en el apartado anterior, se decidió prescindir de los módulos 1 y 6 del *GFV 1* y *GFV 2* respectivamente, ya que la sombra parcial generada por la estructura era imposible de eliminar sin una modificación significativa de la estructura. De igual manera, el sistema de

monitorización diseñado está capacitado para monitorizar la instalación completa con los 4 módulos en cada generador fotovoltaico sin ningún problema. Por lo tanto, debido a la eliminación de los módulos 1 y 6 de ambos generadores, en los datos analizados a continuación no se verá ningún parámetro relacionado con estos. De manera que, la instalación definitiva se presenta en la **figura 35**.



Figura 35. Configuración actual de la instalación como solución al problema de puntos calientes.

5.3. Análisis de temperatura

La evolución de la temperatura en ambos generadores fotovoltaicos es similar y se adapta a la curva de potencia que caracteriza a los generadores fotovoltaicos que presentan esta disposición con orientación este-oeste (véase en la **figura 45**). Dicho lo cual, se puede observar en las figuras **figura 36** y **figura 37** que, las temperaturas recogidas por los termopares tipo K presentan unos valores máximos en los tramos de máxima generación de potencia, siendo de la misma forma para las temperaturas mínimas, dadas en los tramos de generación mínima de la instalación.

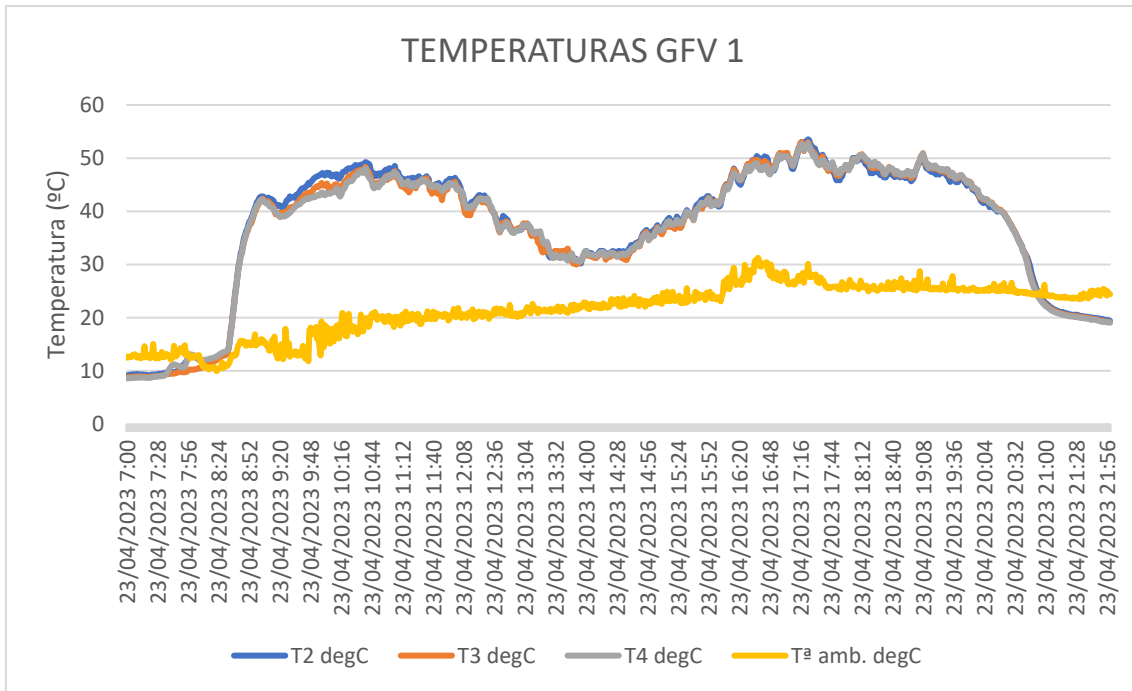


Figura 36. Temperaturas de los módulos del GFV 1 y temperatura ambiente.

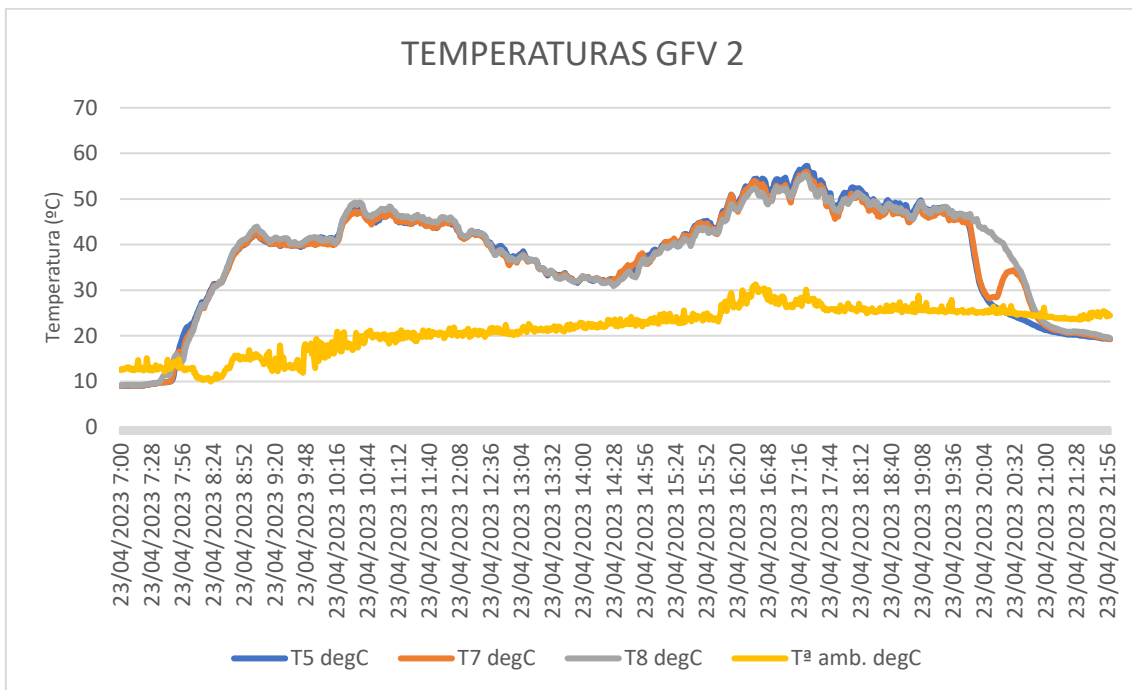


Figura 37. Temperaturas de los módulos del GFV 2 y temperatura ambiente.

Merece la pena resaltar que las variaciones de temperatura que sufren los módulos 5 y 7 del GFV 2, son debidas a la aparición de sombras en dichos módulos al atardecer, generadas por una instalación fotovoltaica cercana a esta y el GFV 1 de la propia instalación.

Por último cabe destacar la pequeña diferencia de temperatura de los módulos entre ambos generadores en los tramos horarios de entre las 09:10 y 10:15 horas y también entre las 16:15 y 17:45 horas, donde se puede

apreciar que para estos tramos horarios, los módulos a los que le incide el sol de manera directa por la cara posterior presentan mayores temperaturas debido a la menor eficiencia de dichas caras, por lo tanto, en el tramo previamente comentado de la mañana, las temperaturas de los módulos del *GFV 1* son más altas que las del *GFV 2* y viceversa para el tramo horario de la tarde, alcanzándose en algunos puntos una diferencia de temperatura de hasta 4 °C.

5.4. Análisis de la irradiancia frontal y posterior

En este apartado se van a exponer los datos monitorizados de irradiancia frontal y posterior de los módulos fotovoltaicos, los cuales, son unos parámetros fundamentales para comprobar el correcto funcionamiento de la instalación.

En las figuras **figura 38** y **figura 39**, se presentan las curvas de irradiancia frontal y posterior de un día soleado para los generadores *GFV 1* y *GFV 2*, obtenidas por las células calibradas presentadas en el **apartado 4.3.1**.

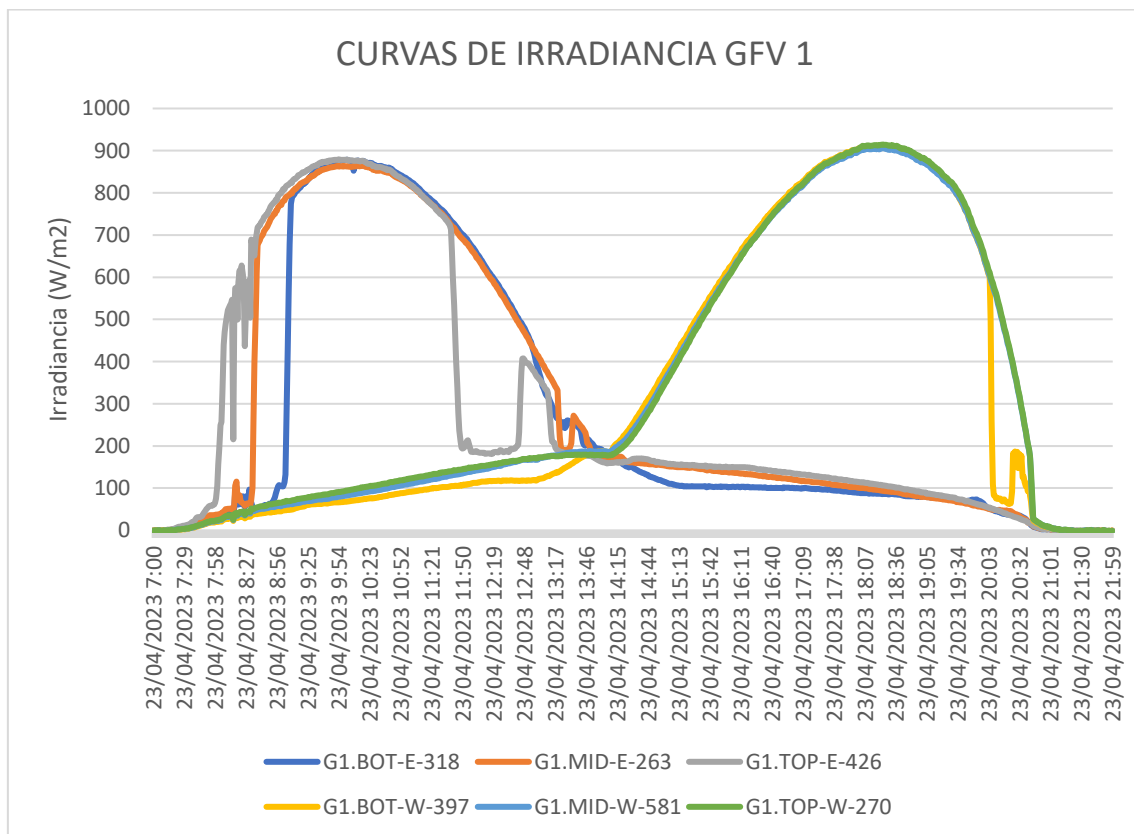


Figura 38. Curvas de irradiancia obtenidas por los sensores ubicados en el GFV 1.

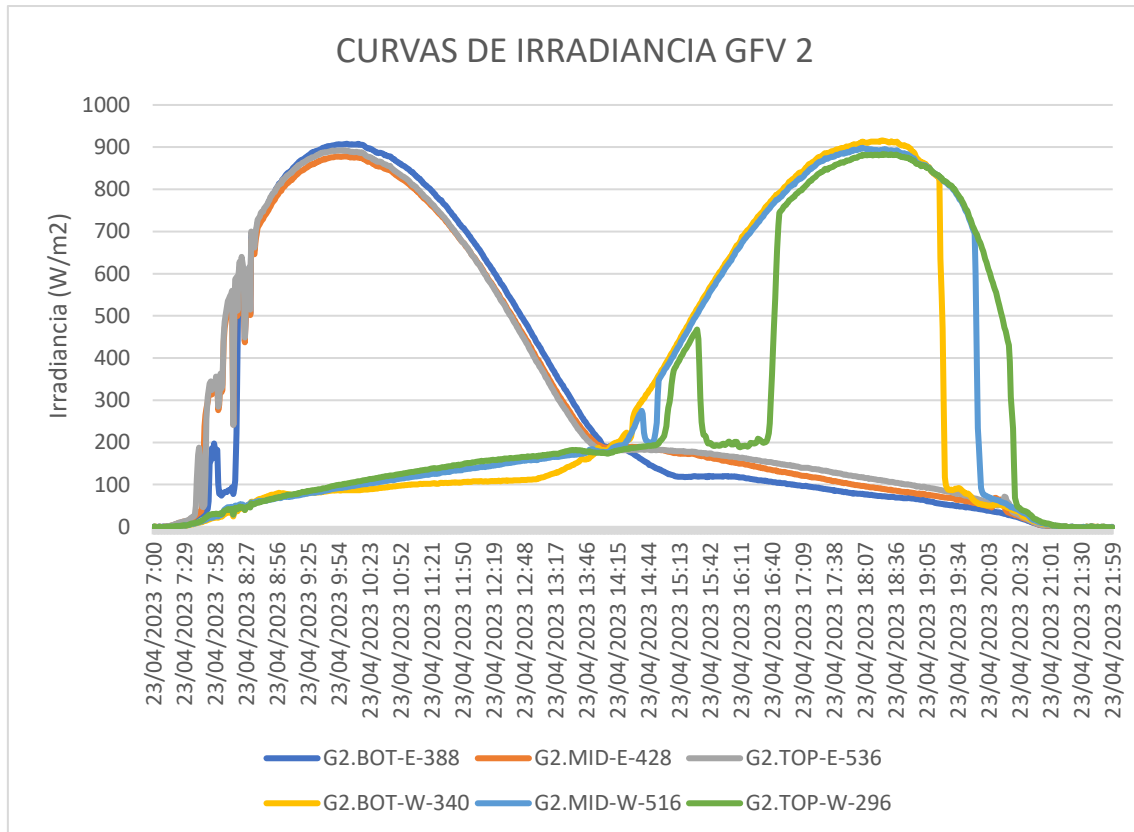


Figura 39. Curvas de irradiancia obtenidas por los sensores ubicados en el GFV 2.

Se puede observar cómo los resultados ofrecidos por los sensores de irradiancia son casi idénticos cuando dichos sensores no se ven afectados por sombras puntuales, lo que significa que se ha realizado una correcta calibración. Debido a la disposición de las células calibradas en la estructura, se pueden ver ciertas caídas en los niveles de irradiancia, lo que nos puede hacer entender que la parte superior, mitad y/o inferior del módulo puede estar completamente sombreada y ver si ese tipo de sombra le ha afectado a la producción de manera significativa o no.

Por otra parte, también se presentan las irradiancias obtenidas por dichas células calibradas para un día nublado, como se puede ver en las figuras **figura 40** y **figura 41**. De igual manera que para un día soleado, los niveles de irradiancia medidos por las células coinciden a la perfección también, cuando a estas no se ven afectadas por sombras puntuales.

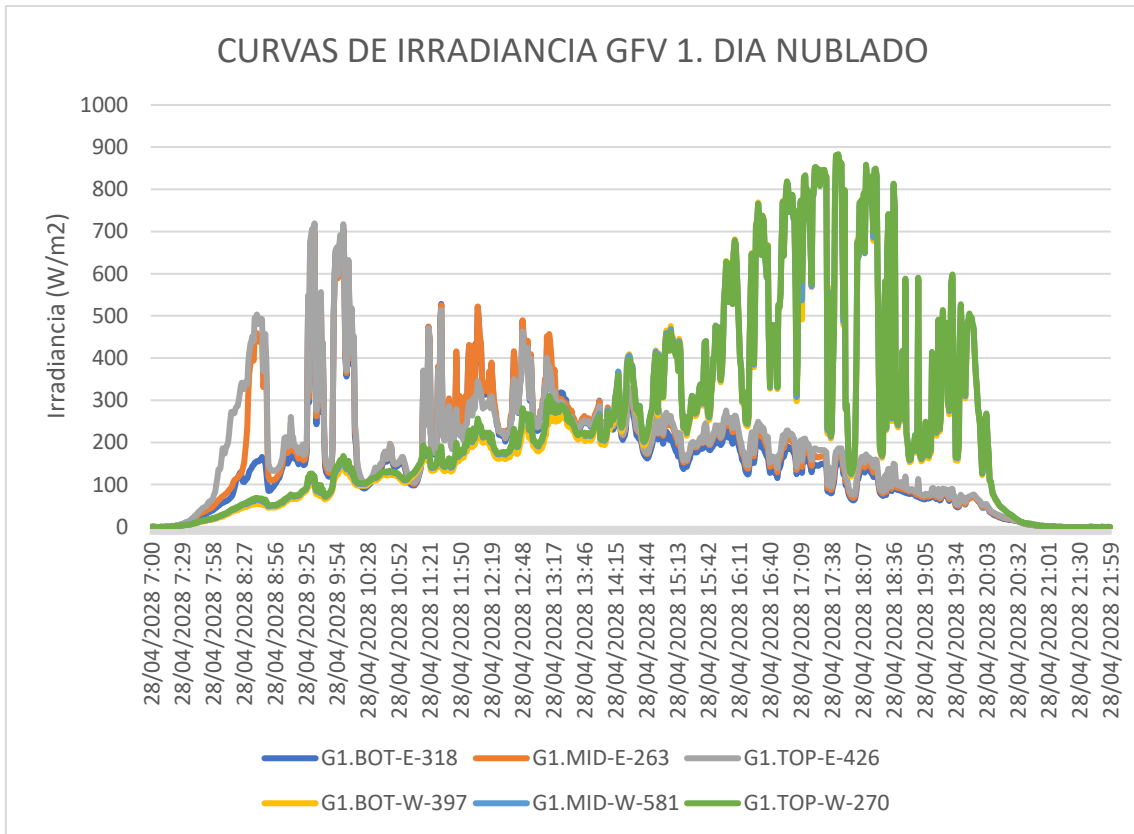


Figura 40. Curvas de irradiancia obtenidas por los sensores ubicados en el GFV 1 para un día nublado.

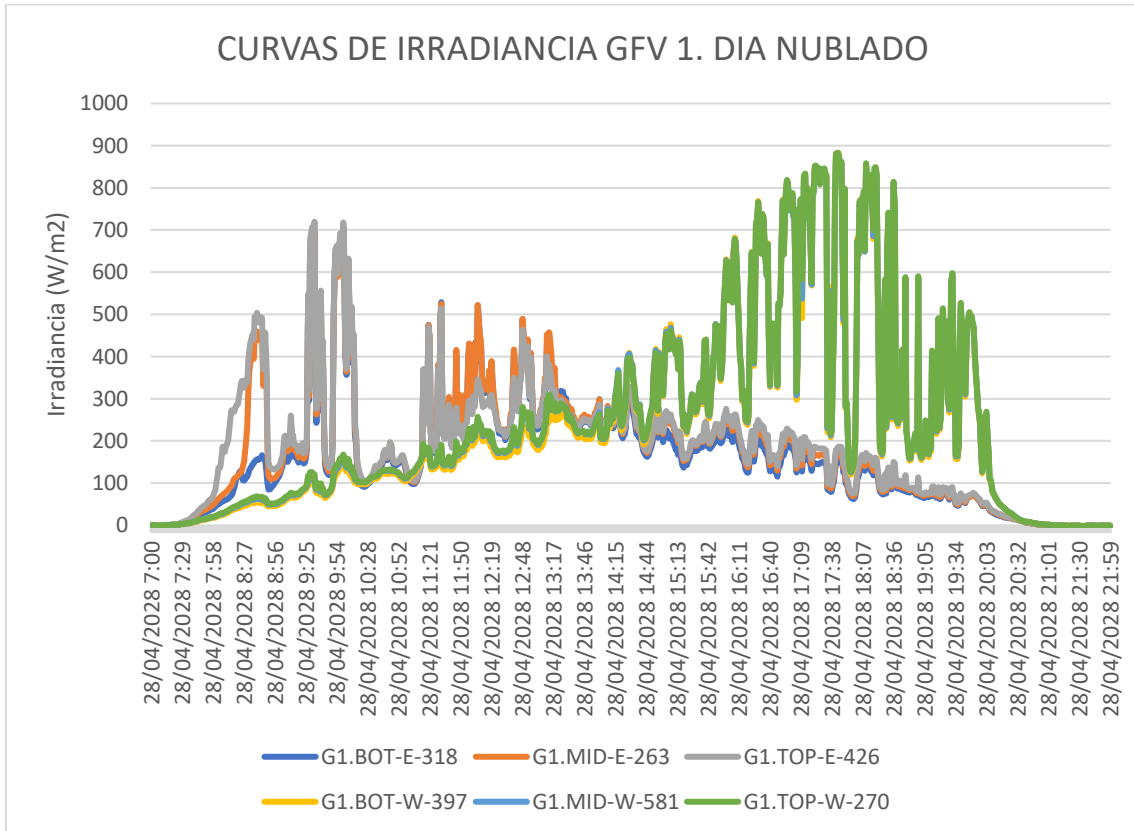


Figura 41. Curvas de irradiancia obtenidas por los sensores ubicados en el GFV 2 para un día nublado.

5.5. Análisis de las tensiones en el punto de máxima potencia (MPP)

A continuación, se pretende mostrar las tensiones monitorizadas de cada módulo, además de las tensiones de los generadores *GFV 1* y *GFV 2*, obtenidas a partir de la suma dichas tensiones al estar los módulos fotovoltaicos conectados en serie.

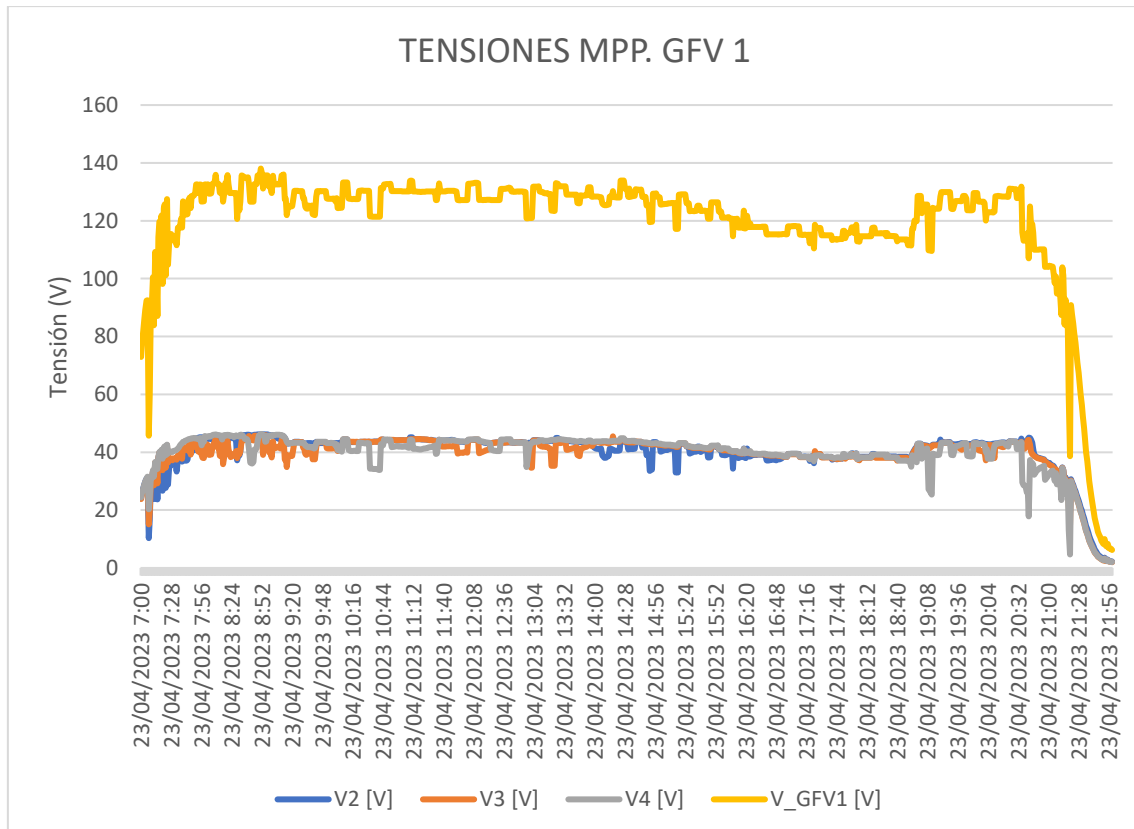


Figura 42. Tensiones en el punto de máxima potencia de cada módulo del GFV 1 y su tensión total.

En la **figura 42** se muestran los valores de tensión en el punto de máxima potencia de cada módulo y la del *GFV 1* en un día soleado. Los valores de tensión medidos han sido los esperados para este generador salvo por pequeñas variaciones de tensión a lo largo del día debido a sombras puntuales que genera la propia estructura y algunos elementos del entorno donde se encuentra ubicado, como la estructura del *GFV 2* y otra instalación fotovoltaica cercana a esta, el muro de la terraza del edificio y la barandilla de dicho muro. También se puede observar que en el tramo horario de entre las 16:00 y 19:00 horas, se ha producido un decremento prolongado de la tensión debido a las altas temperaturas a las que estaban expuestos los módulos fotovoltaicos, que como se puede apreciar en la **figura 36**, durante dicho tramo horario se produce ese aumento en las temperaturas que limitan los valores de tensión.

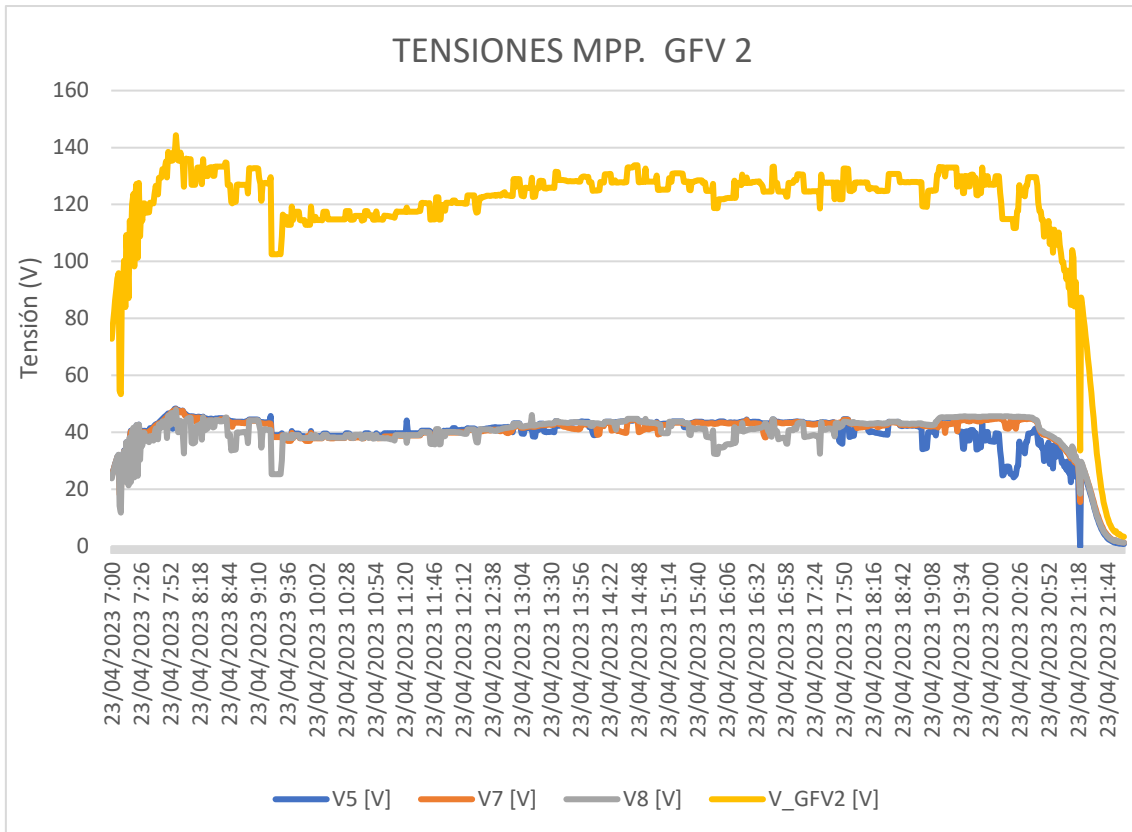


Figura 43. Tensiones en el punto de máxima potencia de cada módulo del GFV 2 y su tensión total.

En la evolución de las tensiones del GFV 2, que se puede apreciar en la **figura 43**, también se han obtenido los resultados esperados, excepto por la mañana sobre las 09:20 horas y al atardecer durante las 20:00 – 20:30 horas.

Por la mañana, la estructura del GFV 2 presenta una sombra parcial en la cara frontal del módulo 8 que activa el diodo de bloqueo y hace que caiga la tensión en dicho y módulo y por tanto la del generador completo.

Por la tarde, muy próximo al atardecer, se produce de nuevo una sombra parcial en el módulo 5, debido a una instalación fotovoltaica cercana, lo que activa el diodo de bloqueo y se produce esa disminución en la tensión que se puede apreciar en la **figura 43**.

Por último, hay que comentar que la disminución de las tensiones en el GFV 1, en el tramo horario de entre las 16:00 y 19:00 horas, no se ha producido en el GFV 2. Esto se debe a que por la tarde el sol índice sobre las caras posteriores del GFV 2 y, por lo tanto, debido a los coeficientes de bifacialidad, la potencia que están generando los módulos del GFV 2, frente a los módulos del GFV 1, son inferiores bajo las mismas condiciones meteorológicas y, por lo tanto, la temperatura de los módulos del GFV 2, son inferiores y no causan esa disminución en la tensión como le ocurre a los módulos del GFV 1, a los que el sol les índice en su cara frontal.

5.6. Análisis de las corrientes en el punto de máxima potencia (MPP)

Para entender correctamente los datos registrados para la corriente en el punto de máxima potencia del *GFV 1* y *GFV 2*, es importante recordar la configuración de dichos generadores explicada en el apartado **2.1**.

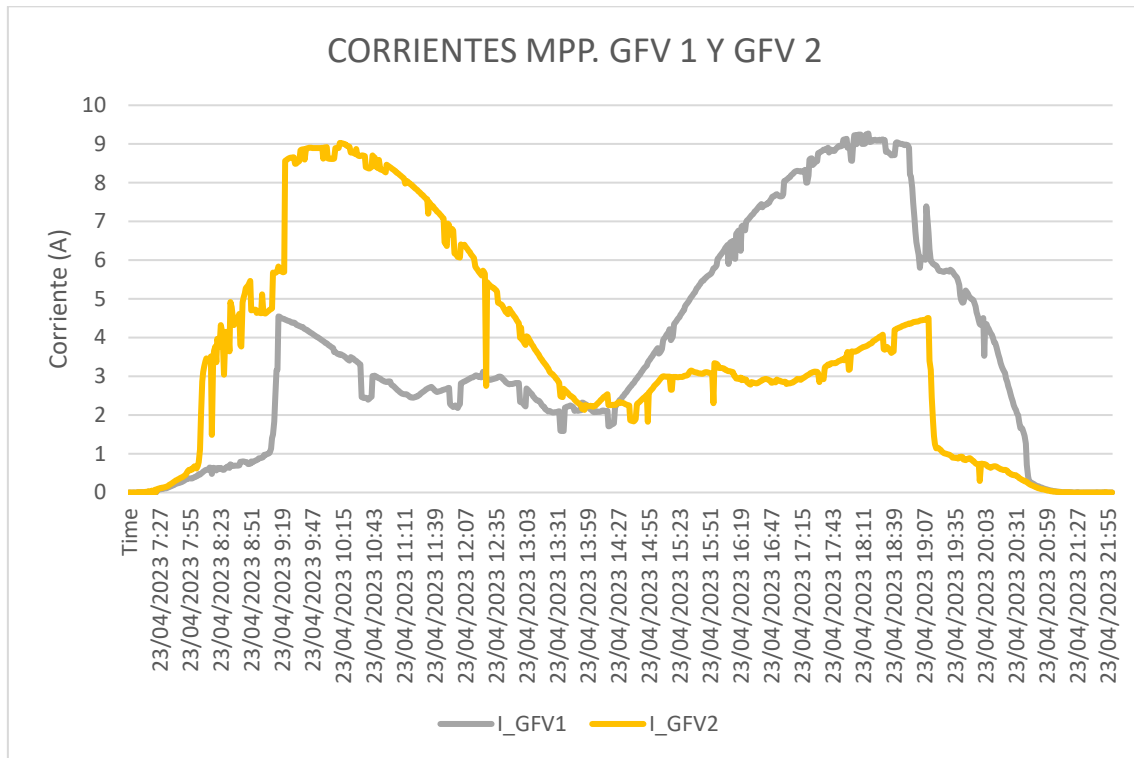


Figura 44. Corrientes en el punto de máxima potencia de cada generador fotovoltaico.

Como se puede apreciar, en la **figura 44**, los picos de corriente se han producido a primera hora de la mañana para el *GFV 2* y a última hora de la tarde para el *GFV 1*, debido a que, durante esos momentos del día, el sol incide sobre las caras frontales de manera casi perpendicular. También se puede ver que, durante las horas centrales del día, en las que el sol se encuentra perpendicular a la superficie terrestre, las corrientes de ambos generadores son mínimas, ya que apenas le llega radiación directa y es toda mayormente en forma de albedo la que les llega a los módulos fotovoltaicos.

Por otra parte, debido al observatorio del edificio A3 de ingeniería de la Universidad de Jaén, se produce un sombreado considerable en ambos generadores durante un pequeño tramo de la mañana, pudiéndose apreciar el corte de la progresión que tiene la corriente durante la mañana en ambos generadores, principalmente en el *GFV 2*, evitando así un crecimiento más suavizado de la corriente por las mañanas. Este problema debe de ir desapareciendo conforme nos acerquemos más al verano, debido al cambio de trayectoria del sol, ayudando así a evitar dichas sombras creadas por el observatorio.

5.7. Análisis de la potencia DC

En este apartado se analiza la potencia DC del *GFV 1*, *GFV 2* y la potencia total de la instalación, obtenidas a partir de las corrientes y tensiones monitorizadas previamente comentadas.

Como se puede ver en la **figura 45**, se siguen apreciando las sombras que afectan de manera considerable a la instalación y se han comentado previamente. Además, también se aprecia la configuración de la instalación, donde las caras frontales de los módulos fotovoltaicos del *GFV 1* están orientados al oeste y las del *GFV 2* se encuentran orientadas al este. Debido a esto, la curva de potencia tiene esta forma tan singular, produciendo su máxima potencia durante las primeras horas de la mañana y las horas previas al atardecer.

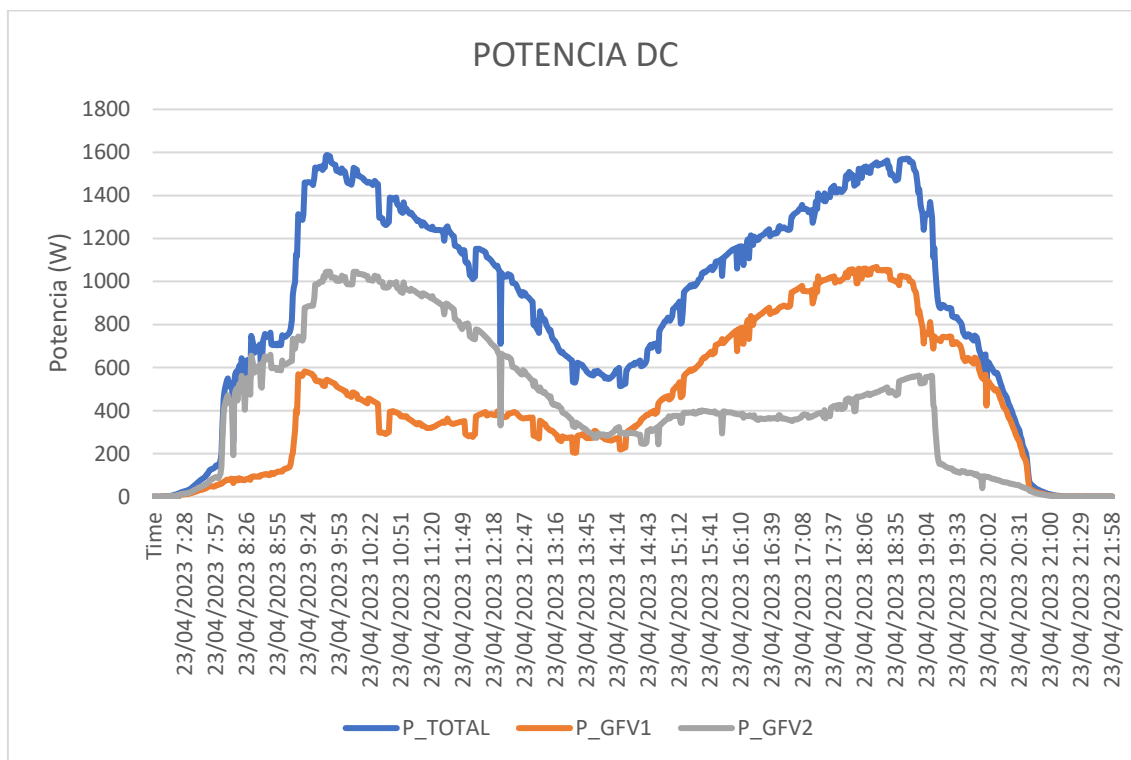


Figura 45. Curvas de potencia de cada generador y potencia total de entrada al inversor obtenidas por el sistema de monitorización.

Por último y a modo de comparación, en la **figura 46** se representa la potencia de entrada obtenida a partir de los datos obtenidos del inversor, que confirma la correcta monitorización de tensiones y corrientes en el punto de máxima potencia, lo cual, ha permitido obtener la misma curva de potencia que se encuentra representada en la **figura 45**. El motivo de que la curva de potencia obtenida a partir de los datos del inversor esté más suavizada, se debe a que el inversor muestrea con un periodo de 5 minutos, mientras que el registrador de datos lo hace cada minuto.

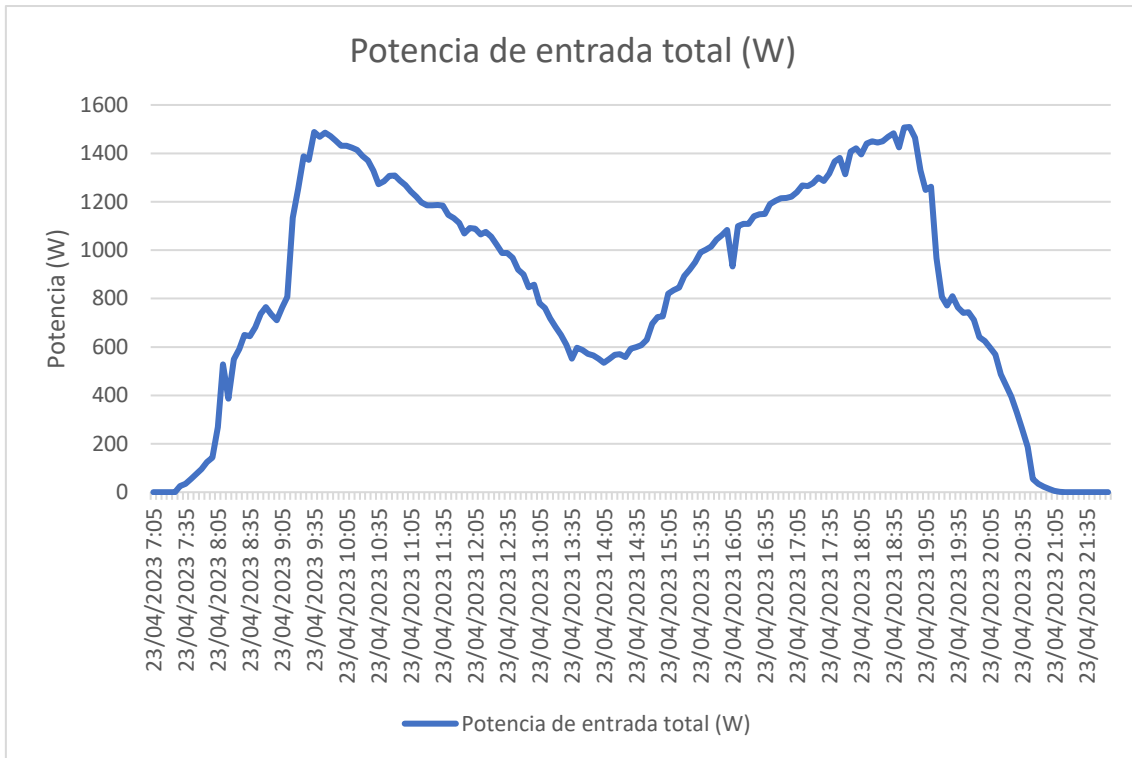


Figura 46. Potencia total de entrada al inversor obtenidas por los datos del inversor Huawei.

5.8. Análisis de la potencia AC

Para el análisis de la potencia AC de la instalación, se ha accedido a los datos recogidos por el inversor utilizado, a través de la web de “*FusionSolar*” del propio fabricante del inversor. En la **figura 47**, se puede ver la potencia activa de salida del inversor, obtenidas para el mismo día soleado que ha sido muestra de los demás gráficos presentados anteriormente, donde se puede apreciar la gran eficiencia del inversor.

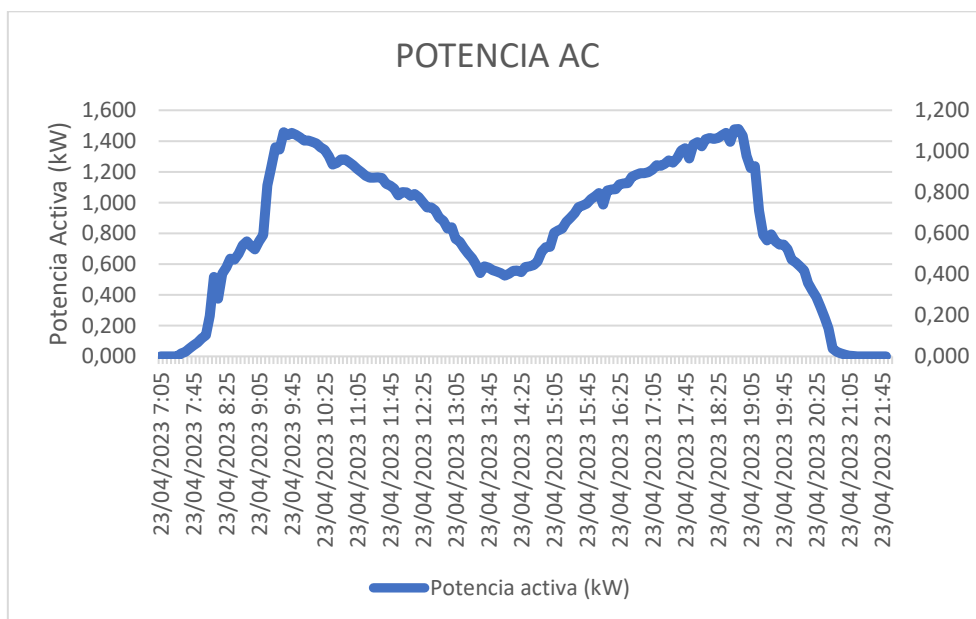


Figura 47. Potencia activa, reactiva y aparente obtenidas por los datos del inversor Huawei.

6. Conclusiones y líneas futuras

En el presente capítulo se pretenden describir las conclusiones de este trabajo de fin de grado, a la vez que unas líneas futuras, las cuales pueden ser interesantes para el posterior desarrollo de este proyecto.

Gracias a haber realizado con éxito el diseño de un sistema de monitorización capaz de medir y registrar tanto los parámetros meteorológicos como los parámetros eléctricos que, desde un principio se marcaron como objetivo para este proyecto, se puede apreciar un problema claro que ha tenido la instalación durante todo el estudio y que ha afectado de manera significativa al desarrollo del proyecto y a su vez, a todos los parámetros monitorizados. Este problema es la estructura, la cual, debido a su diseño, genera muchas sombras parciales a lo largo del día, afectando a todos los parámetros monitorizados, apreciándose en ellos variaciones bruscas y repentinas visibles en los gráficos de los datos monitorizados del apartado 5. Además, dichas sombras fueron las causantes de la creación de puntos calientes en uno de los módulos y, por consiguiente, del cambio en la instalación fotovoltaica y su correspondiente adaptación al sistema de monitorización, también explicado en el capítulo mencionado anteriormente. Por lo que, con intención de pretender ser una línea futura a este proyecto, sería conveniente realizar unos cambios en el diseño de la estructura para que se pueda evitar la creación de sombras a causa de la estructura, pero sin perder la esencia de esta, la cual tiene unas ventajas y utilidades excepcionales ya descritas en el apartado 2.2, además de su posible reutilización en futuros proyectos debido a su gran adaptabilidad frente a orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Se ha visto también la importancia de hacer una caracterización previa de los módulos fotovoltaicos, ya que nos permite conocer el estado de cada módulo y detectar cualquier problema que puedan tener antes de su instalación. Por lo tanto, al conocer las características reales de cada módulo, se asegura la precisión y fiabilidad del sistema de monitorización.

Por otra parte, también se ha visto la utilidad que tiene la implementación de un sistema de monitorización en una instalación fotovoltaica y lo necesario que es, dado que, gracias a dicho sistema de monitorización, se han podido detectar problemas a tiempo y solucionarlos antes de causar cualquier daño mayor en la instalación, como ha sido el caso de la detección temprana del punto caliente en el módulo 6, y a la misma vez, reducir los costos de posibles reparaciones o reemplazos y el tiempo de inactividad de la instalación gracias al análisis y evaluación de los datos monitorizados por dicho sistema.

En cuanto a la cantidad de dispositivos utilizados para la monitorización y el bajo coste que tienen, no se considera excesivo debido a la importancia que puede llegar a tener cada dispositivo, dando una información precisa de cada parámetro de la instalación. En todo caso, como línea futura del sistema de

monitorización, se podría considerar necesario el uso de anemómetros para ver cómo afecta el viento a este tipo de instalación, sensores de suciedad debido a que, durante desarrollo del proyecto, se ha observado que la suciedad que presentaban estos módulos verticales era mucho menor que otros módulos cercanos de otras instalaciones con orientación sur e inclinados 30 grados y se consideraría interesante ver hasta qué punto este tipo de instalación podría tener menos labores de mantenimiento. El uso de piranómetros no queda descartado, pero viendo los resultados obtenidos con las células calibradas y el coste tan inferior que tienen frente a un piranómetro, no se considera necesario, siempre y cuando, las células se hayan calibrado frente a piranómetro y se les realice una recalibración de manera bienal o trienal para asegurar medidas correctas a lo largo de su vida útil.

De igual manera, al no existir una norma que indique la cantidad de sensores a utilizar y el tipo concreto, este proyecto puede servir como base para realizar futuros estudios utilizando un mayor o menor número de sensores y comparar los resultados obtenidos con el presente diseño del sistema de monitorización y ver cuál es el más eficiente.

También se puede pensar como línea futura, un estudio que analice como potenciar la irradiancia reflejada, o albedo, que recibe dicha instalación y donde se puede ubicar esa modificación de terreno con distintos materiales para ver donde es lo más eficiente posible, e incluso si se podrían adaptar dichos materiales a la propia estructura, siempre y cuando se evite la creación de sombras, ya que al encontrarse en paralelo ambos generadores, se podría potenciar aún más dicha irradiancia reflejada.

Finalmente, también se podría utilizar dicha instalación para investigar la variación de temperaturas que se producen en los módulos dependiendo si el sol le incide de manera directa a la cara frontal o a la cara posterior, debido a la disposición tan idónea que tiene para este cometido dicha instalación, ya que para los mismos niveles de irradiancia, mientras a los módulos de un generador les incide el sol por la cara frontal, a los módulos del otro generador les incide por la cara posterior, permitiendo así dicha comparación y ver de qué manera difieren las temperaturas de los módulos por ambas caras.

Bibliografía

- I. Adams, J., Gobron, N., Widlowski, J.-L., & Mio, C. (2016). A model-based framework for the quality assessment of surface albedo in situ measurement protocols. *Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer*, 180, 126–146. <https://doi.org/10.1016/j.jqsrt.2016.04.005>
- II. *Entec Solar Manual de usuario E-1500 / E-1000 E-Sens y E-Temp Smart I-Vcurve tracer*. (n.d.). www.entecsolar.es
- III. Giovanni Petrone, Carlos Andrés Ramos-Paja, Giovanni Spagnuolo, Massimo Vitelli, & Weidong Xiao. (2017). *Photovoltaic Sources Modeling*.
- IV. *Graphtec Corp.*, 2022. (n.d.). Retrieved May 29, 2023, from https://www.mygraphtec.jp/site_download/manual/GLT400-UM-151-02.pdf
- V. LG Electronics Inc., 2020. Retrieved May 29, 2023, from <https://www.lg.com/global/business/download/resources/solar/NeON%202%20BiFacial%2072cells.pdf>
- VI. Osterwald, C. R. (n.d.). *TRANSLATION OF DEVICE PERFORMANCE MEASUREMENTS TO REFERENCE CONDITIONS*. <http://www.sciencedirect.com/science/journal/09270248>
- VII. *IEC TS 60904-1-2_2019*. (2019). www.iec.ch
- VIII. *Solera 2023*. (n.d.). Retrieved May 29, 2023, from www.psolera.com
- IX. *Solera, 2023*. (n.d.). Retrieved May 29, 2023, from www.psolera.com
- X. Technologies Co, H. (2022). *SUN2000-(2KTL-6KTL)-L1*. <https://e.huawei.com>
- XI. *UNE_ IEC 61724_2022*. (2022).
- XII. Wirth, H., Weiß, K.-A., & Wiesmeier, C. (2016). *Photovoltaic modules : technology and reliability* (G. Berlin, Ed.). De Gruyter.

Anexo A: Resultados de la caracterización de los módulos fotovoltaicos utilizados.

En este anexo se presentan los resultados de la caracterización realizada sobre los módulos bifaciales LG390N2T-A5. En el apartado 3 del proyecto, se llevó a cabo una campaña experimental para medir los parámetros eléctricos por ambas caras de estos módulos utilizando el trazador de curvas E-1000. Los resultados de la cara posterior solo serán comparados con el fabricante en términos de potencia, ya que el fabricante solamente proporciona dicho coeficiente de bifacialidad, que es del 76% (+/- 7% de tolerancia).

Tabla 2. Caracterización del módulo fotovoltaico 1.

MÓDULO 1 FRONTAL							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	340,39	45,68	10,14	36,39	9,354		50,86
2	339,80	45,66	10,14	36,34	9,349		51,44
3	340,10	45,62	10,17	36,44	9,335		50,95
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	388,71	49,11	10,41	39,12	9,61		965,58
	388,15	49,17	10,40	39,13	9,58		967,54
	387,75	49,06	10,43	39,19	9,57		967,49
Media	388,20	49,11	10,41	39,15	9,59		
Variación respecto al fabricante	0,46%	0,18%	-2,61%	5,44%	-1,68%		
MÓDULO 1 POSTERIOR							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	223,29	45,28	6,86	39,28	5,685		50,89
2	223,50	45,32	6,86	39,34	5,681		48,4
3	223,25	45,31	6,85	39,5	5,652		50,05
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	277,57	48,68	7,66	42,23	6,35		887,12
	274,82	48,38	7,66	41,99	6,35		888,06
	276,62	48,60	7,65	42,37	6,32		887,07
Media	276,34	48,55	7,66	42,20	6,34		
Variación respecto al fabricante	6,77%	1,32%	24,52%	-1,92%	32,78%		

Tabla 3. Caracterización del módulo fotovoltaico 2.

MÓDULO 2 FRONTAL							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	306,55	44,94	9,28	36,05	8,50		50,14
2	306,40	44,94	9,82	35,8	8,56		50,3
3	305,73	44,94	9,25	35,83	8,53		47,52
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	382,71	48,21	10,45	38,68	9,57		880,7
	382,34	48,23	11,05	38,42	9,63		881,69
	379,21	47,85	10,46	38,15	9,65		877,36
Media	381,42	48,10	10,65	38,42	9,62		
Variación respecto al fabricante	2,20%	2,24%	-4,95%	7,21%	-1,99%		
MÓDULO 2 POSTERIOR							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	217,38	44,78	6,95	38,62	5,63		51,51
2	217,47	44,78	6,95	38,63	5,63		54,02
3	217,54	44,78	6,95	38,64	5,63		53,7
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	271,71	48,23	7,79	41,60	6,31		884,45
	274,58	48,59	7,78	41,91	6,30		884,4
	274,29	48,54	7,78	41,89	6,31		884,5
Media	273,53	48,45	7,78	41,80	6,31		
Variación respecto al fabricante	7,72%	1,52%	23,30%	-0,96%	33,13%		

Tabla 4. Caracterización del módulo fotovoltaico 3.

MÓDULO 3 FRONTAL							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	331,91	45,34	10,06	36,23	9,16		48,97
2	331,81	45,32	10,07	35,94	9,23		50,47
3	331,85	45,31	10,07	35,94	9,23		50,86
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	375,53	48,48	10,33	38,74	9,40		967,32
	377,67	48,67	10,33	38,59	9,47		967,26
	378,30	48,71	10,33	38,64	9,47		967,26
Media	377,17	48,62	10,33	38,66	9,45		
Variación respecto al fabricante	3,29%	1,18%	-1,76%	6,63%	-0,18%		
MÓDULO 3 POSTERIOR							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	220,15	45,99	6,53	40,12	5,49		41,95
2	219,28	45,96	6,51	40,22	5,54		39,3
3	219,01	45,91	6,52	40,24	5,44		41,02
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	273,92	48,20	7,59	42,04	6,37		855,93
	270,11	47,81	7,57	41,84	6,44		855,88
	271,88	47,99	7,59	42,06	6,33		854,84
Media	271,97	48,00	7,58	41,98	6,38		
Variación respecto al fabricante	8,24%	2,45%	25,30%	-1,40%	32,31%		

Tabla 5. Caracterización del módulo fotovoltaico 4.

MÓDULO 4 FRONTAL						
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)	Tc(°C)
1	333,5	45,42	10,11	36,18	9,22	51,29
2	333,34	45,42	10,17	36,13	9,23	52,92
3	333,76	45,42	10,14	36,18	9,22	50,83
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)	G(W/m2)
	380,17	48,89	10,35	38,94	9,44	968,94
	382,49	49,12	10,41	39,08	9,44	968,88
	379,77	48,83	10,38	38,89	9,44	968,94
Media	380,81	48,95	10,38	38,97	9,44	
Variación respecto al fabricante	2,36%	0,52%	-2,27%	5,87%	-0,12%	
MÓDULO 4 POSTERIOR						
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)	Tc(°C)
1	213,23	45,94	6,43	39,93	5,34	49,1
2	212,76	45,85	6,42	39,62	5,37	49,5
3	211,69	45,74	6,41	39,54	5,35	48,2
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)	G(W/m2)
	283,92	49,14	7,75	42,71	6,44	822,36
	284,12	49,10	7,75	42,43	6,48	821,27
	281,98	48,80	7,76	42,18	6,48	819,15
Media	283,34	49,01	7,75	42,44	6,47	
Variación respecto al fabricante	4,41%	0,38%	23,63%	-2,51%	31,43%	

Tabla 6. Caracterización del módulo fotovoltaico 5.

MÓDULO 5 FRONTAL							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	325,35	46,91	9,20	37,99	8,56		44,93
2	324,63	46,84	9,20	38,04	8,53		46,31
3	324,22	46,81	9,20	37,87	8,56		44,54
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	397,74	49,58	10,37	40,15	9,65		881,22
	399,97	49,70	10,38	40,36	9,64		879,08
	396,28	49,42	10,38	39,98	9,66		880,07
Media	398,00	49,56	10,38	40,16	9,65		
Variación respecto al fabricante	-2,05%	-0,74%	-2,24%	2,99%	-2,35%		
MÓDULO 5 POSTERIOR							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	220,22	46,07	6,79	40,52	5,43		47,62
2	220,26	46,03	6,79	40,4	5,45		48,58
3	220,00	46	6,79	40,33	5,46		47,54
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	271,86	49,07	7,64	43,16	6,11		881,85
	272,60	49,16	7,63	43,15	6,13		882,95
	271,49	48,98	7,64	42,94	6,14		881,91
Media	271,98	49,07	7,64	43,08	6,13		
Variación respecto al fabricante	8,24%	0,27%	24,77%	-4,06%	35,03%		

Tabla 7. Caracterización del módulo fotovoltaico 6.

MÓDULO 6 FRONTAL							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	322,2	46,42	9,27	37,58	8,57		34,33
2	321,79	46,39	9,26	37,28	8,63		34,33
3	321,43	46,37	9,26	37,3	8,62		33,02
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	375,71	47,62	10,41	38,55	9,63		887,37
	375,26	47,59	10,40	38,24	9,70		887,32
	373,00	47,40	10,41	38,13	9,69		887,37
Media	374,66	47,53	10,41	38,31	9,67		
Variación respecto al fabricante	3,93%	3,38%	-2,55%	7,47%	-2,56%		
MÓDULO 6 POSTERIOR							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	224,59	45,59	6,85	39,21	5,73		39,45
2	224,61	45,57	6,86	39,26	5,72		39,37
3	224,33	45,56	6,87	39,25	5,72		40,09
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	266,81	47,44	7,68	40,80	6,42		887,94
	266,77	47,41	7,69	40,84	6,41		887,88
	267,17	47,50	7,69	40,92	6,41		887,88
Media	266,92	47,45	7,69	40,85	6,41		
Variación respecto al fabricante	9,95%	3,56%	24,26%	1,32%	32,00%		

Tabla 8. Caracterización del módulo fotovoltaico 7.

MÓDULO 7 FRONTAL							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	318,85	46,25	9,23	37,25	8,56		39,89
2	319,89	46,24	9,25	37,21	8,60		45,66
3	319,43	46,37	9,26	37,3	8,60		45,53
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	379,04	48,19	10,33	38,81	9,58		888,85
	389,48	48,97	10,35	39,41	9,62		887,32
	388,70	49,09	10,37	39,49	9,62		887,37
Media	385,74	48,75	10,35	39,24	9,61		
Variación respecto al fabricante	1,09%	0,91%	-1,96%	5,23%	-1,90%		
MÓDULO 7 POSTERIOR							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	219,35	45,62	6,79	39,99	5,49		43,54
2	219,68	45,62	6,83	40,05	5,49		43,34
3	219,33	45,61	6,82	39,97	5,49		43,47
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	264,68	48,02	7,60	42,10	6,14		888,02
	265,20	48,00	7,65	42,14	6,15		886,92
	264,62	48,00	7,63	42,07	6,14		887,88
Media	264,83	48,01	7,63	42,10	6,14		
Variación respecto al fabricante	10,65%	2,42%	24,87%	-1,69%	34,86%		

Tabla 9. Caracterización del módulo fotovoltaico 8.

MÓDULO 8 FRONTAL							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	316,09	45,73	9,34	36,76	8,60		51,12
2	315,96	45,69	9,34	36,75	8,60		48,45
3	315,92	45,69	9,35	36,77	8,59		51,22
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	392,55	49,20	10,42	39,55	9,59		888,79
	388,27	48,78	10,43	39,23	9,60		888,79
	392,50	49,17	10,42	39,57	9,58		888,79
Media	391,11	49,05	10,42	39,45	9,59		
Variación respecto al fabricante	-0,28%	0,31%	-2,69%	4,71%	-1,70%		
MÓDULO 8 POSTERIOR							
Medida	Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)		Tc(°C)
1	215,78	45,26	6,74	39,82	5,42		46,53
2	215,80	45,25	6,73	39,72	5,43		46,57
3	214,48	45,25	6,73	39,71	5,40		49,04
	Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)		G(W/m2)
	265,39	48,05	7,59	42,28	6,10		881,37
	265,13	48,05	7,57	42,18	6,11		882,48
	266,43	48,39	7,57	42,47	6,08		881,27
Media	265,65	48,16	7,57	42,31	6,10		
Variación respecto al fabricante	10,37%	2,11%	25,37%	-2,19%	35,33%		

Curvas I-V (Intensidad-Tensión) de los módulos bifaciales LG390N2T-A5:

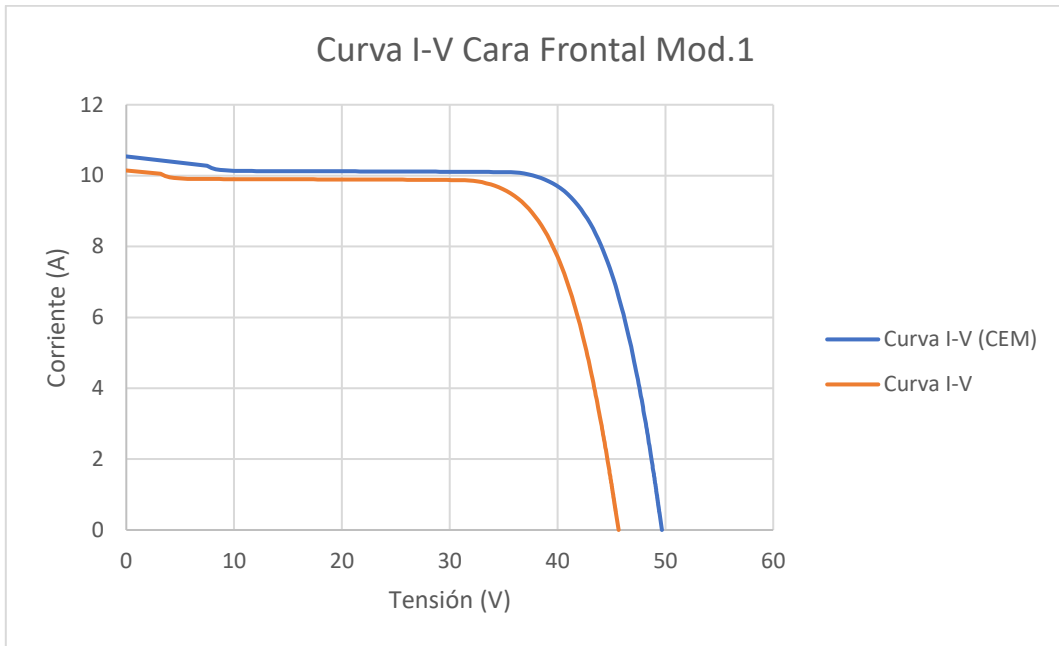


Figura 48. Curva I-V cara frontal módulo 1.

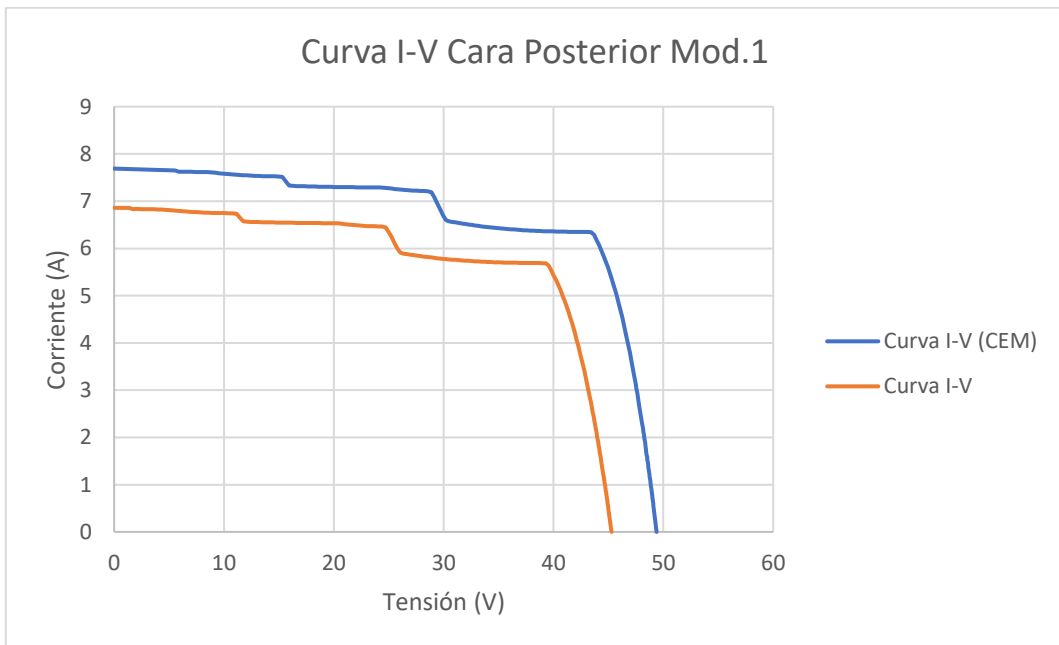


Figura 49. Curva I-V cara posterior módulo 1.

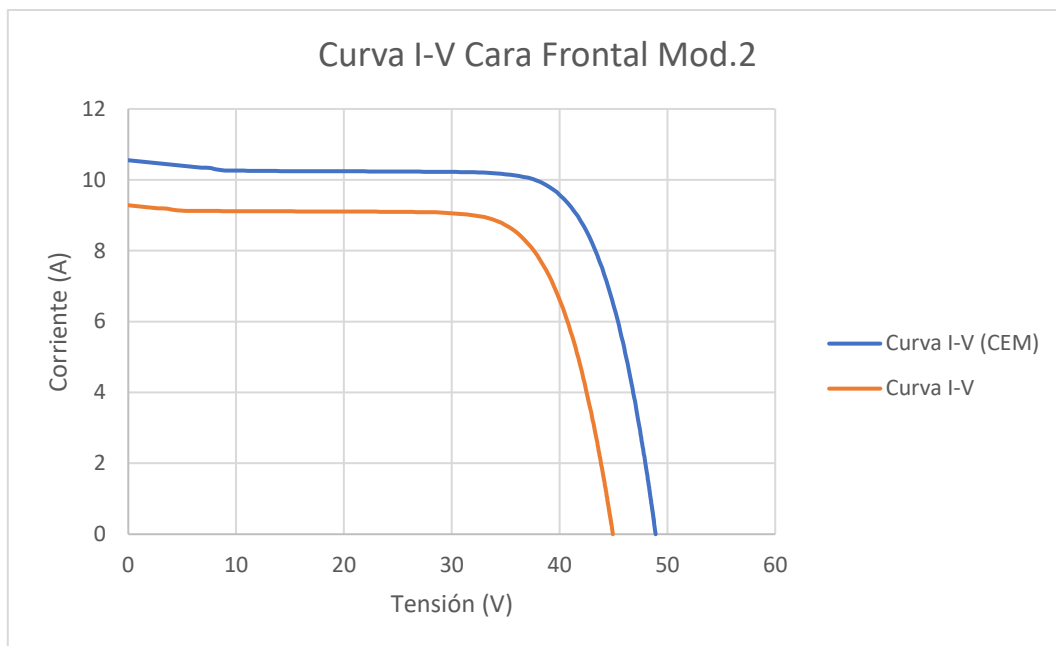


Figura 50. Curva I-V cara frontal módulo 2.

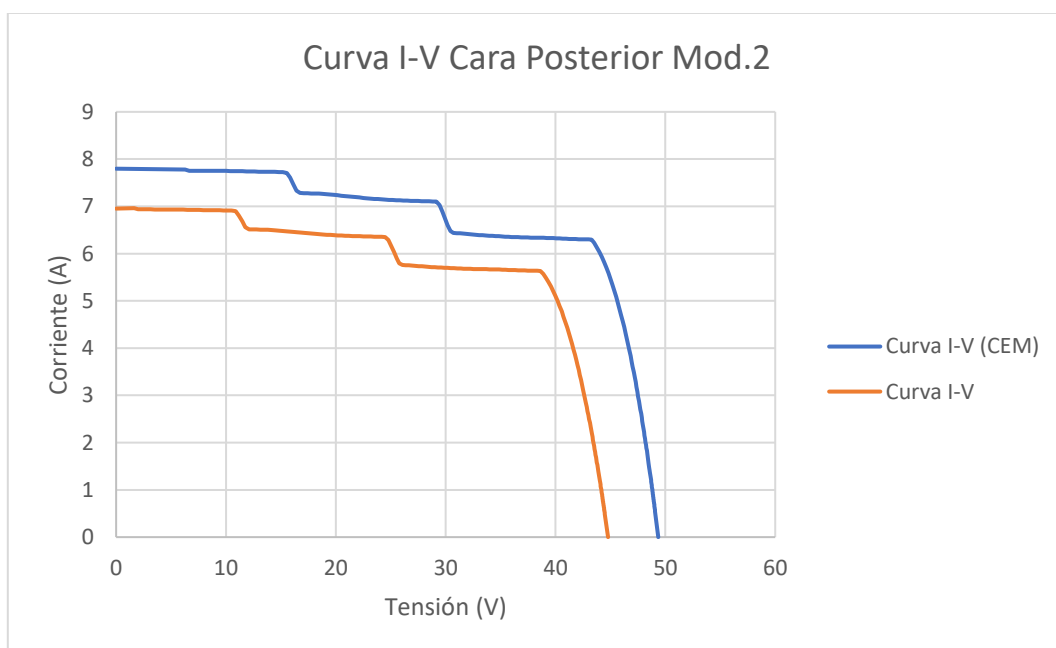


Figura 51. Curva I-V cara posterior módulo 2.

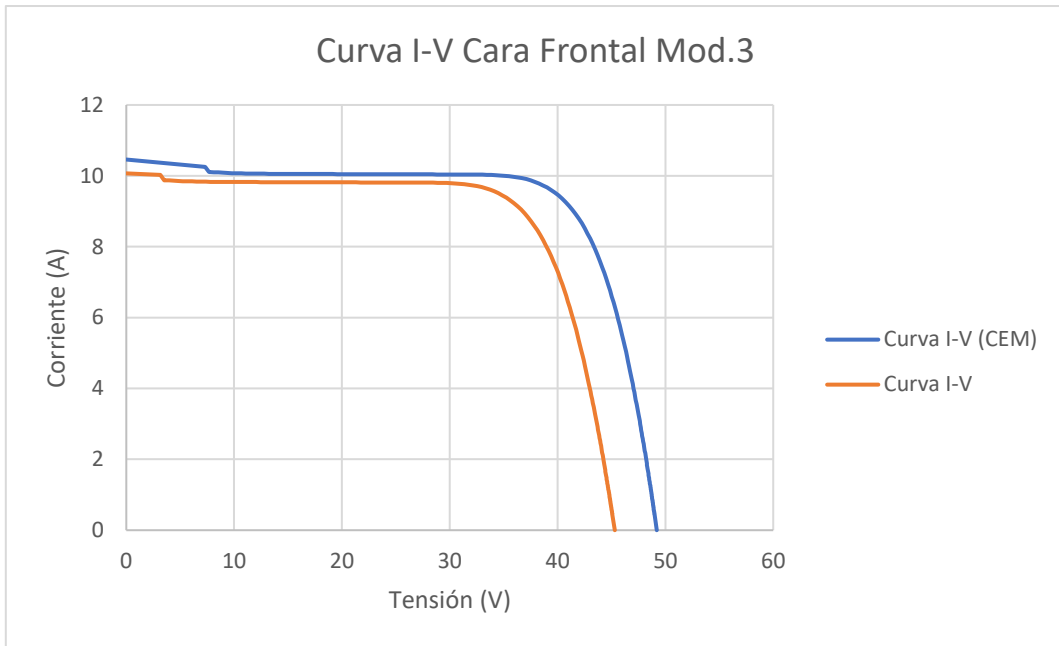


Figura 52. Curva I-V cara frontal módulo 3.

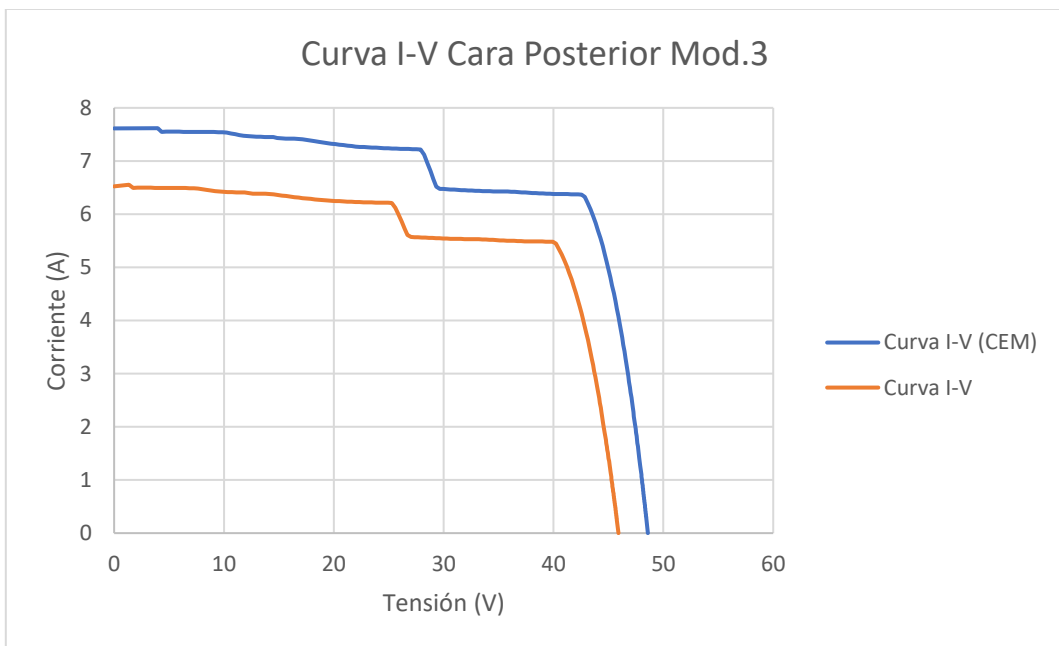


Figura 53. Curva I-V cara posterior módulo 3.

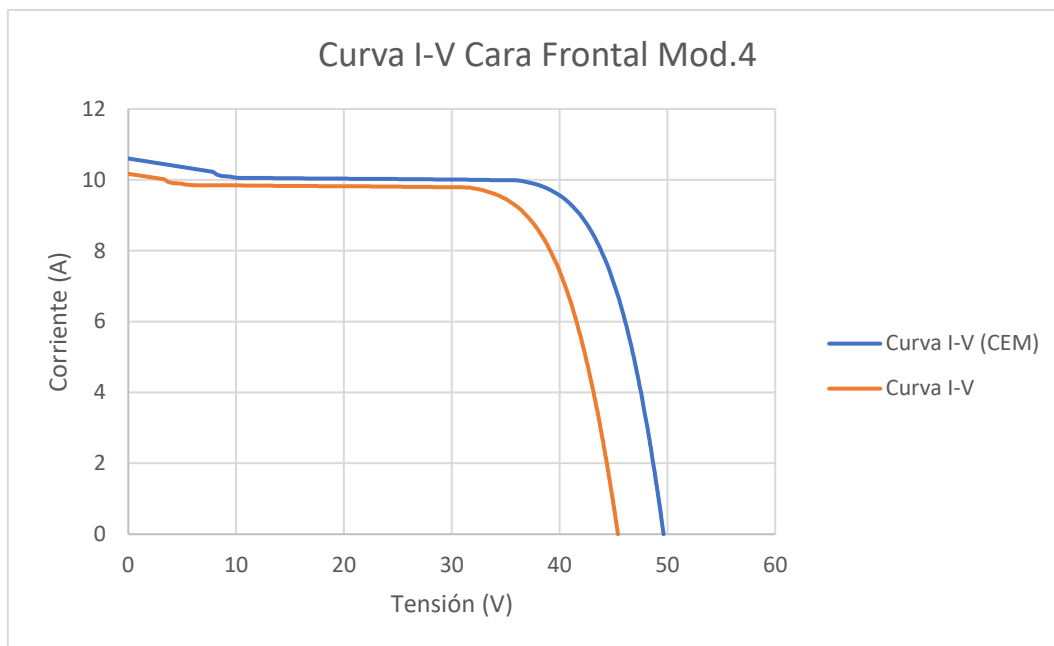


Figura 54. Curva I-V cara frontal módulo 4.

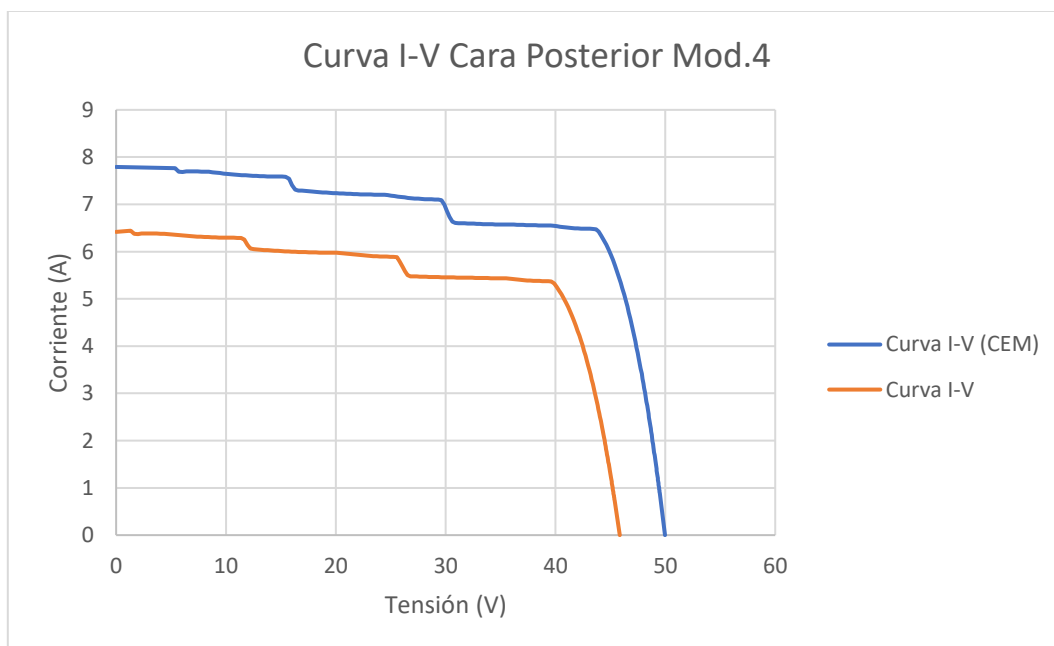


Figura 55. Curva I-V cara posterior módulo 4.

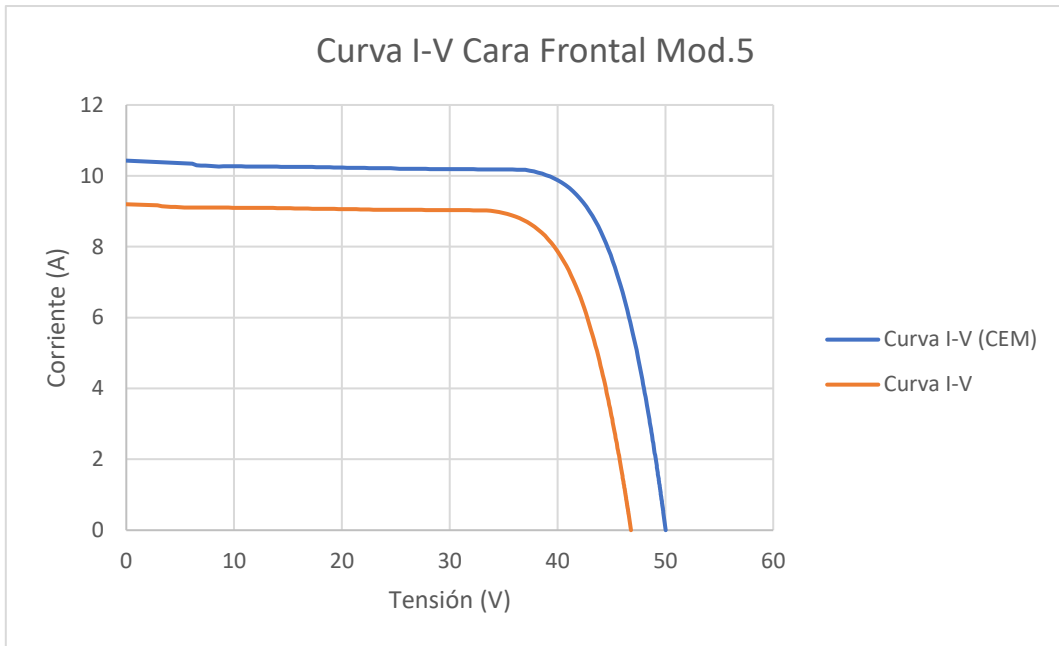


Figura 56. Curva I-V cara frontal módulo 5.

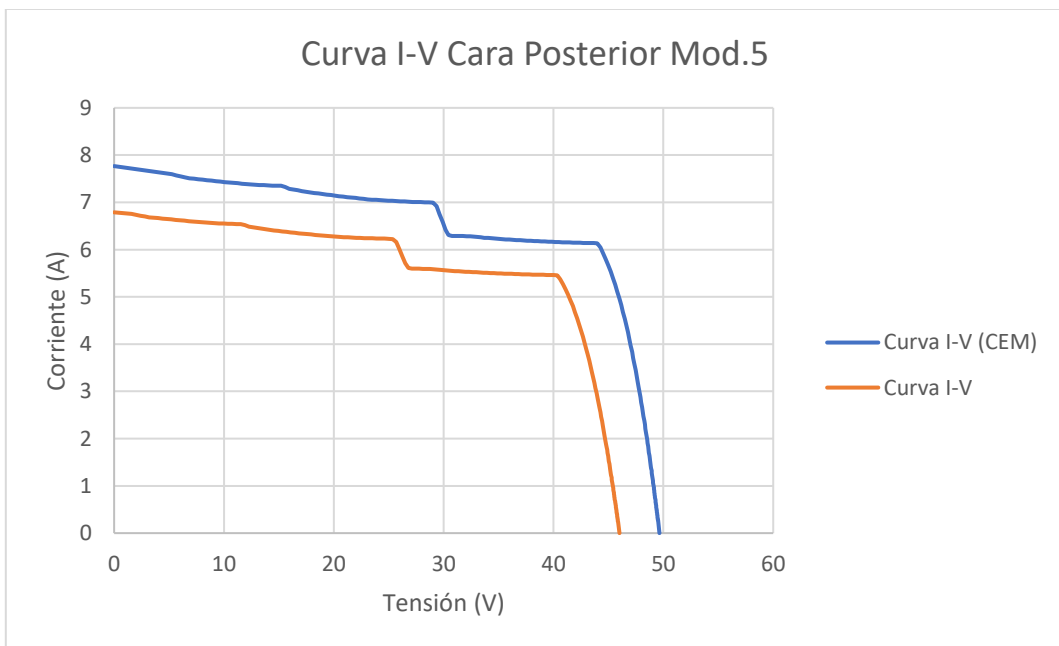


Figura 57. Curva I-V cara posterior módulo 5.

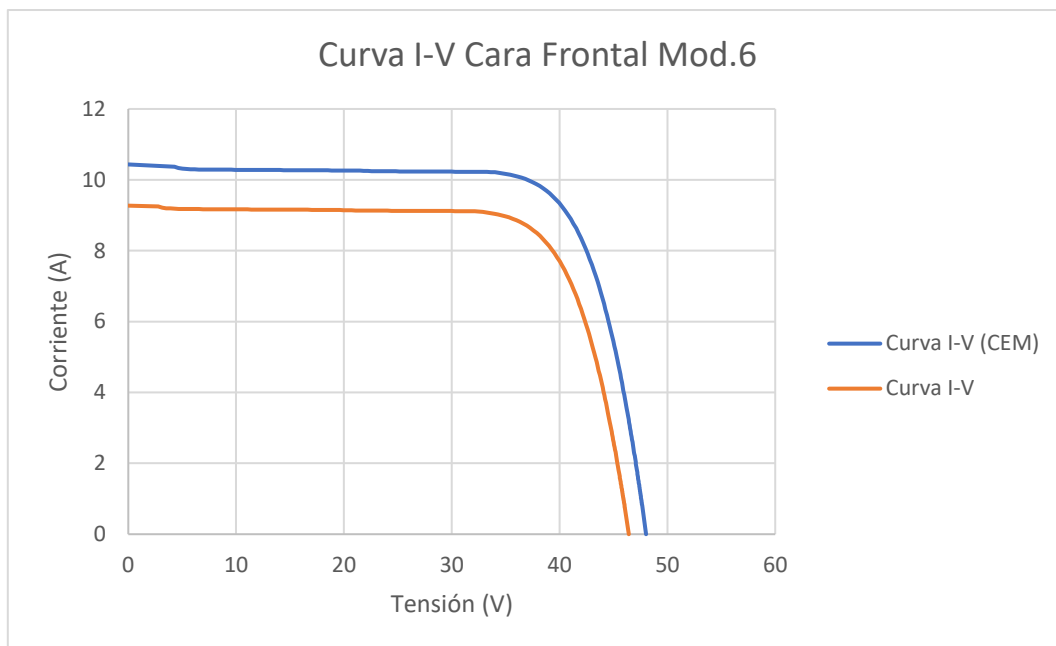


Figura 58. Curva I-V cara frontal módulo 6.

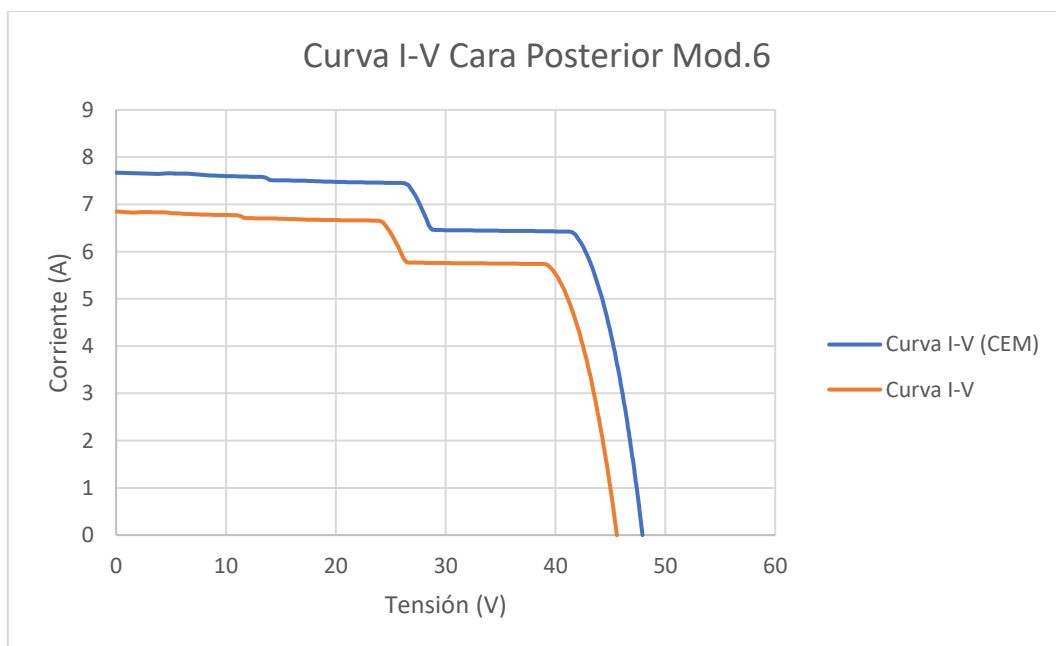


Figura 59. Curva I-V cara posterior módulo 6.

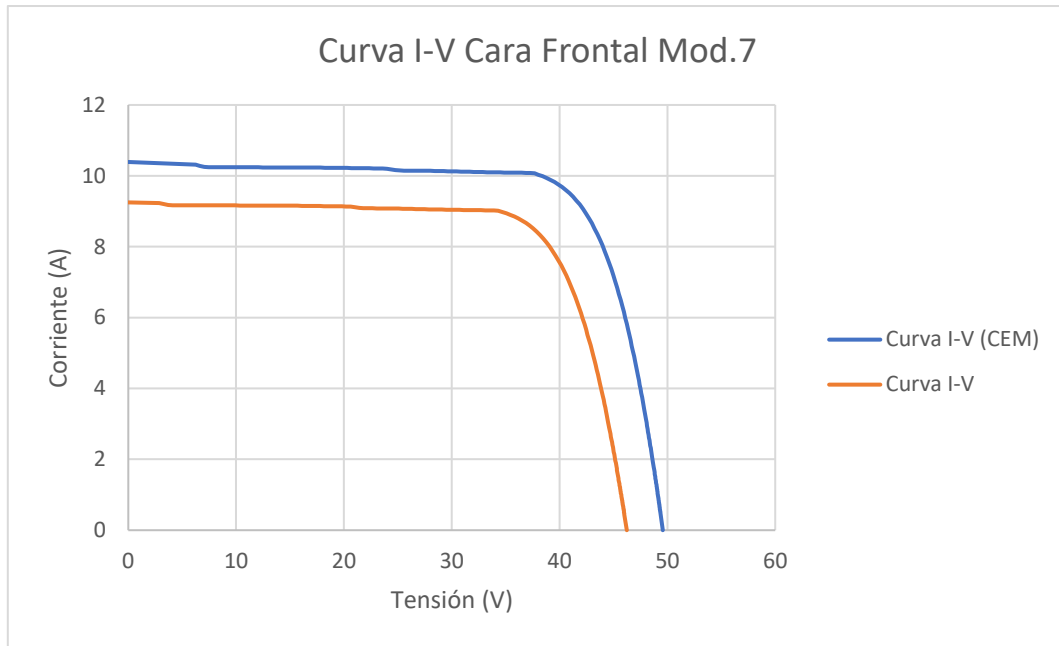


Figura 60. Curva I-V cara frontal módulo 7.

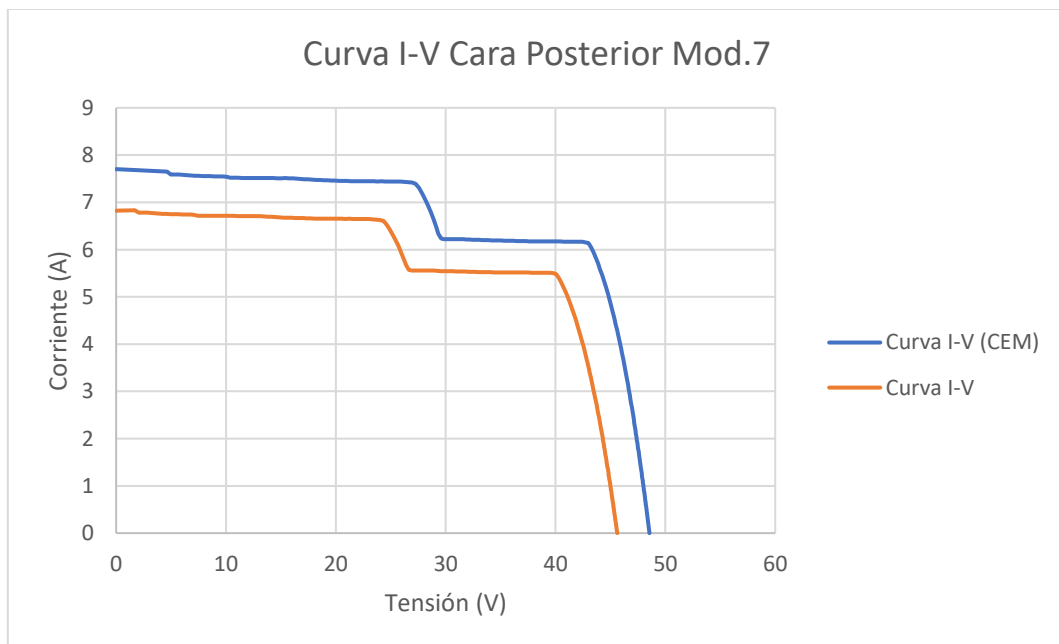


Figura 61. Curva I-V cara posterior módulo 7.

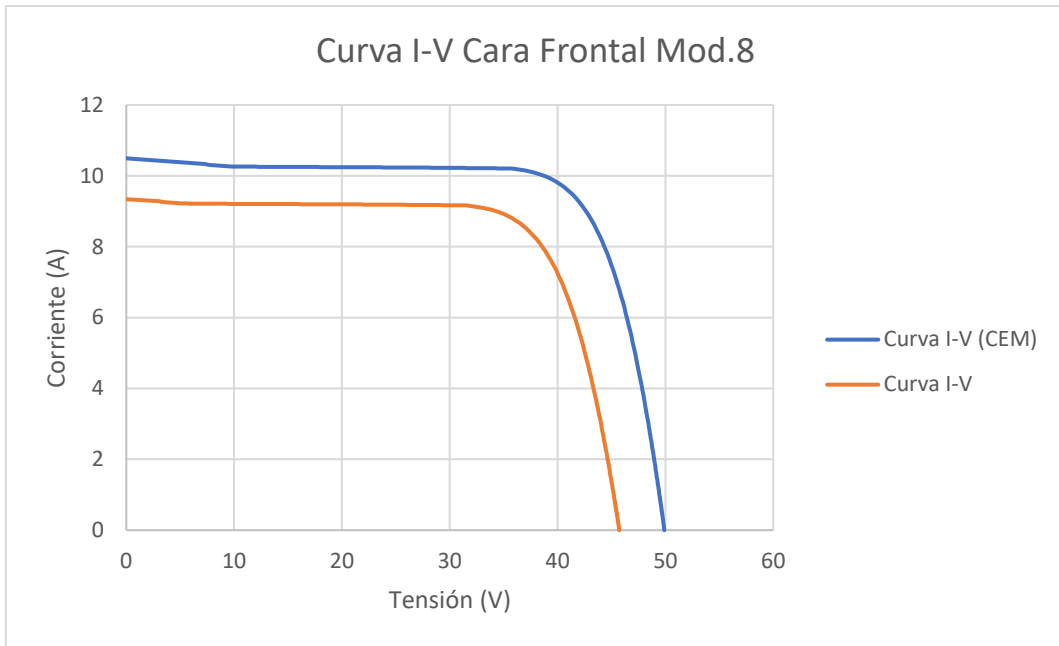


Figura 62. Curva I-V cara frontal módulo 8.

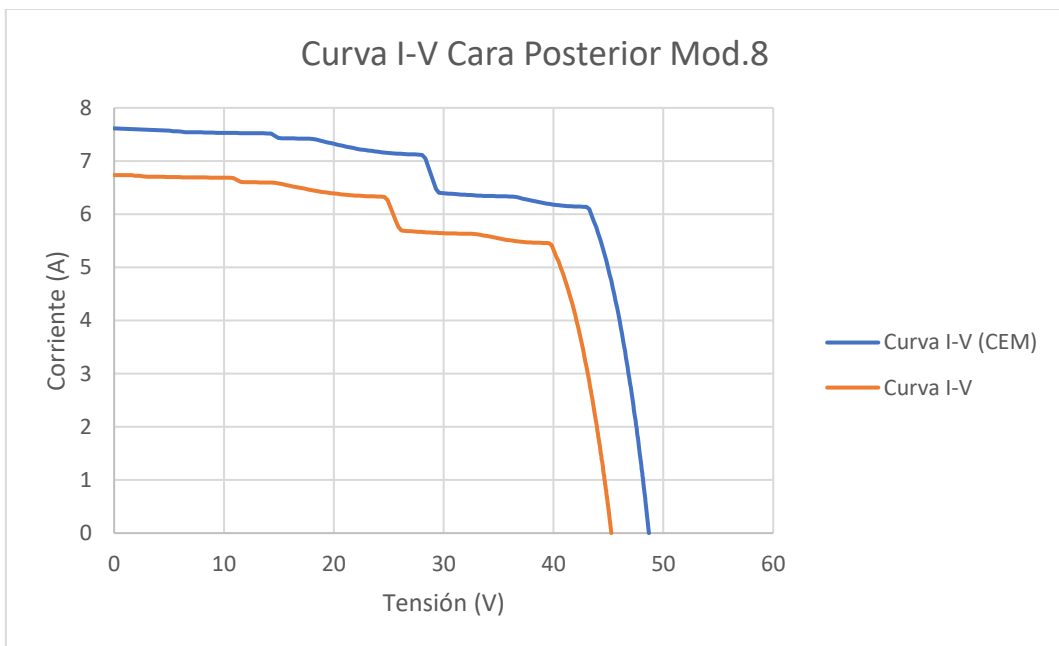


Figura 63. Curva I-V cara posterior módulo 8.

Anexo B: Calibración de las células solares utilizadas como sensores de irradiancia

En este anexo se desarrolla el proceso de calibración de las células solares descritas como, sensores de irradiancia frontal y posterior situadas en la chapa metálica perforada de la estructura, explicado en el apartado 4.3.1.

Las características principales de las células policristalinas **enjoy solar** se muestran a continuación en la **figura 64**. Hoja de características de la célula calibrada Enjoy Solar.






enjoy solar		Model: Eco Line ES5P36	
Rated Max Power	P _{max} [W]	5	    
Power Tolerance Range	[%]	0/+3	
Voltage at P _{max}	V _{mp} [V]	18.1	
Current at P _{max}	I _{mp} [A]	0.29	
Open-circuit Voltage	V _{oc} [V]	22.3	
Short-circuit Current	I _{sc} [A]	0.30	
Normal Operating Cell Temp	NOCT [°C]	50	
Maximum System Voltage	VDC [V]	1000	
Dimension	[mm]	230x185x17	
Cell quantity and array		36 (4x9)	
<p>All technical data at STC: AM=1.5 E=1000W/m² Tc=25°C</p>			
<p>WARNING-ELECTRICAL SHOCK HAZARD This photovoltaic Module produces electricity when exposed to light. Follow all applicable electrical safety precautions.</p>			

Figura 64. Hoja de características de la célula calibrada Enjoy Solar.

Para iniciar el proceso de calibración de dichas células frente a un piranómetro, que pertenece al grupo de investigación IDEA de la Universidad de Jaén, era necesario cortocircuitar estas células usando una resistencia shunt y además tener conectado el cable definitivo con el que se iba a realizar la conexión al registrador de datos, para la eliminación de errores por pérdidas del cableado en la calibración frente al piranómetro.

Para realizar la calibración frente al piranómetro es obligatorio la colocación coplanar de dichas células con el piranómetro en cuestión, para que los datos recogidos sean lo más representativos posibles. Este proceso se puede ver en la **figura 65**.



Figura 65. Campaña de calibración de las células solares Enjoy Solar.

Posteriormente, se comenzó una campaña de medida en la que se conectaron las 12 células solares a un registrador de datos, en el cual se registraron todos los valores de tensión generados por las células durante dicha campaña.

A continuación, después de haber terminado la campaña de medida, se recogen los datos registrados del piranómetro y de las células solares, para finalmente, trazar una recta de regresión entre los valores de irradiancia medidos por el piranómetro y los valores de tensión medidos por las células, la cual nos dará la constante de calibración.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

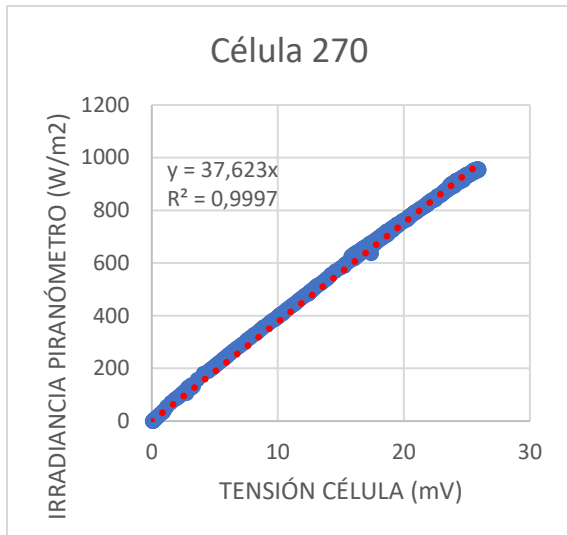


Figura 66. Recta de regresión de la calibración de la célula 270.

Constante de calibración:
37,623 W / (mV*m²)

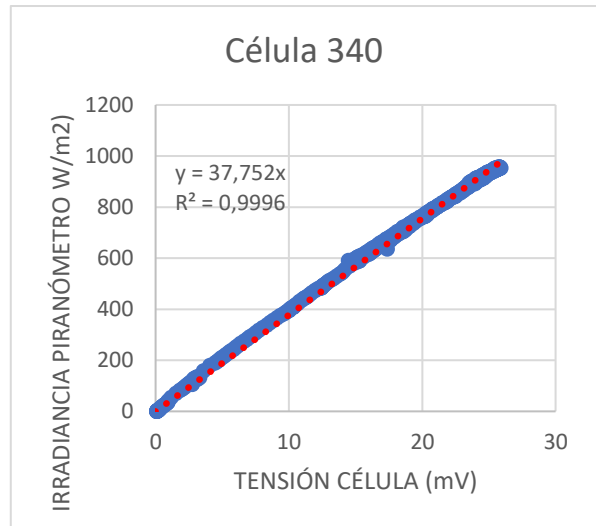


Figura 67. Recta de regresión de la calibración de la célula 340.

Constante de calibración:
37,752 W / (mV*m²)

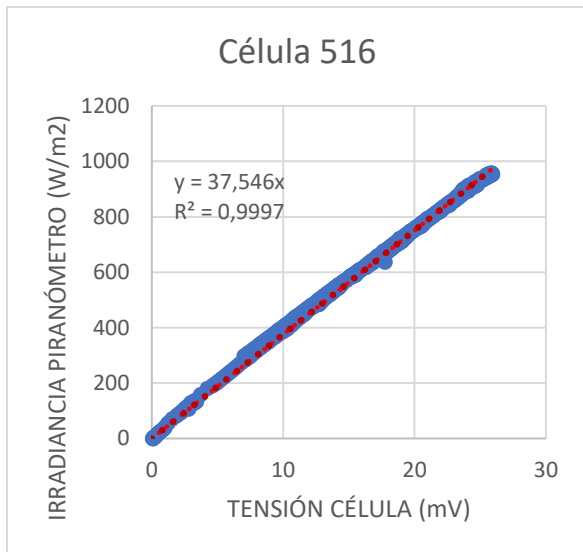


Figura 68. Recta de regresión de la calibración de la célula 516.

Constante de calibración:
37,546 W / (mV*m²)

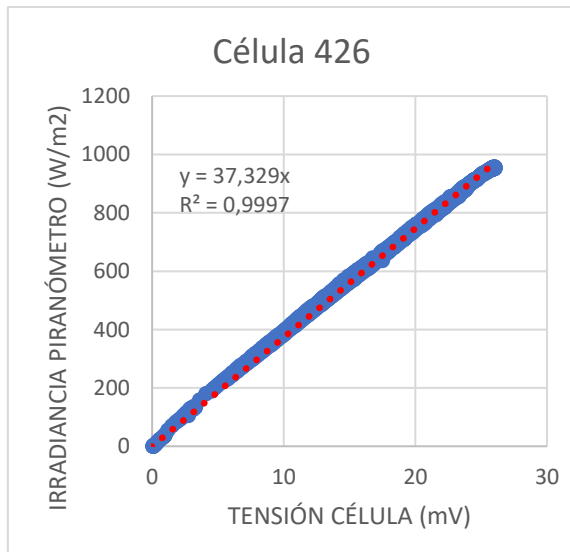


Figura 69. Recta de regresión de la calibración de la célula 426.

Constante de calibración:
37,329 W / (mV*m²)

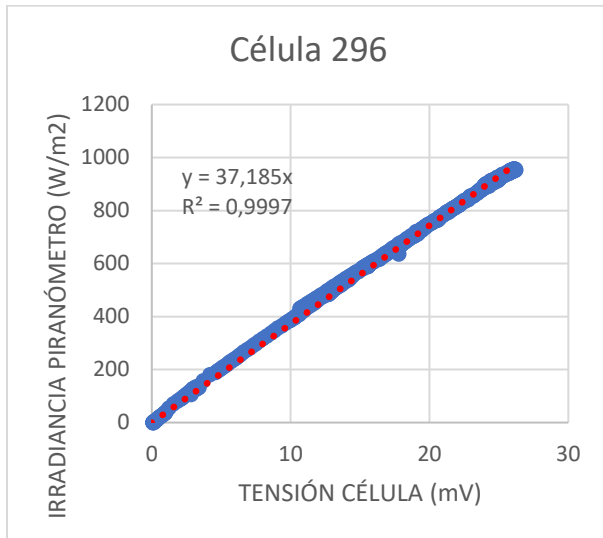


Figura 70. Recta de regresión de la calibración de la célula 296.

Constante de calibración:
37,185 W / (mV*m²)

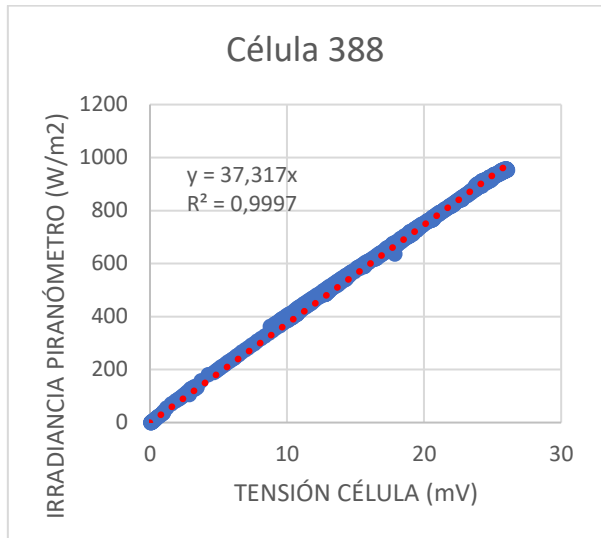


Figura 71. Recta de regresión de la calibración de la célula 388.

Constante de calibración:
37,317 W / (mV*m²)

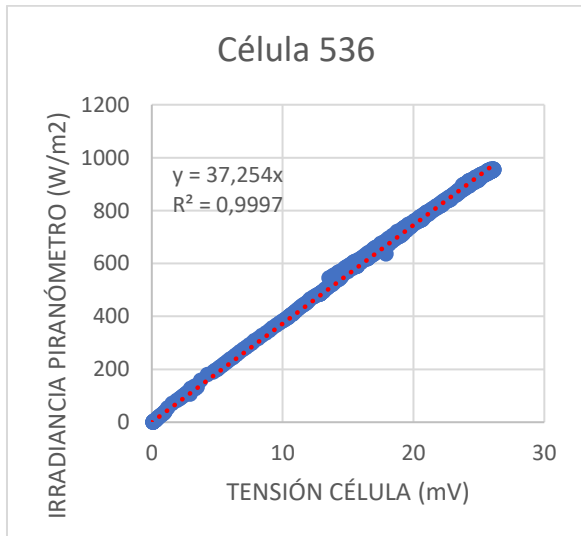


Figura 72. Recta de regresión de la calibración de la célula 536.

Constante de calibración:
37,254 W / (mV*m²)

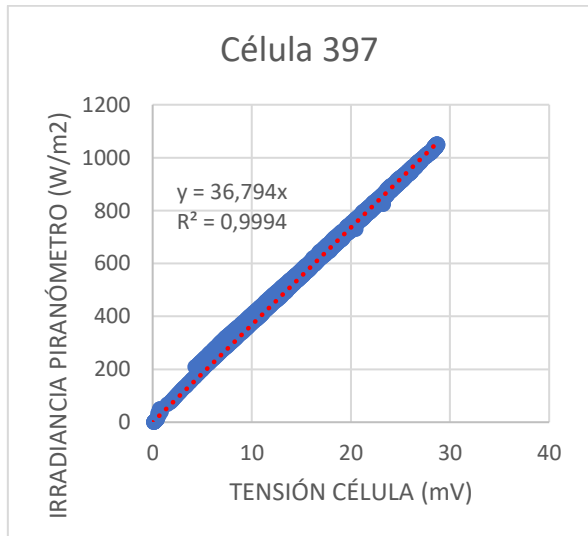


Figura 73. Recta de regresión de la calibración de la célula 397.

Constante de calibración:
36,794 W / (mV*m²)

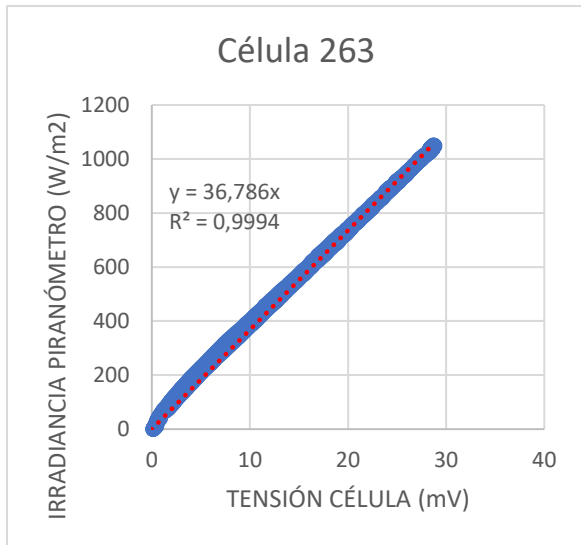


Figura 74. Recta de regresión de la calibración de la célula 263.

Constante de calibración:
36,786 W / (mV*m²)

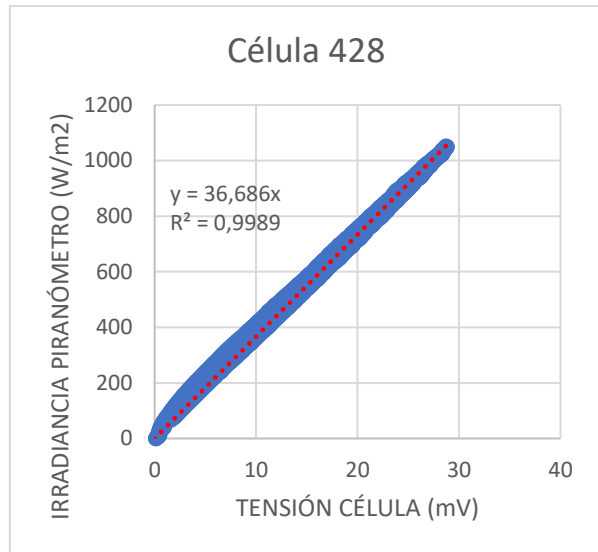


Figura 75. Recta de regresión de la calibración de la célula 428.

Constante de calibración:
36,686 W / (mV*m²)

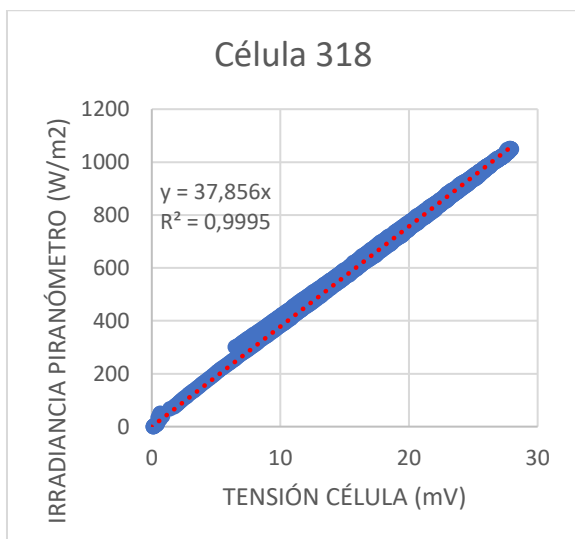


Figura 76. Recta de regresión de la calibración de la célula 318.

Constante de calibración:
37,856 W / (mV*m²)

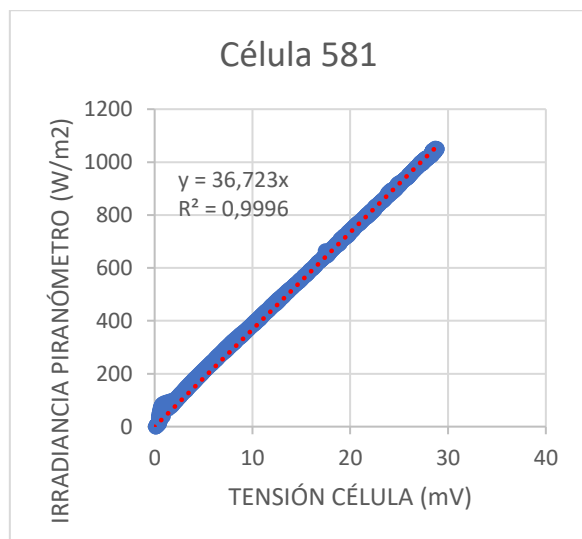


Figura 77. Recta de regresión de la calibración de la célula 581.

Constante de calibración:
36,723 W / (mV*m²)

Anexo C: Cálculo de los coeficientes de bifacialidad

En este anexo se muestran los coeficientes de bifacialidad calculados para cada uno de los módulos fotovoltaicos que conforman la instalación. Para ello, se han utilizado las ecuaciones que nos facilita la norma IEC TS 60904-1-2 (*IEC TS 60904-1-2_2019*, 2019), tanto para tensión, corriente y potencia, relacionando la eficiencia de la cara posterior con la eficiencia de la cara frontal bajo el mismo valor de irradiancia.

$$\varphi V_{oc} = \frac{V_{oc_r}}{V_{oc_f}} \quad (6)$$

$$\varphi I_{sc} = \frac{I_{sc_r}}{I_{sc_f}} \quad (7)$$

$$\varphi P_{max} = \frac{P_{max.r}}{P_{max.f}} \quad (8)$$

A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos utilizando las ecuaciones **(6)**, **(7)** y **(8)**, teniendo en cuenta que los coeficientes de bifacialidad en potencia deberán de tener valores del 76% (+/- 7% de tolerancia), como proporciona el fabricante, al contrario de los coeficientes de bifacialidad en tensión y corriente, que aunque no los proporcione, la norma citada anteriormente nos dice que, el coeficiente de bifacialidad en tensión debe de ser muy próximo a la unidad y el coeficiente de bifacialidad en corriente debe de ser próximo al coeficiente de bifacialidad en potencia.

Tabla 10. Coeficientes de bifacialidad de potencia de los módulos fotovoltaicos.

MÓDULO	REFERENCIA	P _{max.f} (W)	P _{max.r} (W)	Coeficiente de bifacialidad
1	805K5KF192AP	388,2	276,34	71,18 %
2	805K5RT192YF	381,42	273,53	71,71 %
3	805K5JC192DU	377,17	271,97	72,11 %
4	805K5GX192YR	380,81	283,34	74,40 %
5	805K5BM192YP	398,00	271,98	68,33 %
6	805K5LS1A03F	374,66	266,92	71,24 %
7	805K5JC1A02U	385,74	264,83	68,65 %
8	805K5RT192E0	391,11	265,65	67,92 %

Tabla 11. Coeficientes de bifacialidad de corriente de los módulos fotovoltaicos.

MÓDULO	REFERENCIA	Isc _f (A)	Isc _r (A)	Coeficiente de bifacialidad
1	805K5KF192AP	10,41	7,66	73,58 %
2	805K5RT192YF	10,65	7,78	73,05 %
3	805K5JC192DU	10,33	7,58	73,38 %
4	805K5GX192YR	10,38	7,75	74,66 %
5	805K5BM192YP	10,38	7,64	73,6 %
6	805K5LS1A03F	10,41	7,69	73,87 %
7	805K5JC1A02U	10,35	7,63	73,71 %
8	805K5RT192E0	10,42	7,57	72,65 %

Tabla 12. Coeficientes de bifacialidad de tensión de los módulos fotovoltaicos.

MÓDULO	REFERENCIA	Voc _f (V)	Voc _r (V)	Coeficiente de bifacialidad
1	805K5KF192AP	49,11	48,55	98,86 %
2	805K5RT192YF	48,10	48,45	100,72 %
3	805K5JC192DU	48,62	48	98,72 %
4	805K5GX192YR	48,95	49,01	100,12 %
5	805K5BM192YP	49,56	49,07	99,01 %
6	805K5LS1A03F	47,53	47,45	99,83 %
7	805K5JC1A02U	48,75	48,01	98,48 %
8	805K5RT192E0	49,05	48,16	98,18 %