

PROYECTO FIN DE GRADO

TÍTULO: Estudio del IAM en módulos comerciales de distinta tecnología fotovoltaica

AUTOR/A: David Jiménez Jiménez

TITULACIÓN: Ingeniería Electrónica de comunicaciones

DIRECTOR/A: Celena Lorenzo Navarro

TUTOR/A: Laura Barrutia Poncela

DEPARTAMENTO: EFF

VºBº TUTOR/A

Miembros del Tribunal Calificador:

PRESIDENTE/A: Pablo Ramírez Ledesma

TUTOR/A: Laura Barrutia Poncela

SECRETARIO/A: María Pilar Ochoa Pérez

Fecha de lectura: 23/07/2024

Calificación:

El Secretario/La Secretaria,

Resumen

La energía solar fotovoltaica se destaca como una de las principales fuentes de energía limpia, renovable e inagotable a nivel mundial. Representa un avance significativo en el desarrollo de métodos sostenibles para la generación de energía y ofrece una solución viable a la crisis mundial provocada por la escasez de recursos.

Para comprender esta fuente de energía, es crucial entender su proceso de obtención. La energía solar fotovoltaica se genera a través de módulos solares, dispositivos diseñados para captar la energía del sol y transformarla en electricidad sostenible. Sin embargo, numerosos factores pueden afectar su rendimiento, y en algunos casos, reducir significativamente su eficiencia. Entre los factores más relevantes se encuentra el material del que está hecho, la temperatura a la que está expuesto y el ángulo de incidencia de la luz solar.

Por consiguiente, el objetivo de este proyecto es analizar la respuesta angular de diferentes módulos fotovoltaicos todos ellos basados en silicio pero con distinta tecnología de fabricación en función del ángulo de incidencia de la luz solar. Más concretamente, el propósito de este estudio es analizar la medida del llamado "Incidence Angle Modifier" (IAM) en módulos fotovoltaicos comerciales "limpios" desarrollados con diversas tecnologías basadas en silicio. Aunque las medidas del IAM están recogidas en la norma IEC-62125, el grupo de sistemas fotovoltaicos ha diseñado un método de ensayo basado en medidas relativas al IAM.

En consecuencia, este proyecto busca validar el método de ensayo de medida relativa de IAM desarrollado por el grupo de sistemas fotovoltaicos del IES-UPM, utilizando el modelo Martin-Ruiz para obtener un único coeficiente de ajuste de las curvas experimentales (el coeficiente a_r) con el que evaluar las pérdidas por IAM. Este modelo está implementado en la herramienta SISIFO desarrollada por el grupo de Sistemas Fotovoltaicos del IES-UPM.

Abstract

Photovoltaic solar energy stands out as one of the main sources of clean, renewable, and inexhaustible energy worldwide. It represents a significant advancement in the development of sustainable methods for energy generation and offers a viable solution to the global crisis caused by resource scarcity.

To understand this energy source, it is crucial to comprehend its acquisition process. Photovoltaic solar energy is generated through solar modules, devices designed to capture solar energy and convert it into sustainable electricity. However, numerous factors can affect their performance and, in some cases, significantly reduce their efficiency. Among the most relevant factors are the material it is made of, the temperature to which it is exposed, and the angle of incidence of sunlight.

Consequently, the objective of this project is to analyze the angular response of different photovoltaic modules based on the angle of incidence of sunlight, which varies according to the technology used in their manufacture. More specifically, the purpose of this study is to analyze the measure of the "Incidence Angle Modifier" (IAM) in "clean" commercial photovoltaic modules developed with various silicon-based technologies. Although IAM measurements are outlined in the IEC-62125 standard, the photovoltaic systems group has designed a test method based on relative IAM measurements.

Consequently, this project seeks to validate the relative IAM measurement test method developed by the photovoltaic systems group, using the Martin-Ruiz model to obtain a single fitting coefficient of the experimental curves (a_r , coefficient) with which to evaluate the IAM losses. This model is implemented in the SISIFO tool developed by the Photovoltaic Systems group of IES-UPM.

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Clasificación de las características de los módulos empleados en el proyecto.</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 2. Parámetros medidos y en CEM del módulo DUT1.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 3. Parámetros medidos y en CEM del módulo DUT1.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 4. Valor de 10 resistencias shunt</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 5. Comparación de los distintos coeficientes ar obtenidos</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 6. Variación de la irradiación eficaz debido al parámetro ar para DUT1.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 7. Variación de la irradiación eficaz debido al parámetro ar para DUT2.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 8. Variación de la irradiación eficaz debido al coeficiente ar.....</i>	<i>49</i>

Índice de acrónimos

AIE.....	Agencia Internacional de la Energía
AR.	AntiReflectante
ASHRAE.	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
CEM.	Condiciones Estándar de Medida
EVA.	Etil Vinil Acetato
HJT.	Heterojunction
IAM.	Incidence Angle Modifier
IBC.	Interdigitated Back Contact
IEC.	International Electrothechnical Comission
IES.	Instituto de Energía Solar
LID.....	Light Induced Degradation
PERC.	Passivated Emitter Rear Cell
UPM.	Universidad Politécnica de Madrid
ar.	Coeficiente antireflectante
Isc.	Current at Short Circuit
Voc.	Open-Circuit Voltage
Geff.	Irradiancia eficaz
D(0).	Irradiancia difusa a 0º
G(0).	Irradiancia global a 0º
B(0).	Irradiancia directa a 0º

Índice de figuras

FIGURA 1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PRODUCIDA EN ESPAÑA DESDE 2010 HASTA 2023 [1]	1
FIGURA 2. ILUSTRACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA CÉLULA FOTOVOLTAICA [7]	5
FIGURA 3. CÉLULA DE SILICIO MONOCRISTALINO [8]	7
FIGURA 4. CÉLULA DE SILICIO POLICRISTALINO [9]	7
FIGURA 5. CÉLULA DE PELÍCULA DELGADA [10]	7
FIGURA 6. CÉLULA DE PEROVSKITA [11]	8
FIGURA 7. ESTRUCTURA DE CÉLULA CON TECNOLOGÍA PERC [12]	10
FIGURA 8. ESTRUCTURA DE LA CÉLULA CON TECNOLOGÍA HJT [13].	11
FIGURA 9. PARTES DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO [14]	13
FIGURA 10. CURVA CARACTERÍSTICA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO	14
FIGURA 11. REPRESENTACIÓN DE PÉRDIDAS POR IAM EN LA SUPERFICIE DE UN MÓDULO [16]	16
FIGURA 12. CURVA IAM DE UN MÓDULO ASTRONERGY	17
FIGURA 13. GRIETA SUPERFICIAL EN VIDRIO DE UN MÓDULO	20
FIGURA 14. DECOLORACIÓN DEL ENCAPSULANTE EN CELDAS DE SILICIO	20
FIGURA 15. EJEMPLO DE VIDA ÚTIL DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO	22
FIGURA 16. TRAZADOR DE CURVAS I-V E-1500	24
FIGURA 17. SENSOR INTELIGENTE E-SENS	24
FIGURA 18. MONTAJE PARTE TRASERA DE CARACTERIZACIÓN DE CURVA I-V	24
FIGURA 19. MONTAJE PARTE DELANTERA DE CARACTERIZACIÓN DE CURVA I-V	24
FIGURA 20. RESISTENCIA SHUNT	25
FIGURA 21. FUENTE DE ALIMENTACIÓN	25
FIGURA 22. MULTÍMETRO DIGITAL FLUKE 115	25
FIGURA 23. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO	26
FIGURA 24. CAJETÍN DE 8 CANALES	27
FIGURA 25. REGISTRADOR DE DATOS KEYSIGHT	27
FIGURA 26. PIRHELÍOMETRO PARA MEDIR LA RADIACIÓN DIRECTA	29
FIGURA 27. PIRANÓMETRO MEDIR PARA LA RADIACIÓN GLOBAL	29
FIGURA 28. EJEMPLO DE PARÁMETROS IAM PROPORCIONADO POR EL FABRICANTE EN EL DOCUMENTO PANFile	31
FIGURA 29. INTERFAZ DEL SIMULADOR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SISIFO	32
FIGURA 30. MÓDULOS SOMETIDOS A DEGRADACIÓN POR LID	33
FIGURA 31. CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO DUT1	34
FIGURA 32. CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO DUT2	35
FIGURA 33. ESTRUCTURA FIJA CON INCLINACIÓN DE 40º	37
FIGURA 34. ESTRUCTURA MÓVIL CON INCLINACIÓN DE 37º	37
FIGURA 35. PAREJA DE MÓDULOS DUT1 (LONGI) Y REF1 (YINGLI)	38
FIGURA 36. CURVA EXPERIMENTAL RATIO VS ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA DUT1 Y REF1	39
FIGURA 37. PAREJA DE MÓDULOS DUT1 (LONGI) Y REF2 (SILIKEN)	40
FIGURA 38. CURVA EXPERIMENTAL RATIO VS ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA DUT1 Y REF2	40
FIGURA 39. PAREJA DE MÓDULOS DUT2 (BURGER) Y REF1 (YINGLI)	41
FIGURA 40. CURVA EXPERIMENTAL RATIO VS ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA DUT2 Y REF1	41
FIGURA 41. AJUSTE DE LA CURVA EXPERIMENTAL A LA SIMULADA PARA EL DÍA 23 DE SEPTIEMBRE.	43
FIGURA 42. AJUSTE DE LA CURVA EXPERIMENTAL A LA SIMULADA PARA EL DÍA 15 DE DICIEMBRE	43
FIGURA 43. AJUSTE DE LA CURVA EXPERIMENTAL A LA SIMULADA PARA EL DÍA 17 DE FEBRERO	44
FIGURA 44. AJUSTE DE LA CURVA IAM DE DUT1 SEGÚN EL FABRICANTE MEDIANTE EL MODELO MARTÍN-RUIZ	45
FIGURA 45. AJUSTE DE LA CURVA IAM DE DUT2 SEGÚN EL FABRICANTE MEDIANTE EL MODELO MARTÍN-RUIZ	46
FIGURA 46. MÓDULO FOTOVOLTAICO BURGER MEYER BLACK	51
FIGURA 47. MÓDULO FOTOVOLTAICO LONGI LR4-60HPH	51
FIGURA 48. ESTRUCTURA CONFIGURABLE PARA 30, 40 Y 50º	52
FIGURA 49. OBJETIVO DE DESARROLLO SOSTENIBLE N° 7	54

FIGURA 50. OBJETIVO DE DESARROLLO SOSTENIBLE N° 13	54
FIGURA 51. AJUSTE DE LA CURVA EXPERIMENTAL A LA SIMULADA PARA LOS DÍAS 23 Y 25 DE SEPTIEMBRE.....	69
FIGURA 52. AJUSTE DE LA CURVA EXPERIMENTAL A LA SIMULADA PARA LOS DÍAS 16 Y 17 DE DICIEMBRE	70
FIGURA 53. FIGURA 52. AJUSTE DE LA CURVA EXPERIMENTAL A LA SIMULADA PARA LOS DÍAS 19 Y 20 DE FEBRERO	71
FIGURA 54. DESGLOSE DE IRRADIACIONES ANUAL PARA MÓDULOS DUT1 INCORPORANDO EN SISIFO EL COEFICIENTE AR EXPERIMENTAL	72
FIGURA 55. DESGLOSE DE PÉRDIDAS ANUAL PARA MÓDULOS DUT1 INCORPORANDO EN SISIFO EL COEFICIENTE AR EXPERIMENTAL .	72
FIGURA 56. DESGLOSE DE IRRADIACIONES ANUAL PARA MÓDULOS DUT1 INCORPORANDO EN SISIFO EL COEFICIENTE AR DEL FABRICANTE	73
FIGURA 57. DESGLOSE DE PÉRDIDAS ANUAL PARA MÓDULOS DUT1 INCORPORANDO EN SISIFO EL COEFICIENTE AR DEL FABRICANTE	73
FIGURA 58. DESGLOSE DE IRRADIACIONES ANUAL PARA MÓDULOS DUT2 INCORPORANDO EN SISIFO EL COEFICIENTE AR EXPERIMENTAL	74
FIGURA 59. DESGLOSE DE PÉRDIDAS ANUAL PARA MÓDULOS DUT2 INCORPORANDO EN SISIFO EL COEFICIENTE AR EXPERIMENTAL .	74
FIGURA 60. DESGLOSE DE IRRADIACIONES ANUAL PARA MÓDULOS DUT2 INCORPORANDO EN SISIFO EL COEFICIENTE AR DEL FABRICANTE	75
FIGURA 61. DESGLOSE DE PÉRDIDAS ANUAL PARA MÓDULOS DUT2 INCORPORANDO EN SISIFO EL COEFICIENTE AR DEL FABRICANTE	75

Índice de contenidos

Resumen	i
Abstract.....	iii
Índice de tablas	iv
Índice de acrónimos	v
Índice de figuras	vi
1. Introducción.....	1
2. Marco tecnológico.....	5
2.1 Qué es la energía solar fotovoltaica	5
2.2 La célula solar	5
2.3 Tipos de células según su material	6
2.4 Tipos de células según su tecnología.....	9
2.5 El módulo fotovoltaico.....	12
2.6 Medida relativa del IAM	16
3. Descripción de la solución propuesta	19
3.1 Procedimiento. Inspección visual	19
3.2 Procedimiento. Degradación por LID	21
3.3 Procedimiento. Determinación de la potencia máxima en CEM	23
3.4 Procedimiento. Calibración de resistencias shunt	25
3.5 Procedimiento. Montaje de la estructura y conexionado.....	26
3.6 Procedimiento. Medidas experimentales.	28
3.7 Procedimiento. Simulación con SISIFO	32
4. Resultados	33
4.1 Inspección visual	33
4.2 Degradación por LID	33
4.3 Determinación de la potencia máxima en CEM	34
4.4 Calibración de resistencias shunt	36
4.5 Montaje de la estructura y conexionado.....	36
4.6 Medidas experimentales	38
4.6.1 Representación de datos experimentales	38
4.6.2 Ajustes experimentales con el modelo Martín-Ruiz. Cálculo del coeficiente <i>ar</i>	42
4.6.3 Ajuste de la curva IAM según fabricante. Cálculo del nuevo <i>ar</i> según los datos del fabricante.	45
4.7 Simulación con SISIFO	48
5. Presupuesto	51
6. Impacto del proyecto	53
7. Conclusiones	55
8. Trabajos futuros	57

9.	Referencias	59
Anexo.....	61	
A.1	Hoja de especificaciones módulo LONGi LR4-60HPH	61
A.2	Hoja de especificaciones módulo Meyer Burger Black.....	63
A.3	Hoja de especificaciones módulo Yingli Solar	65
A.4	Hoja de especificaciones módulo Siliken	67
A.5	Cálculo del coeficiente <i>ar</i> experimental	69
A.6	Resultados SISIFO	72

1. Introducción

La energía fotovoltaica ha emergido como una pieza clave en la transición energética mundial y en España, como se refleja en la Figura 1 [1]. Su crecimiento exponencial en los últimos años ha transformado el panorama energético, con un aumento significativo en la capacidad instalada. Informes destacados, como el de la Agencia Internacional de Energía (AIE), subrayan su papel fundamental para alcanzar los objetivos de sostenibilidad y reducción de emisiones, consolidándola como una alternativa imprescindible en el mix energético global y local.

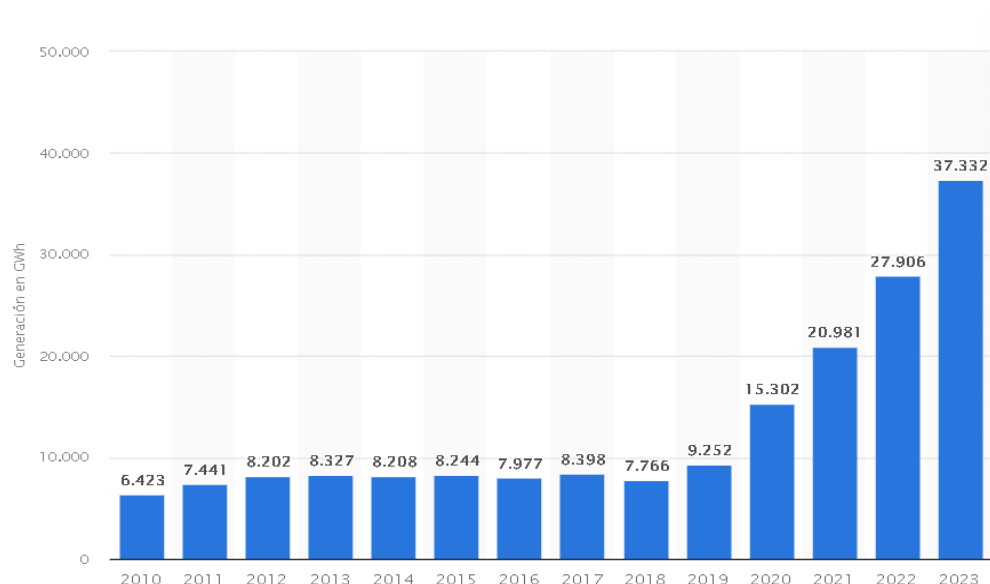


Figura 1. Energía solar fotovoltaica producida en España desde 2010 hasta 2023 [1]

Sin embargo, este tipo de energía también enfrenta pérdidas en la producción, que deben ser cuantificadas con la finalidad última de poder maximizar la rentabilidad. Los diversos parámetros que determinan las características y el funcionamiento de un módulo fotovoltaico bajo condiciones de luz solar real deben ser analizados minuciosamente para su posterior simulación, con el objetivo de estimar con baja incertidumbre la producción energética de cualquier planta fotovoltaica.

Entre los numerosos parámetros a considerar, este estudio se ha enfocado en el modificador del ángulo de incidencia (**IAM**, Incidence Angle Modifier), el cual está relacionado con las pérdidas ópticas que ocurren cuando el ángulo entre el rayo incidente sobre una superficie (la superficie frontal del módulo fotovoltaico) y la normal a dicha superficie, θ , es diferente de cero. Las pérdidas asociadas al IAM tienen dos contribuciones principales. Por un lado, están las pérdidas por reflexión, que son mayormente controladas por la interfaz entre el aire y la primera capa del módulo fotovoltaico. Por otro lado, están las pérdidas ocasionadas por la acumulación de partículas de polvo sobre la superficie de los

módulos en condiciones reales de operación, fenómeno conocido como soiling. Este trabajo se enfoca en el estudio del IAM considerando únicamente la primera contribución, es decir, las pérdidas por reflexión, sin tener en cuenta los efectos de la suciedad. Para ello, se ha trabajado siempre con módulos perfectamente limpios. Las pérdidas por IAM se producen debido a la refracción de la luz solar al atravesar el material semiconductor del módulo fotovoltaico. Cuando los rayos solares inciden perpendicularmente a la superficie del módulo, la cantidad de luz absorbida es máxima, ya que atraviesa una menor cantidad de material semiconductor. Sin embargo, cuando los rayos llegan con un ángulo oblicuo, deben atravesar una mayor distancia a través del semiconductor, lo que aumenta las posibilidades de que parte de la luz se refleje o se disperse antes de ser absorbida. En este contexto que se decide emplear revestimientos antirreflectantes (**AR**) sobre la superficie del vidrio que compone los módulos fotovoltaicos. Dichos revestimientos tienen como propósito disminuir la refracción de la luz que atraviesa el módulo, evitando su dispersión y, en consecuencia, minimizando las pérdidas energéticas. En este sentido, se plantea llevar a cabo una comparación experimental entre dos módulos fotovoltaicos, uno con capa AR y otro sin ella, instalados en una estructura fija, con el objetivo de cuantificar las pérdidas asociadas y evaluar el impacto de la implementación de estas capas en la eficiencia del sistema. Cabe destacar que las medidas adoptadas para llevar a cabo este experimento se basan en la norma IEC 61853-2 que hace referencia a los procedimientos de prueba para medir el efecto de la variación del ángulo de incidencia y los espectros de luz solar, así como la estimación de la temperatura del módulo a partir de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento. No obstante, existen dos diferencias significativas entre el procedimiento elegido y la norma: el ensayo: se hace uso de medidas relativas (por comparación de dos módulos limpios coplanarios, el módulo a medir con capa AR + vidrio, y otro de referencia, formado por vidrio estándar, cuyo IAM es bien conocido) en lugar de medidas absolutas. Además, se emplea una estructura estática en vez de un seguidor, siendo este último mucho más caro y complejo de manejar.

De modo que es necesario el empleo de un modelo matemático capaz de poder validar de forma precisa las pérdidas por refracción en el módulo fotovoltaico. La mayoría de los softwares fotovoltaicos incluyen algún modelo matemático que hace uso de ecuaciones desde un enfoque empírico para contabilizar estas pérdidas por IAM. Los modelos que se apoyan en este tipo de soluciones empíricas son tales como el modelo ASHRAE [2], caracterizado por emplear una ecuación muy simple para sus cálculos; o el modelo Sandia [3], que hace uso de un conjunto de coeficientes derivados empíricamente y una ecuación polinómica de quinto orden para el ajuste. También cabe destacar el famoso modelo de Fresnel, que ha sido ampliamente utilizado en programas de simulación como PVSyst [4]. Es

entonces cuando surge el modelo de Martin-Ruiz [5], que deriva del tratamiento matemático de las ecuaciones de Fresnel e incluye soluciones analíticas para las componentes de irradiación difusa y reflejada y, por tanto, tiene en cuenta sus respectivas extensiones angulares. En consecuencia, se presenta como un modelo analítico robusto, preciso y confiable que contempla pérdidas tanto por reflexión como por suciedad.

El modelo Martin-Ruiz es por tanto un modelo empírico, con un parámetro a_r que permite el ajuste de la función (1) a resultados experimentales. La expresión es la siguiente, define θ_i

$$IAM(\theta_i) = 1 - \frac{\exp\left(-\frac{\cos\theta_i}{a_r}\right) - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)}{1 - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)} \quad (1)$$

La estructura del proyecto se compone de varias etapas fundamentales. Inicialmente, se presenta una visión general de la energía fotovoltaica, así como una descripción detallada del módulo fotovoltaico en cuestión. Posteriormente, se procede a examinar los diferentes tipos de módulos utilizados en el experimento, junto con los materiales necesarios para la construcción de la estructura y las conexiones del módulo. Además, se identifican los instrumentos requeridos para calibrar las resistencias shunts utilizadas para medir corrientes eléctricas y caracterizar los módulos sometidos a ensayo.

En una fase subsiguiente, se detallan los procedimientos para adquirir y procesar la información obtenida de los módulos solares, utilizando el software Matlab para este propósito. Finalmente, se lleva a cabo un análisis de las soluciones obtenidas, destacando las conclusiones clave del proyecto y su relevancia para futuras investigaciones y proyectos. Se hace hincapié en el impacto potencial de los resultados en estimar con baja incertidumbre la producción energética de cualquier planta fotovoltaica, subrayando la importancia de mejorar la estimación de producción energética para reducir la incertidumbre de la planta FV

2. Marco tecnológico

2.1 Qué es la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una forma de energía renovable que convierte la luz solar directamente en electricidad mediante el uso de células fotovoltaicas hechas de materiales semiconductores. Además, un conjunto de células conforma un módulo fotovoltaico.

2.2 La célula solar

El módulo solar fotovoltaico está compuesto por células fotovoltaicas, que son los elementos fundamentales que producen energía a partir de la radiación solar. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico [6], un fenómeno físico en el cual la energía luminosa se transforma en energía eléctrica. Cuando la luz incide en un material semiconductor, se produce la generación de electricidad [7]. Este proceso es esencial para el aprovechamiento de la energía solar, permitiendo convertir la luz del sol en una fuente de energía utilizable.

Como se esboza en la Figura 1, la luz penetra en la célula fotovoltaica en forma de fotones. Aquellos fotones que poseen suficiente energía generan pares electrón-hueco, permitiendo a los electrones atravesar la región de depleción (depletion zone). Estos pares contribuyen a la generación de corriente eléctrica cuando se conecta una carga entre ambas regiones de la célula. De esta manera, la energía luminosa se convierte eficientemente en energía eléctrica, aprovechando el fenómeno del efecto fotovoltaico para producir electricidad.

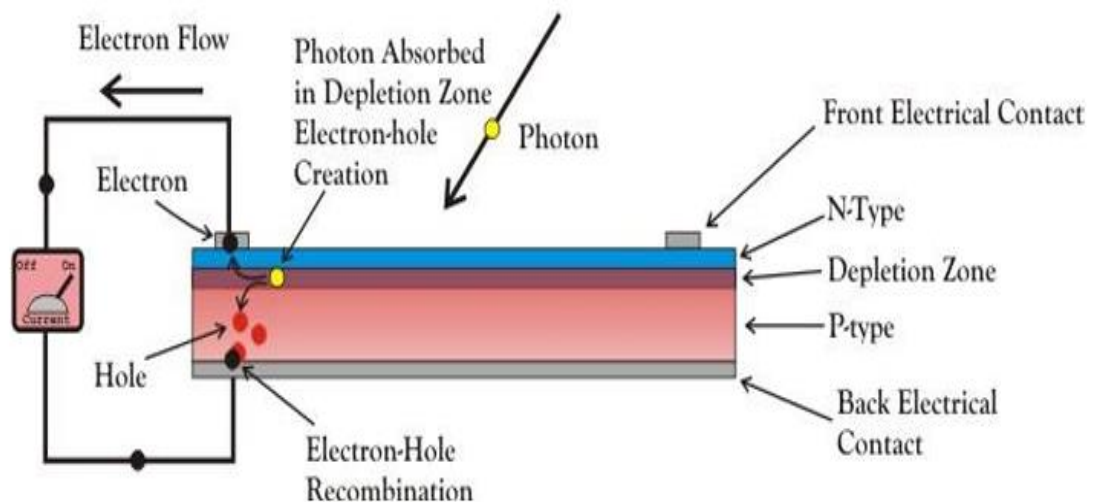


Figura 2. Ilustración del funcionamiento de la célula fotovoltaica [7]

2.3 Tipos de células según su material

Actualmente, se emplean principalmente dos tipos de células solares de silicio: monocristalinas y policristalinas. Aunque existen otras tecnologías de fabricación de células solares, como las de película fina, las orgánicas y las de perovskita, las células solares de silicio monocristalinas y policristalinas son, con mucho, las más comunes tanto en aplicaciones residenciales como comerciales. Estas dos variedades de células solares prevalecen en el mercado debido a su alta eficiencia, fiabilidad y disponibilidad, lo que las convierte en la opción preferida para la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas en hogares y negocios.

- o Célula de silicio monocristalino (Mono-Si) y policristalino (Poly-Si): Una célula solar monocristalina (véase Figura 3) se fabrica a partir de un único cristal de silicio. En contraste, las células solares policristalinas (véase Figura 4) se producen mediante la fusión de numerosos fragmentos de cristales de silicio. Esta diferencia en su fabricación conduce a dos diferenciadores clave entre ambas tecnologías. En términos de eficiencia, las células solares monocristalinas suelen tener rendimientos superiores en comparación con sus homólogas policristalinas. Esto se debe a que el silicio monocristalino está alineado uniformemente, lo que facilita el flujo de electrones generados por el efecto fotovoltaico. En cambio, las células policristalinas contienen fragmentos de silicio orientados en diversas direcciones, lo que dificulta ligeramente el flujo de electricidad. No obstante, los módulos solares fabricados con células policristalinas suelen ser más económicos que las opciones monocristalinas. Esto se debe a que el proceso de producción de las células policristalinas es más sencillo y requiere menos procedimientos especializados



Figura 3. Célula de silicio monocristalino [8]

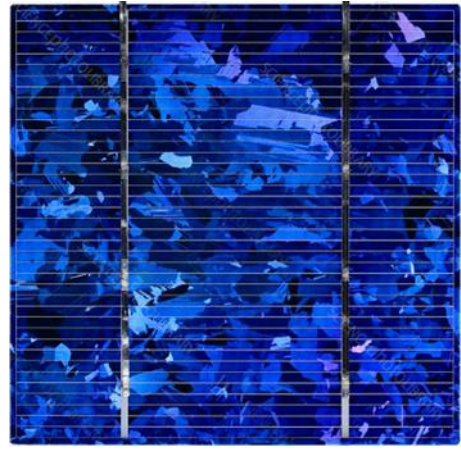


Figura 4. Célula de silicio policristalino [9]

- o Célula de película delgada: se caracterizan por ser considerablemente más delgadas y ligeras, a menudo flexibles, pero sin perder durabilidad. Cuatro materiales comunes se emplean en la fabricación de estas células: telururo de cadmio (CdTe), silicio amorfo (a-Si), seleniuro de cobre, indio y galio (CIGS), y arseniuro de galio (GaAs). A pesar de sus ventajas en términos de peso y flexibilidad, las células solares de película delgada (véase Figura 5) no son tan populares como las opciones tradicionales de silicio cristalino, especialmente para instalaciones residenciales y comerciales. En particular, para las aplicaciones residenciales, estos módulos siguen estando rezagados en eficiencia en comparación con los módulos de silicio. Para la mayoría de los hogares y empresas, esto se traduce en una capacidad insuficiente para producir la cantidad de electricidad necesaria. Sin embargo, las células solares de película delgada pueden ser una opción atractiva para industrias con grandes superficies disponibles para la instalación de módulos, aprovechando así sus características distintivas.

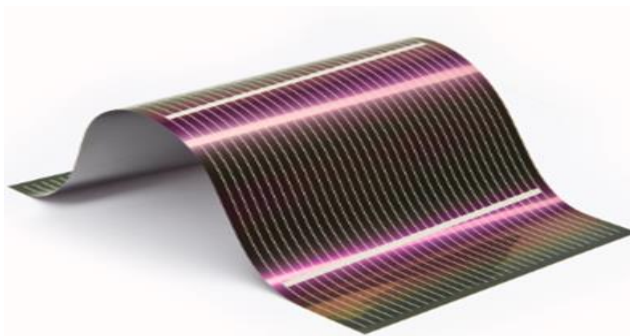


Figura 5. Célula de película delgada [10]

- o Célula orgánica: La característica distintiva principal de las células solares orgánicas radica en su composición: a diferencia de los módulos solares

tradicionales y de película delgada, que están hechos de silicio u otros compuestos similares, las células solares orgánicas están compuestas por materiales a base de carbono. Por esta razón, a menudo se les denomina "células solares de plástico" o "células solares de polímero". Estas células solares orgánicas ofrecen flexibilidad, durabilidad e incluso pueden ser fabricadas de manera transparente, ampliando así su potencial de aplicación en diversas áreas.

- o Célula de perovskita: Una perovskita es un material cuya estructura cristalina coincide con la del compuesto de óxido de calcio y titanio, funcionando como un semiconductor que recuerda al silicio. Esto da lugar a una variante de módulo solar de película delgada. Aunque las células solares de perovskita (véase Figura 6) no se encuentran todavía ampliamente disponibles en el mercado, al igual que las células solares orgánicas, destacan por sus bajos costos de producción y su elevado potencial de eficiencia. Estas características las posicionan como una opción prometedora a medida que la industria solar sigue creciendo y desarrollando tecnologías más avanzadas para la generación de energía.



Figura 6. Célula de Perovskita [11]

2.4 Tipos de células según su tecnología

Atendiendo al tipo de **tecnología** que emplean las células, éstas a su vez pueden clasificarse en varios tipos.

- o Célula con tecnología **PERC** (Passivated Emitter Rear Cell) [8]: las células que emplean esta tecnología (véase Figura 7) son notablemente más eficientes, lo que permite que los módulos fotovoltaicos fabricados con estas células conviertan la luz solar en electricidad de manera más efectiva. Esto se debe a la incorporación de una capa de pasivación en la parte posterior de las células, la cual refleja los electrones hacia la parte frontal, donde se produce el efecto fotoeléctrico. Estas células pueden ser de silicio monocristalino o policristalino. Uno de los principales beneficios de la capa de pasivación es la reflexión de la luz que atraviesa la célula sin ser absorbida, permitiendo un segundo intento de absorción. Este reflejo aumenta la cantidad de radiación solar absorbida por la célula de silicio, mejorando así su eficiencia. Otro beneficio significativo es la reducción de la recombinación de electrones. La capa de pasivación disminuye esta recombinación, permitiendo un movimiento más libre de los electrones a través de la célula solar y, por lo tanto, optimizando la eficiencia. En otras palabras, la célula solar PERC minimiza la recombinación de electrones para mejorar su rendimiento. Además, la tecnología PERC reduce la absorción de calor. Normalmente, una oblea de silicio en una célula solar solo absorbe luz en longitudes de onda entre 400 y 1180 nanómetros, mientras que las longitudes de onda superiores atraviesan el silicio y son absorbidas por la lámina de metal posterior, generando calor. La capa de pasivación, sin embargo, está diseñada para reflejar la luz con longitudes de onda superiores a 1180 nanómetros, reduciendo así la energía térmica en la célula solar y aumentando su eficiencia.

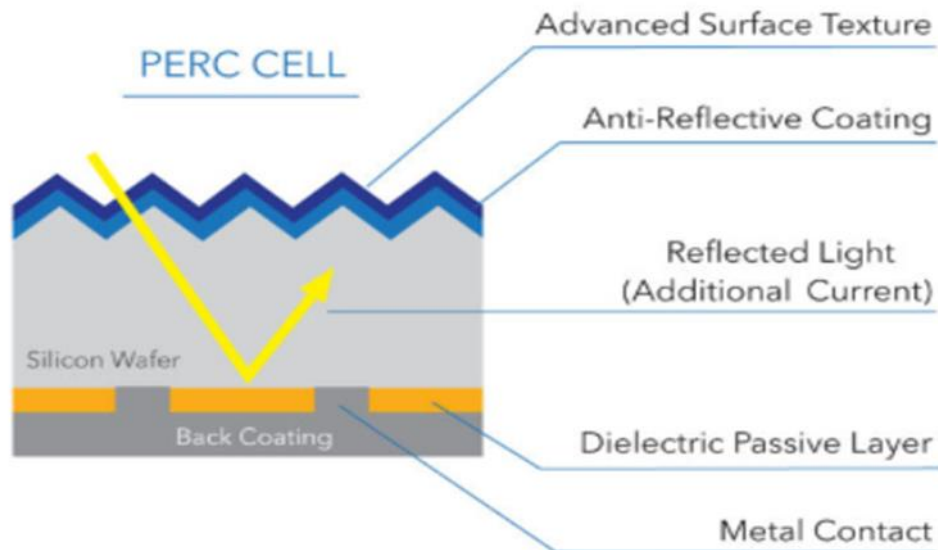


Figura 7. Estructura de célula con tecnología PERC [12]

- o Célula con tecnología **HJT** (Heterojunction Solar cells) [9]: combina dos tipos distintos de silicio en una sola célula solar: una célula de silicio cristalino se intercala entre dos capas de silicio amorfo de película delgada. Esta configuración única permite aprovechar las ventajas de ambos tipos de silicio, dando lugar a una estructura que optimiza la eficiencia y el rendimiento fotovoltaico. En la industria solar actual, la tecnología de heterounión se destaca como el método más efectivo para aumentar significativamente la eficiencia y la potencia de salida de las células solares. Este enfoque supera incluso el rendimiento de las células solares PERC, que son ampliamente reconocidas como la tecnología de referencia en la industria solar. La clave de su éxito radica en la combinación estratégica de las capacidades de absorción de película delgada del silicio amorfo y las propiedades de pasivación, junto con las ventajas inherentes de las células solares de silicio cristalino. Los módulos solares de heterounión se construyen con tres capas de materiales fotovoltaicos específicos (véase Figura 8): una capa de silicio cristalino ubicada entre dos capas de silicio amorfo de película delgada. En este diseño, la capa superior de silicio amorfo está diseñada para capturar la luz solar directa antes de que ésta alcance la capa cristalina. Además, aprovecha la luz que se refleja desde las capas inferiores. La capa de silicio monocristalino en el centro de la estructura es crucial, ya que convierte la mayor parte de la luz solar absorbida en electricidad. Finalmente, detrás del silicio cristalino, hay otra capa de silicio amorfo de película delgada, que está posicionada para capturar cualquier fotón adicional que haya pasado a través de las dos

primeras capas, optimizando así la captación de luz solar en todo el módulo.

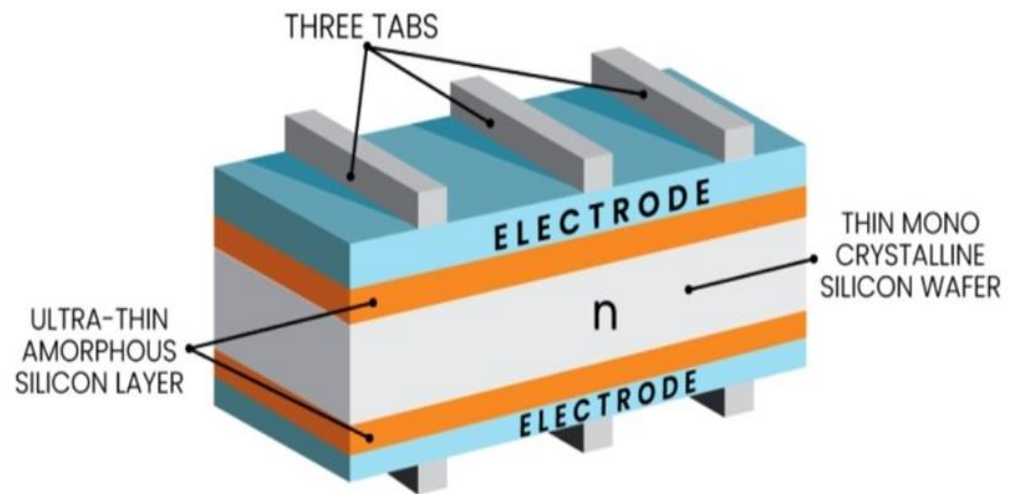


Figura 8. Estructura de la célula con tecnología HJT [13].

- o Para fabricar las estructuras eléctricas de las células solares de heterounión, se requiere aplicar capas delgadas de silicio amorfo intrínseco y dopado con fósforo en ambos lados de las células solares tipo n. Estas capas son fundamentales para facilitar la absorción y conversión de la luz solar en electricidad. Además, se utilizan capas de óxido conductor transparente (TCO) que ayudan a recolectar la energía generada por las células. En el caso de las células solares tipo p, existe la posibilidad de doparlas con boro. Este proceso dopante es crucial para ajustar las propiedades eléctricas de las células y mejorar su eficiencia en la conversión de la luz solar en electricidad.
- o Las células solares de heterounión ofrecen beneficios significativos en términos de eficiencia y rendimiento térmico. Actualmente disponibles en el mercado con eficiencias que oscilan entre el 19,9% y el 22%, como las placas solares HiHero de Canadian Solar que alcanzan hasta un 22% de eficiencia, representan una mejora notable sobre las células monocristalinas convencionales. Aunque se han logrado eficiencias superiores al 25% en entornos de laboratorio, estas células aún muestran un rendimiento robusto en condiciones reales. Además, su coeficiente de temperatura más bajo, aproximadamente $-0,23\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ en comparación con $-0,35\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ de los módulos estándar, significa que pierden menos energía a medida que aumenta la temperatura, haciéndolos ideales para climas más cálidos.

- o Células con tecnología **IBC** (Interdigitated Back Contact): presenta una innovación significativa en el diseño de células fotovoltaicas. En estas células, el emisor de energía está ubicado completamente en la parte posterior, lo que minimiza el impacto de las sombras en la parte frontal de las células solares. Esta disposición contribuye a aumentar la eficiencia potencial de las células, lo que a su vez se traduce en un mayor rendimiento y ahorro energético.

2.5 El módulo fotovoltaico

Un módulo solar fotovoltaico está compuesto por varias células solares interconectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Está diseñado para generar energía eléctrica a partir de la luz solar mediante el efecto fotovoltaico. En su salida de conexión, proporciona una corriente continua y está diseñado para operar a tensiones específicas como 6V, 12V, 24V, entre otros. Estas tensiones definen la forma en que el sistema fotovoltaico funcionará y se integrará con otros componentes del sistema eléctrico.

Las partes que constituyen un módulo fotovoltaico [14], según la Figura 9 son:

- o Células fotovoltaicas: son el componente central y más crucial de un módulo fotovoltaico, responsables de convertir la radiación solar en energía eléctrica. Estas células están protegidas mediante un encapsulado de vidrio reforzado y varias capas de material plástico para asegurar su durabilidad y resistencia a condiciones ambientales adversas.
- o Cubierta frontal: es la capa externa del módulo fotovoltaico diseñada principalmente para protegerlo de las condiciones meteorológicas adversas. Está fabricada con vidrio templado de bajo contenido en hierro, seleccionado por su alta capacidad de transmitir la radiación solar y su resistencia a impactos. El vidrio protector debe ser de alta calidad para asegurar el rendimiento óptimo del módulo a lo largo de su vida útil. Cabe mencionar que desde principios de la década de los 2000, se comenzó a investigar los revestimientos AR incorporados sobre este vidrio, no obstante, su uso se empezó a extender enormemente a partir de 2010, cuando los fabricantes de módulos solares comenzaron a implementarlas de manera rutinaria en la producción de módulos debido a la creciente competencia en el mercado. Es precisamente esta primera interfaz aire--capa AR-vidrio la que más afecta al IAM.
- o Capa encapsulante: es fundamental para proteger las células solares dentro del módulo fotovoltaico, permitiendo al mismo tiempo la transmisión de la radiación solar necesaria para la generación de

electricidad. Esta capa suele construirse con materiales como el etileno vinil acetato (EVA), que es comúnmente utilizado por su alta transparencia, flexibilidad y resistencia a la degradación por UV.

- o Marco de apoyo: en un módulo fotovoltaico cumple una función crucial al proporcionar estabilidad y permitir la configuración modular del conjunto. Generalmente fabricado en aluminio, este material se elige por su resistencia superior frente a diversas condiciones meteorológicas.
- o Protección posterior: en un módulo fotovoltaico tiene como objetivo principal resguardar la parte posterior del módulo de las condiciones climáticas adversas, especialmente de la humedad. Para ello, se emplean materiales como Tedlar (fluoruro de polivinilo), que facilita el reflejo de la luz solar hacia las células fotovoltaicas.
- o Caja de conexiones: en un módulo fotovoltaico es donde se concentran y conectan los cables que forman parte del circuito eléctrico (comúnmente conectores MC4). En instalaciones de mayor potencia, algunos módulos fotovoltaicos requieren una toma de tierra para asegurar un funcionamiento seguro y eficiente.

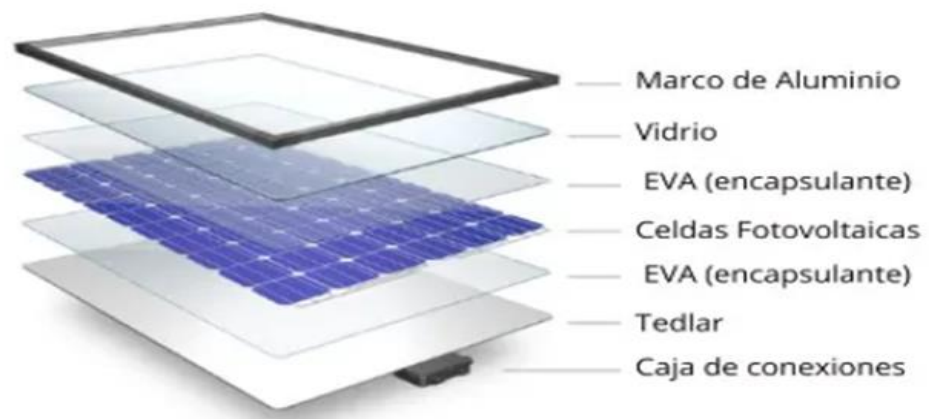


Figura 9. Partes de un módulo fotovoltaico [14]

Los parámetros esenciales que definen su funcionamiento y se reflejan en las hojas de especificaciones técnicas de cualquier módulo fotovoltaico, definiendo su curva I-V (o característica), como se esboza en la Figura 10 son:

- o I_{sc} : corriente de cortocircuito, se refiere a la corriente máxima que puede fluir a través del módulo fotovoltaico cuando los terminales están cortocircuitados, es decir, cuando no hay caída de tensión entre ellos
- o V_{oc} : tensión de circuito abierto, es el voltaje medido entre los terminales del módulo solar cuando no hay corriente fluyendo a través de él, es decir, cuando está en "circuito abierto".

- o V_{mp} (V_{pmax}): hace referencia a la tensión en el punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico. Es el valor de tensión a través de los terminales del módulo cuando está generando la máxima potencia eléctrica bajo condiciones específicas de irradiación solar y temperatura
- o I_{mp} (I_{pmax}): hace alusión a la corriente en el punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico. Es el valor de corriente que fluye a través de los terminales del módulo cuando está generando la máxima potencia eléctrica bajo condiciones específicas de irradiación solar y temperatura.
- o P_{max} : se refiere a la potencia máxima que un módulo fotovoltaico puede generar. Esta potencia está determinada por el punto de máxima potencia (MPP), que corresponde a la combinación óptima de tensión y corriente en la que el módulo produce la máxima potencia eléctrica bajo condiciones específicas de radiación solar y temperatura.

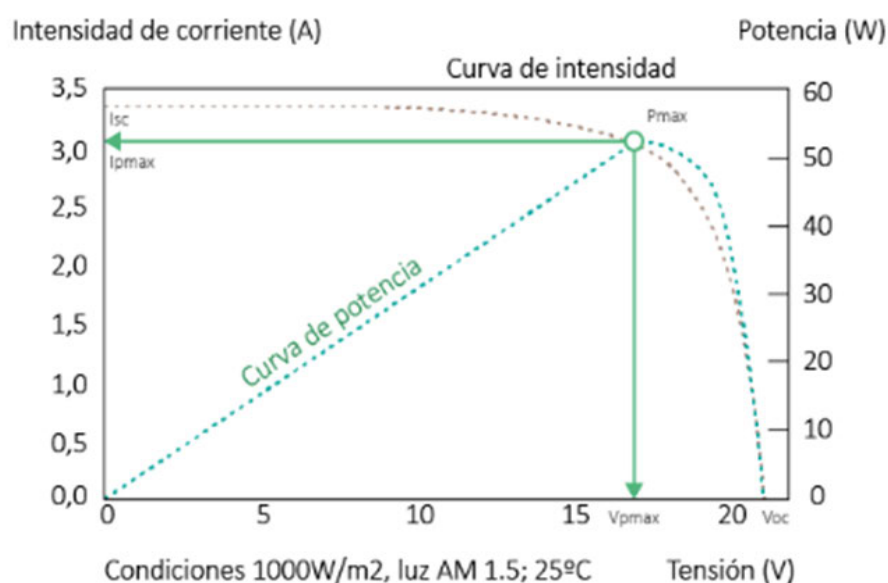


Figura 10. Curva característica de un módulo fotovoltaico

Además, cabe destacar que los fabricantes suelen proporcionar estos parámetros en **CEM** (Condiciones Estándar de Medida, o STC, Standard Test Conditions). Se trata de un conjunto de condiciones estandarizadas bajo las cuales se evalúan las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos. Estas condiciones incluyen:

- o Radiación Solar: 1000 W/m² de irradiación directa.
- o Temperatura de la célula: 25°C (77°F).
- o Espectro de la radiación: AM 1.5 (Air Mass 1.5), que es la longitud del camino tomado por la luz a través de la atmósfera normalizado a la ruta más corta posible

Otros parámetros fundamentales que definen el comportamiento de un módulo fotovoltaico son los coeficientes de temperatura son valores que indican cómo varían las características eléctricas de un módulo fotovoltaico en relación con cambios en la temperatura ambiente. Estos coeficientes se expresan típicamente en unidades de $\%/^{\circ}\text{C}$ y son:

- o Coeficiente de I_{sc} : es un coeficiente positivo que indica el cambio porcentual de la corriente de cortocircuito por cada grado Celsius de aumento en la temperatura ambiente. Formalmente, se expresa en $\%/^{\circ}\text{C}$ y se representa con la letra griega " α ".
- o Coeficiente de V_{oc} : Es un coeficiente negativo que indica el cambio porcentual de la tensión de circuito abierto por cada grado Celsius de aumento en la temperatura ambiente. Se expresa en $\%/^{\circ}\text{C}$ y se representa con la letra griega " β ".
- o Coeficiente de P_{max} : Es un coeficiente negativo que indica el cambio porcentual de la potencia máxima por cada grado Celsius de aumento en la temperatura ambiente. También se expresa en $\%/^{\circ}\text{C}$ y se representa con la letra griega " γ ".

Lógicamente, a medida que la temperatura ambiente aumenta, la eficiencia de los módulos fotovoltaicos disminuye. Es crucial tener información precisa sobre estos parámetros, especialmente el coeficiente de temperatura de la potencia (γ), para garantizar predicciones precisas de producción.

2.6 Medida relativa del IAM

El efecto IAM (véase Figura 11) se refiere a la reducción de la irradiancia efectiva que alcanza la superficie de las células fotovoltaicas en comparación con la irradiancia en incidencia normal. Esta reducción es principalmente causada por la reflexión de la luz en las distintas capas que conforman un módulo (principalmente en la primera interfaz), la cual aumenta con el ángulo de incidencia. La pérdida de transmisión es un fenómeno más amplio, causado por la reflexión y transmisión de los rayos solares en cada interfaz de material (aire-vidrio, vidrio-EVA, EVA-célula), así como por cierta absorción en el vidrio. Este fenómeno ocurre para cualquier ángulo de incidencia.

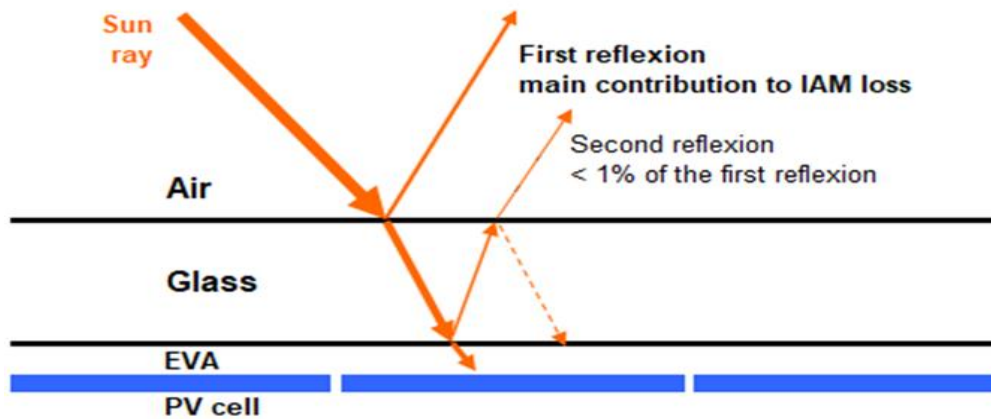


Figura 11. Representación de pérdidas por IAM en la superficie de un módulo [16]

En incidencia normal, la reflexión es aproximadamente del 5% [16], y esto se incluye en el rendimiento medido bajo condiciones estándar (STC). El IAM se centra en la dependencia angular de este efecto, estando normalizado a la transmisión en incidencia perpendicular (0° de ángulo de incidencia). Es por ello que, para reducir su efecto, se emplean capas antirreflectantes. El revestimiento **AR** en la superficie de los módulos fotovoltaicos modernos está diseñado para reducir la cantidad de luz solar reflejada, permitiendo que más luz sea absorbida por las células fotovoltaicas. Compuesto generalmente por óxidos de silicio (SiO_2) y óxidos de titanio (TiO_2), este revestimiento utiliza el principio de interferencia destructiva, donde las ondas de luz reflejadas desde diferentes interfaces se cancelan entre sí, disminuyendo la reflectancia. Recientemente, se han utilizado nanoestructuras para mejorar aún más esta propiedad. Este revestimiento no solo incrementa la eficiencia del módulo al aumentar la transmitancia de luz, sino que también puede ofrecer protección adicional contra arañazos y desgaste.

Para estudiar las pérdidas por IAM en los módulos fotovoltaicos, se decide comparar aquellos que poseen un revestimiento AR en su cubierta de vidrio con

los que no, de modo que es necesario llevar a cabo un análisis detallado y metódico. Este análisis debe incluir la recopilación de datos experimentales y la comparación de resultados bajo diferentes ángulos de incidencia de la luz solar donde los módulos se encuentren totalmente limpios y coplanarios entre sí.

Además, como se puede observar en la figura 12, las pérdidas por IAM son prácticamente constantes para ángulos pequeños y, a partir de los 50º, estas pérdidas empiezan a ser significativas.

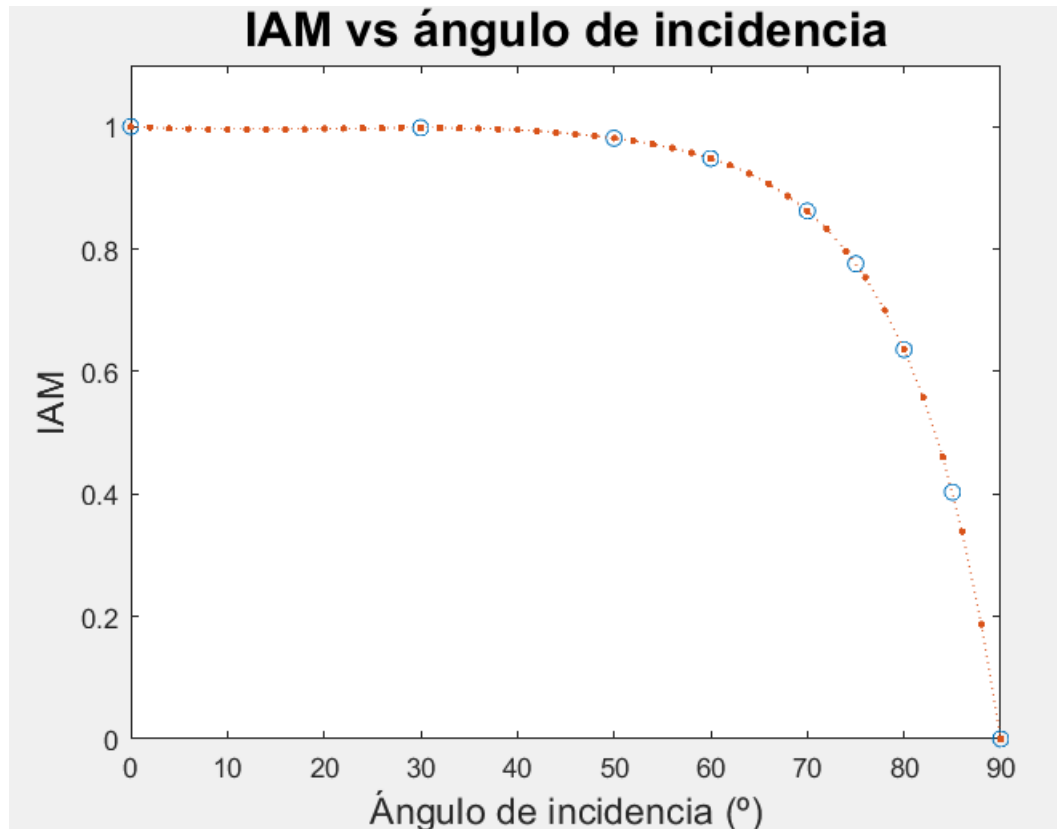


Figura 12. Curva IAM de un módulo Astronergy

3. Descripción de la solución propuesta

En esta sección se describen de manera detallada los procedimientos y las acciones que se van a llevar a cabo durante el desarrollo del PFG, explicando paso a paso el porqué de las decisiones tomadas. Además, se describen en detalle los módulos bajo ensayo con el fin de comprender a posteriori los resultados obtenidos.

Sin embargo, es necesario definir primero que módulos se van a someter bajo ensayo. Estos son los módulos según sus marcas son Yingli, Siliken, Longi y Meyer Burger (véase Tabla 1). Durante el desarrollo del proyecto, se van a identificar como **REF1**, **REF2**, **DUT1** y **DUT2** respectivamente.

Módulo	Yingli-YL170	Siliken SLK60P6L-220	LONGi LR4-60HPH-375M	Meyer Burger Black
Marca	Yingli	Siliken	LONGi	Meyer Burger
Modelo	YL170	SKL60P6L-220	LR4-60HPH-375M	Black
Tecnología			PERC	HJT
Estructura	Poly-Si	Mono-Si	Mono-Si	Mono-Si
Potencia	170 W	220 W	375 W	380 W
Revestimiento AR	No	No	Sí	Si
Identificación	REF1	REF2	DUT1	DUT2

TABLA 1. CLASIFICACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS EMPLEADOS EN EL PROYECTO

Tanto los módulos DUT1 como DUT2 se adquirieron recientemente, mientras que los módulos REF1 y REF2 corresponden a módulos antiguos que la universidad ya poseía previamente.

3.1 Procedimiento. Inspección visual

La norma IEC que se aplica para la inspección visual de módulos fotovoltaicos es la **IEC 61215** [17]. Esta norma cubre los requisitos de diseño y calificación para los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino y para las tecnologías de película delgada. En particular, la sección de inspección visual está diseñada para identificar defectos visibles que podrían afectar el rendimiento y la durabilidad de los módulos fotovoltaicos.

El alcance de la inspección visual se puede dividir en contempla varias partes del módulo:

- o Marco y vidrio: se realiza una comprobación en el marco, como deformaciones, corrosión o desprendimientos. Además, se verifica la integridad del vidrio, buscando posibles grietas (véase Figura 13), astilladuras o delaminaciones.
- o Encapsulante y sellado: se revisa que no haya presencia de burbujas, inclusiones, decoloraciones (véase Figura 14) o cualquier irregularidad en el encapsulante. Adicionalmente, se comprueba la calidad del sellado alrededor del marco con el fin de asegurar la protección frente a la humedad.
- o Celdas fotovoltaicas: se inspecciona el módulo con el fin de revisar que no hay celdas rotas, que presentan fisuras o que están desplazadas. También es necesario

comprobar que las celdas están alineadas de forma correcta y que existe una uniformidad en el espaciado.

- o Conexiones eléctricas: se comprueban las soldaduras en las cintas conductoras, sin obviar la verificación de la integridad de las cajas de conexiones y de las conexiones eléctricas.
- o Identificación y marcado: se confirma que el módulo presenta la etiqueta de identificación y marcado según los requisitos normativos

De cada defecto visual, se atiende a su topología, ubicación, tamaño o recurrencia en el módulo. Además, el ensayo se lleva a cabo con los módulos recién recibidos (sin montar), y montados sobre una estructura fija.

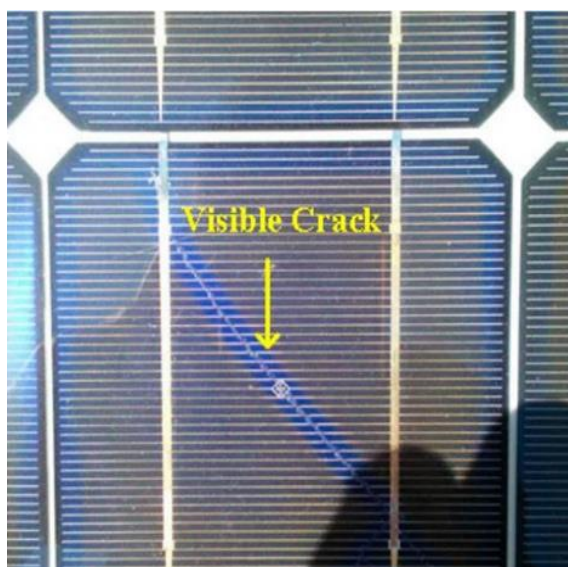


Figura 13. Grieta superficial en vidrio de un módulo



Figura 14. Decoloración del encapsulante en celdas de silicio

Para realizar la inspección visual de los módulos a ensayar, según la norma IEC 61215, primero se deben preparar los módulos fotovoltaicos limpiándolos para asegurar que no haya polvo o suciedad que pueda ocultar defectos. Luego, se colocan los módulos en una posición que permita una inspección detallada bajo buena iluminación. A continuación, se realiza una inspección visual sistemática de cada componente de estos, documentando cualquier defecto observado, incluyendo su ubicación y naturaleza. Los defectos encontrados se comparan con los criterios de aceptación definidos en la norma IEC 61215 para evaluar si pudieran comprometer la funcionalidad o la vida útil de los módulos. Finalmente, se crea un informe detallado que incluye fotos de los defectos, descripciones y conclusiones sobre la aceptabilidad de los módulos.

3.2 Procedimiento. Degradación por LID

La degradación inducida por la luz, conocida como Light Induced Degradation (**LID**), es un fenómeno que causa una reducción de la potencia en los módulos fotovoltaicos durante las primeras horas de exposición a la luz solar. Esto impacta el rendimiento real en comparación con los datos de prueba de fábrica en condiciones estándar (STC) proporcionados por los fabricantes.

Este efecto de degradación se debe a la presencia de trazas de oxígeno en el silicio fundido, introducidas durante el método de fabricación o proceso Czochralski. Los complejos formados por boro y oxígeno crean sus propios niveles de energía dentro de la estructura de silicio, capturando electrones y huecos que, de otro modo, contribuirían al efecto fotovoltaico, resultando en una pérdida de eficiencia.

Es por ello que, con el fin de estabilizar los módulos nuevos (DUT1 Y DUT2) frente al LID, es necesario exponerlos al sol durante aproximadamente dos semanas de cielo claro con el fin de que reciban un mínimo de 60KWh/m². Esto no es necesario para los módulos REF1 y REF2, debido a que se trata de módulos antiguos ya estabilizados, de modo que no requieren ningún tipo de degradación por LID.

En consecuencia, esto permite garantizar que los módulos fotovoltaicos mantendrán su rendimiento tras la exposición inicial a la luz solar y permite identificar aquellos que tengan una degradación mayor de lo esperado, asegurando así la durabilidad a largo plazo del módulo.

A continuación, se presenta un gráfico (véase Figura 15) que ilustra la vida útil de un módulo fotovoltaico a modo de ejemplo. La información muestra que, con cada año, el módulo experimentará una disminución en su capacidad nominal debido al envejecimiento. No obstante, en el primer año, se observa una pérdida más pronunciada, que en este caso es del 2,5 %. Este valor representa la degradación inicial del módulo atribuible al efecto LID. Comprender y cuantificar esta degradación es crucial para realizar proyecciones precisas del rendimiento y la eficiencia de los módulos fotovoltaicos a lo largo de su vida útil.

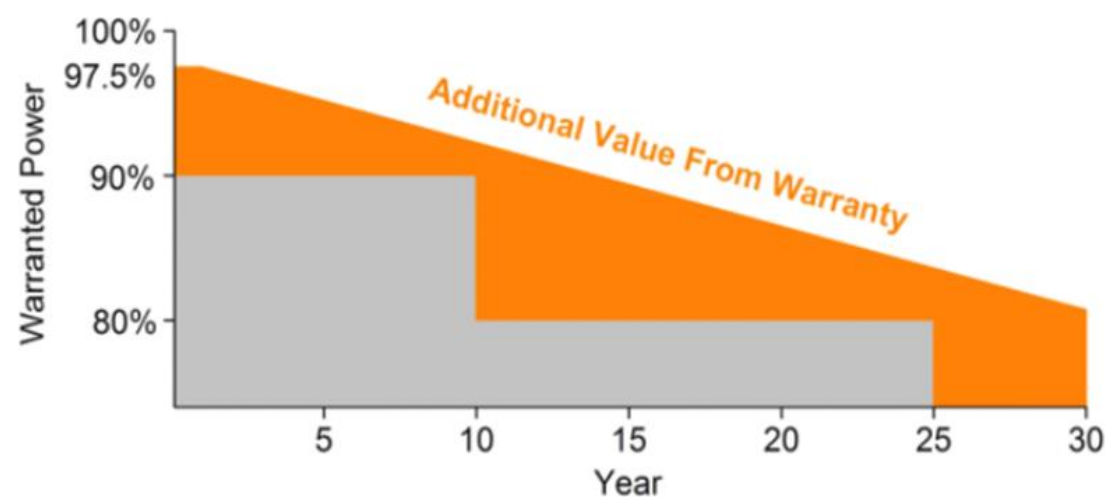


Figura 15. Ejemplo de vida útil de un módulo fotovoltaico

3.3 Procedimiento. Determinación de la potencia máxima en CEM

La norma IEC que hace referencia a la determinación de la potencia máxima en CEM para módulos fotovoltaicos es la **IEC 60904** [18]. Esta norma se centra en los métodos de medición de las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos. Una vez conocida la norma, es necesario medir la potencia de los módulos bajo ensayo con el fin de conocer sus prestaciones y comprobar que, en efecto, responden correctamente.

El procedimiento general para determinar la potencia máxima en CEM de un módulo es:

- o Preparación del módulo: éste debe estar totalmente limpio y revisado para asegurarse de que esté en condiciones adecuadas para la medición. Además, el módulo debe encontrarse en una temperatura cercana a los 25°C con el fin de extrapolar lo menos posible y así obtener unas medidas mucho más precisas, incurriendo en una incertidumbre mucho menor.
- o Condiciones atmosféricas: se necesita un cielo totalmente despejado que mantenga una irradiancia lo más estable posible.
- o Medición de la curva I-V: para ello, es necesario emplear un trazador de curvas capaz de simular la curva I-V del módulo. Para este ensayo, se emplea un conjunto de equipos innovadores para la industria de la tecnología solar [19], entre ellos, un trazador de curvas E-1000 (véase Figura 16) considerado el trazador más preciso del mercado. Adicionalmente, es necesario emplear un equipo que transmita las condiciones de radiación y temperatura de manera inalámbrica con el propio trazador, denominado E-sense (véase Figura 17). No obstante, para que este último reciba las condiciones de operación necesarias, se requiere de un sensor de referencia denominado célula de referencia, capaz de capturar dichas condiciones. Para ello, es imperativo que la célula se encuentre lo más limpia posible y que no presente ningún daño tanto superficial como interno. Finalmente, se hace uso de unas resistencias Pt-1000 capaces de registrar la temperatura a la que se encuentra el módulo bajo ensayo con el fin de poder extrapolar la curva I-V corrigiendo la temperatura, según exige la norma IEC 60891 [16]. En consecuencia, se registran los puntos de tensión y corriente en toda la gama operativa del módulo y se extrapolan a CEM (1000w/m²; 25°C y AM=1,5).
- o Determinación de la Pmax: se determina identificando el punto de máxima potencia en la curva I-V, donde el producto de corriente (I) y voltaje (V) es máximo.
- o

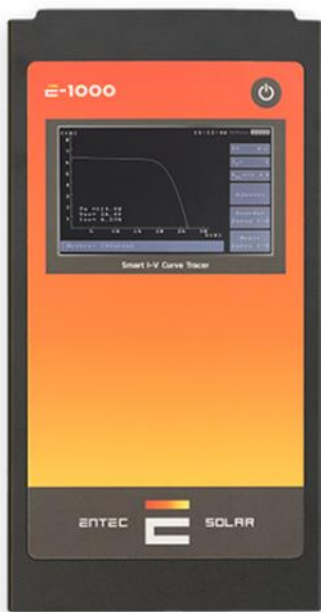


Figura 16. Trazador de curvas I-V E-1500



Figura 17. Sensor inteligente E-Sens

Una vez montado todo sobre una estructura móvil que permita movilizar los módulos a ensayar para poder aproximar las mediciones a CEM, se obtiene un montaje que cumple con los requisitos mencionados previamente (véase Figura 18 y Figura 19).

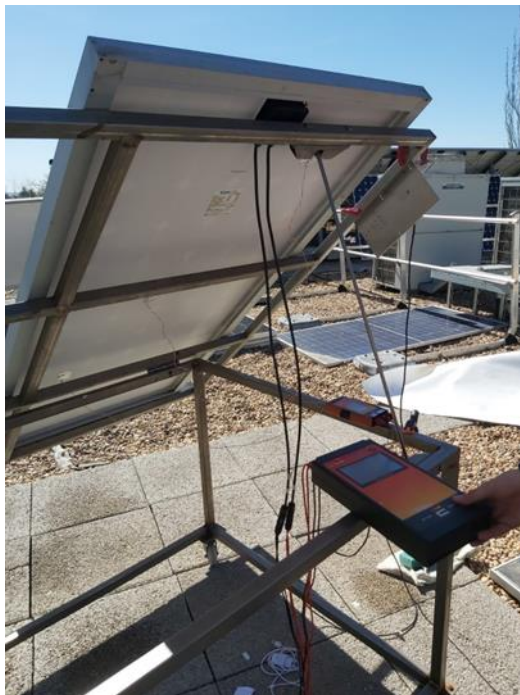


Figura 18. Montaje parte trasera de caracterización de curva I-V



Figura 19. Montaje parte delantera de caracterización de curva I-V

Se decide llevar a cabo tres medidas e curvas I-V por cada módulo con el fin de comprobar que la respuesta del módulo es lo más estable posible (y por consiguiente, ha superado la fase de degradación LID inicial).

3.4 Procedimiento. Calibración de resistencias shunt

Una resistencia shunt (véase figura 20) es un dispositivo de baja resistencia y alta precisión que se utiliza para medir la corriente. Cuando una corriente pasa a través de la resistencia shunt, se genera una caída de tensión que es proporcional a la corriente según la ley de Ohm:

$$V = I * R. \quad (1)$$



Figura 20. Resistencia shunt

Midiendo esta caída de tensión, se puede calcular la corriente que pasa a través del circuito. Sin embargo, para poder calcular la corriente es necesario conocer con exactitud el valor resistivo del shunt, por lo que es imperativo seguir una serie de pasos:

- o Selección de la resistencia shunt: se selecciona una resistencia shunt adecuada para el rango de corriente que se espera medir. La resistencia debe ser lo suficientemente baja para no afectar significativamente el circuito, pero lo suficientemente alta para generar una tensión medible.
- o Calibración: la resistencia shunt se conecta en serie con una fuente de alimentación precisa y conocida (véase Figura 21). Se mide la caída de tensión entre sus bornas con un multímetro de alta precisión, como puede ser un Fluke (véase Figura 22). La corriente que entrega la fuente y la tensión medida en los bornes de la resistencia permiten calcular el valor exacto de la resistencia empleando la fórmula (1). Ese valor se compara con el valor nominal de la resistencia para ajustar cualquier desviación y asegurar su precisión.



Figura 21. Fuente de alimentación



Figura 22. Multímetro digital Fluke 115

3.5 Procedimiento. Montaje de la estructura y conexionado

Para el desarrollo de este proyecto es necesario analizar y comparar los módulos en las mismas condiciones posibles, al menos de orientación e inclinación (véase Figura 22) y siempre totalmente limpios. Para ello, no hay mejor forma que emplear una estructura que permita colocar la pareja de módulos que se va a comparar de manera que permita que ambos sean coplanares entre sí y, por tanto, su orientación (ángulo azimut) e inclinación (o ángulo cenital en caso de tomar el cenit como referencia) sea el mismo, empleando para dicho cometido una brújula y un inclinómetro respectivamente, así como las ecuaciones de posición del sol que se encuentran en la radiación solar básica.

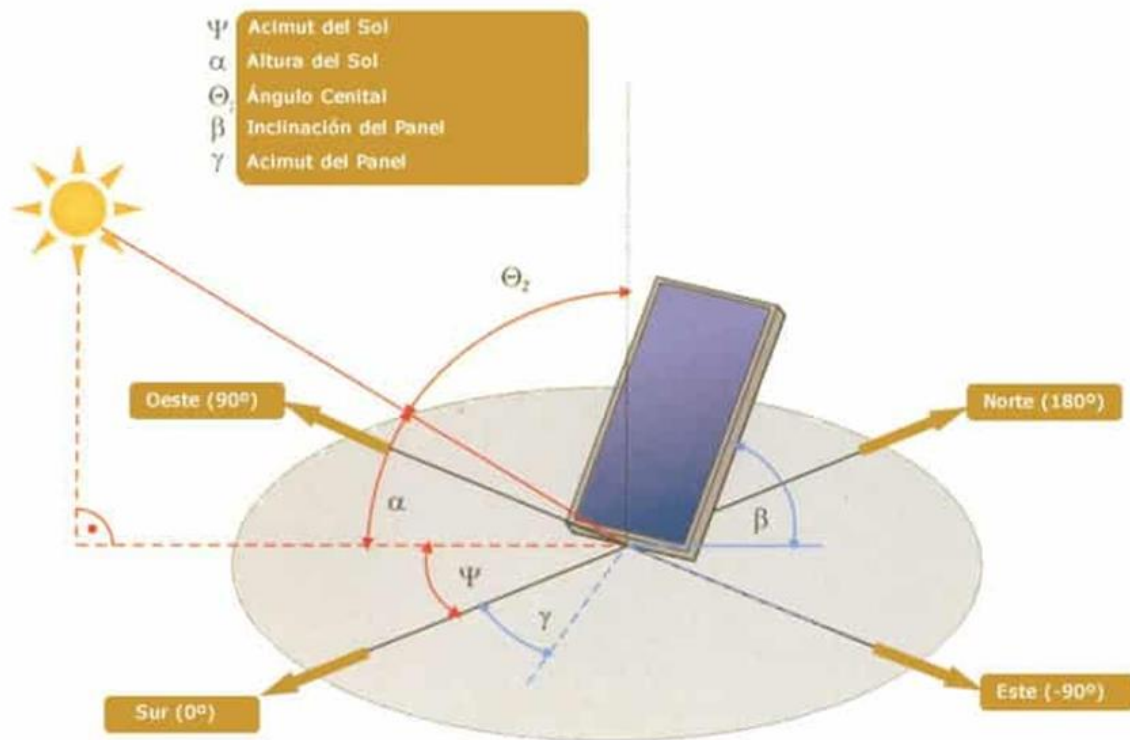


Figura 23. Orientación e inclinación de un módulo fotovoltaico

Es imperativo colocar los módulos con una orientación de $\alpha = 90^\circ$ (si está orientado al oeste) ó $\alpha = -90^\circ$ (si está orientado al este) y una inclinación aproximada de $\beta = 40^\circ$ medida mediante el empleo de un inclinómetro. Esta decisión se debe a que se necesita alcanzar valores altos de ángulos de incidencia ($50-80^\circ$) en el módulo cuando hay poca irradiación difusa (al mediodía) y por tanto la irradiación directa es mucho mayor.

Una vez ajustados los módulos, se necesita conectar los cables que recogen la diferencia de tensión en los bornes de la resistencia shunt del módulo a un cajetín de 8 canales (véase Figura 24). Posteriormente, estos cables deben ser derivados a un registrador (véase Figura 25) capaz de leer las tensiones y almacenar estos datos. Estos datos se pueden extraer

fácilmente mediante un programa llamado "Agilent Benchmark," que permite iniciar el registrador, habilitar o deshabilitar canales, configurar el tiempo de muestreo, programar la hora, entre otras funciones. Es crucial configurar estas funciones de manera eficiente, ya que tener muchos canales habilitados puede resultar en una falta de memoria suficiente en el registrador para almacenar datos de varios días. Si los datos no se extraen periódicamente, se corre el riesgo de perder información valiosa, especialmente durante días despejados que son ideales para el ensayo

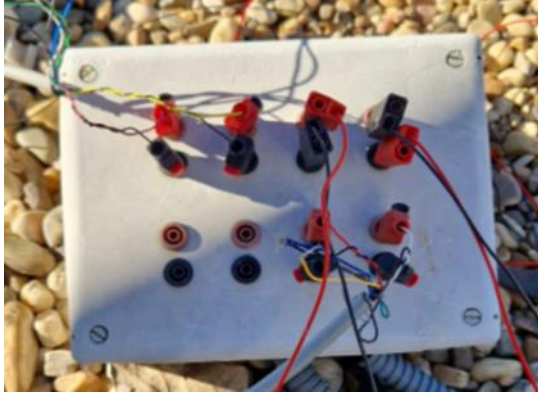


Figura 24. Cajetín de 8 canales



Figura 25. Registrador de datos Keysight

En consecuencia, se va a configurar el programa capaz de comunicarse con el registrador Agilent Keysight de manera que solo tenga habilitados 4 canales (dos parejas de módulos, cuatro módulos distintos). El registrador debe tomar muestras de tensión desde primera hora de la mañana, donde el ángulo de incidencia es menor, hasta la tarde, donde se registran los valores de ángulo de incidencia más elevados.

3.6 Procedimiento. Medidas experimentales.

Para poder representar estos ángulos, es necesario hacerlo con respecto al ratio obtenido entre la pareja de módulos y así comparar cuál de ellos es más eficiente en ángulos más grandes, donde las pérdidas por IAM son también, más significativas. Para ello, es necesario seguir varios pasos:

- o Cálculo de la corriente: como se abordaba en el apartado 3.4, mediante la ley de ohm se puede calcular la corriente que atraviesa la resistencia shunt montada junto al módulo. Gracias a la tensión que guarda el registrador y al valor resistivo de la shunt calculada, se obtiene el valor de corriente en cada momento del día que atraviesa el módulo.
- o Normalización de la corriente: los datos pueden provenir de diferentes escalas y unidades. La normalización ajusta estos datos a una escala común, permitiendo comparaciones directas. En este caso se requiere comparar dos módulos de distinto rendimiento y para ello es necesario emplear escalas uniformes, de ahí la utilizar de normalizar los valores de corriente. Para ello hay que buscar el valor máximo de corriente de cada módulo para un día despejado y dividir todos los valores de corriente del día entre ese máximo.
- o Cálculo del ratio: se obtiene mediante la comparación de ambas corrientes normalizadas, con el fin de averiguar qué modulo tiene un mejor comportamiento frente a ángulos de incidencia elevados. Para ello, se decide dividir la corriente normalizada del módulo de mayores prestaciones (módulo con capa AR) entre el que no las tiene (módulo sin capa AR). Se espera por tanto que, en los ángulos de incidencia más pequeños, donde la luz solar incide de manera perpendicular al módulo, las pérdidas sean nulas y por tanto el ratio sea 1 mientras que para ángulos superiores a 70° las pérdidas por IAM sean máximas y, en consecuencia, el ratio sea el máximo posible, reflejando el buen funcionamiento de la capa AR que posee el módulo.

Una vez representada la curva ratio con respecto al ángulo de incidencia y, validado por tanto el buen desempeño de aquellos módulos con capa AR, se necesita ajustar el coeficiente a_r , un parámetro que describe las pérdidas por IAM de los módulos fotovoltaicos con respecto al ángulo de incidencia de la luz solar, según la ecuación de Martin-Ruiz anteriormente representada. En consecuencia, se necesitan registrar los valores de radiación directa y difusa que son los datos que el modelo Martin Ruiz tiene en cuenta en las fórmulas para poder representar de forma más exacta posible, las pérdidas que sufre un módulo por IAM. Por tanto, el modelo Martin-Ruiz hace uso de estos parámetros para calcular la misma curva ratio con respecto al ángulo de incidencia, con el matiz de que esta es una forma analítica de representar los resultados, mientras que la primera manera se corresponde con una forma empírica. Así, se pretende demostrar la eficacia del modelo Martin-Ruiz y la exactitud de las fórmulas que tienen en cuenta los haces de luz directo, difuso y reflejado, así como sus extensiones angulares.

Por lo tanto, se requiere obtener datos como la radiación directa y difusa que requieren las fórmulas del modelo Martín-Ruiz para poder representar las pérdidas por IAM. Esto es posible gracias a una estación meteorológica que hay ubicada en la misma azotea donde están dispuestos los módulos a ensayar, y que cuenta con un pirheliómetro (véase Figura 26) y un piranómetro (véase Figura 27). Sin embargo, antes de entrar en cómo funcionan estos dispositivos, es importante definir qué es la radiación qué tipos de radiación existen y cómo pueden obtenerse.

La radiación solar [17] es la cantidad de energía que produce el sol de manera con constante y que en el momento de incidir sobre la superficie terrestre pierde parte de su energía debido a distintos fenómenos ambientales. La potencia radiante de 1367 W/m^2 , denominada **constante solar**, que llega al Planeta Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos, la actividad humana, la forma propia de la Tierra, el ciclo día/noche y la órbita elíptica de la Tierra.

Existen distintos tipos de radiación que se dividen en:

- Radiación directa: afectada por el fenómeno de absorción, es la que se recibe directamente del sol. Varía en función de la nubosidad del momento y también de la estación del año en que se mida. Se puede cuantificar gracias a un pirheliómetro.
- Radiación difusa: Afectada por el fenómeno de difusión, es la que se recibe debido al reflejo de la radiación solar sobre las nubes, partículas del aire en días nublados es la que más presencia tiene.
- Radiación de albedo: Es básicamente la radiación reflejada, por ejemplo, en superficies blancas y similar. Se aprovecha mucho en módulos bifaciales, que no es el caso de este proyecto.
- Radiación global: es la suma de la radiación directa y difusa y se puede medir gracias a un piranómetro.

En consecuencia, se necesita emplear tanto el piranómetro como el pirheliómetro con el fin de poder proporcionar los datos de radiación directa y difusa al modelo Martín Ruiz.



Figura 26. Pirheliómetro para medir la radiación directa



Figura 27. Piranómetro medir para la radiación global

Una vez simulado el ratio respecto al ángulo de incidencia hay que ajustar ese parámetro a_r . Para módulos con vidrio estándar, se impone un coeficiente de $a_r = 0,17$ y para módulos con vidrio estándar más revestimiento AR, es el obtenido mediante el ajuste de ambas curvas. Dicho ajuste se hace gracias al código implementado en Matlab [22] por el Instituto de Energía Solar (IES), que permite simular tanto la curva experimental, que exige de datos como el ratio y el ángulo de incidencia correspondiente; y la curva simulada, que requiere del ángulo de incidencia y de las radiaciones directa y difusa (véase Figura 27). Cabe mencionar que, mientras que la irradiancia global puede obtenerse directamente de un piranómetro, para calcular la irradiancia directa sobre una superficie de un módulo con ángulo de incidencia de 0° la fórmula es:

$$B(0) = B(n) * \cos(\theta_z)$$

Donde $B(n)$ es la irradiancia directa y θ_z es el ángulo cenital, que es el ángulo que hay entre la posición del sol y el cénit, expresado en grados.

Para obtener la irradiancia difusa, se emplea la fórmula:

$$D(0) = G(0) - B(0)$$

Las irradiancias global y directa quedan guardadas en un registrador habilitando dos canales extra (uno para la directa y otro para la difusa) para dicho cometido. Una vez ajustado se empleará para poder comparar el coeficiente obtenido experimentalmente con el proporcionado al realizar un ajuste a la curva IAM proporcionada por el fabricante (como se abordará más adelante)

Una vez obtenido el coeficiente a_r de forma experimental, se recalcula un nuevo coeficiente a_r que se obtiene de ajustar la curva IAM obtenida de manera experimental al proporcionado por el fabricante. Para ello, se emplea otro fichero de código desarrollado por el IES, en el cual se pasan por parámetro en una hoja excel los datos necesarios columna a columna. Cabe destacar que los fabricantes de módulos proporcionan la información IAM correspondiente mediante un conjunto de transmitancias relativas frente a los valores de ángulo de incidencia (véase Figura 28).

```
PVObject_IAM=pvIAM
Flags=$00
IAMMode=UserProfile
IAMProfile=TCubicProfile
NPtsMax=9
NPtsEff=9
LastCompile=$B18D
Mode=3
Point_1=0.0,1.00000
Point_2=20.0,1.00000
Point_3=40.0,1.00000
Point_4=60.0,0.96700
Point_5=65.0,0.95000
Point_6=70.0,0.91000
Point_7=75.0,0.82900
Point_8=80.0,0.68300
Point_9=90.0,0.00000
End of TCubicProfile
End of PVObject pvIAM
```

Figura 28. Ejemplo de parámetros IAM proporcionado por el fabricante en el documento panFile

En consecuencia, introduciendo los puntos respectivos al IAM y ángulo de incidencia y , ajustando nuevamente el coeficiente a_r como se mencionaba previamente, se va aproximando la curva IAM obtenida experimentalmente a la curva representada por el panFile.

Por tanto, variando el coeficiente a_r , se puede conseguir un ajuste fiel de la curva, tanto para ángulos menores a 70° donde la producción energética anual es mucho mayor, como para mayores de 70° donde la producción es energética anual es despreciable, pero a su vez, las pérdidas por IAM de módulos con vidrio más revestimiento AR son mucho menores frente a módulos que solamente poseen vidrio estándar. Este ajuste hay que llevarlo a cabo tanto para el módulo DUT1 como para el módulo DUT2.

Una vez se obtienen los dos coeficientes a_r , es imperativo emplear la herramienta de simulación SISIFO [23], desarrollado por el **IES-UPM**, con el fin de calcular la producción anual que tiene una planta fotovoltaica teniendo en cuenta los parámetros a_r obtenidos de manera experimental y la ofrecida por el fabricante.

3.7 Procedimiento. Simulación con SISIFO

En esta sección se presenta la simulación de un pequeño sistema fotovoltaico utilizando el software SISIFO (véase Figura 29). El objetivo es analizar cómo impacta la respuesta angular de cada módulo en la irradiancia eficaz que, a posteriori, se traduce en energía anual producida en esa planta por el hecho de usar uno u otro módulo y considerando que éstos estén totalmente limpios a lo largo del año. Para este propósito, se utilizarán módulos de la marca LONGi, aplicando el coeficiente a_r obtenido experimentalmente con nuestro ensayo de medida relativa desarrollado en el IES y con el coeficiente a_r obtenido del ajuste de los datos de IAM proporcionados por el fabricante, con el fin de comparar las distintas producciones. Posteriormente, se realizará el mismo procedimiento con los módulos de la marca Burger Meyer. Además, se procederá a realizar una estimación de la sensibilidad energética anual en función del coeficiente a_r . Este estudio se puede observar en la sección de pérdidas tras la simulación con SISIFO, donde se aprecia que, según los diferentes coeficientes a_r aplicados, conforme al modelo Martín Ruiz, las pérdidas por incidencia (un tipo de pérdida definido por SISIFO que también incluye la suciedad) serán mayores o menores.



Figura 29. Interfaz del simulador de sistemas fotovoltaicos SISIFO

En consecuencia, para poder simular correctamente una pequeña planta fotovoltaica se necesita dimensionarla. Para ello, hay que elegir los módulos fotovoltaicos que se pretende compongan el generador fotovoltaico, tipo de seguimiento; en este caso son LONGi LR4-60HIH-375M, definido como DUT1 y Meyer Burger BLACK 380, definido como DUT2. Posteriormente, se van introduciendo los coeficientes a_r que pertenecen a cada módulo con el fin de calcular tanto la aportación de energía útil, como las de pérdidas debido a la incidencia.

4. Resultados

En esta sección se presentan de manera detallada los resultados obtenidos tras la realización de los diversos ensayos descritos en las secciones previas. En particular, se evalúan los módulos fotovoltaicos pertenecientes a diferentes tecnologías, los cuales fueron descritos en el apartado anterior, analizando cómo respondieron a los experimentos realizados.

4.1 Inspección visual

Se realizó una inspección visual exhaustiva de los módulos fotovoltaicos una vez que llegaron a la universidad tras su transporte. De los módulos adquiridos (DUT1 y DUT2), ninguno presentó defectos visibles a simple vista que pudieran causar una pérdida significativa de potencia. No se detectaron grietas superficiales ni daños en el vidrio, problemas que suelen ser comunes debido a un transporte inadecuado. Esta ausencia de defectos iniciales es crucial para garantizar que las pruebas subsecuentes reflejen el verdadero rendimiento de los módulos bajo condiciones óptimas.

4.2 Degradación por LID

Se procedió a realizar una prueba de degradación inducida por luz (LID) en todos los módulos nuevos comprados que iban a ser ensayados. Para ello, se colocaron en la azotea de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) durante un período de dos semanas (véase Figura 30), asegurando que estuvieran completamente expuestos a la radiación solar. Se alcanzó una exposición mínima de 60 kWh/m^2 , lo cual fue suficiente para inducir cierta degradación en los módulos. Este proceso es fundamental para garantizar la estabilidad en las medidas que los módulos pudieran presentar posteriormente, asegurando que los resultados obtenidos reflejen un rendimiento más realista y consistente de los módulos bajo condiciones operativas estándar.



Figura 30. Módulos sometidos a degradación por LID

4.3 Determinación de la potencia máxima en CEM

Se realizaron las mediciones de potencia máxima en los módulos fotovoltaicos evaluados, llevando a cabo tres mediciones para cada módulo. Este procedimiento se implementó con el objetivo de asegurar que la curva IV obtenida fuera lo más precisa y representativa posible de la realidad. La repetición de las mediciones permitió garantizar que la caracterización de los módulos reflejara su correcto funcionamiento y rendimiento (véase Figura 31 y Figura 32), resultando en datos fiables y consistentes para su análisis posterior.

o Para el módulo DUT1:

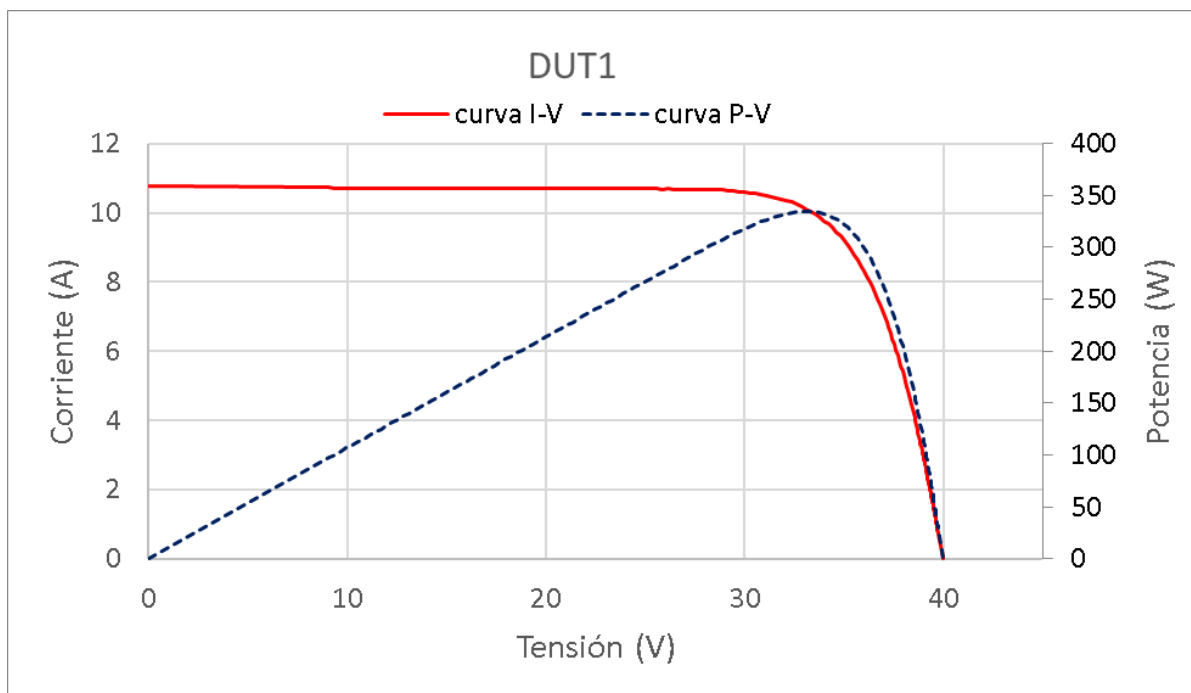


Figura 31. Caracterización del módulo DUT1

Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)	FF*
353.62	39.71	11.580	32.78	10.789	0.769
Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)	FF
353.62	39.71	11.580	32.78	10.789	0.769
Pm_mod(W)	Voc_mod(V)	Isc_mod(A)	Vm_mod(V)	Im_mod(A)	FF_mod
375.06	41.10	11.600	34.60	10.840	0.787

TABLA 2. PARÁMETROS MEDIDOS Y EN CEM DEL MÓDULO DUT1

o Para el módulo DUT2:

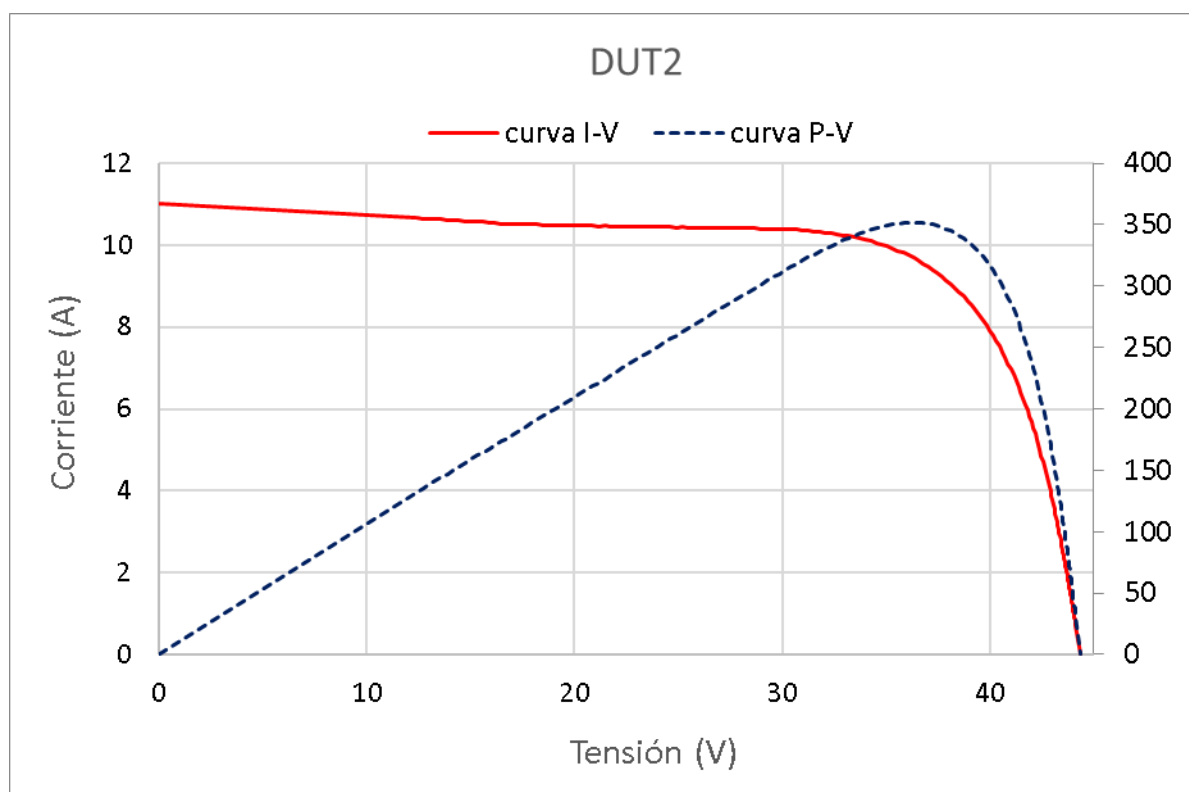


Figura 32. Caracterización del módulo DUT2

Pm*(W)	Voc*(V)	Isc*(A)	Vm*(V)	Im*(A)	FF*
351.84	44.34	11.001	36.32	9.687	0.721
Pm(W)	Voc(V)	Isc(A)	Vm(V)	Im(A)	FF
325.08	42.21	10.771	34.29	9.479	0.715
Pm_mod(W)	Voc_mod(V)	Isc_mod(A)	Vm_mod(V)	Im_mod(A)	FF_mod
380	44	11	38,2	10	0,804

TABLA 3. PARÁMETROS MEDIDOS Y EN CEM DEL MÓDULO DUT1

Al comparar los resultados obtenidos con las especificaciones proporcionadas por el fabricante (véase Anexo), se puede concluir que los módulos no presentan anomalías significativas. Los datos obtenidos muestran una proximidad notable con los valores proporcionados por el fabricante bajo condiciones estándar de medida, es decir, una irradiancia de 1000 W/m² y una temperatura del módulo de 25°C. Esta consistencia entre los datos experimentales y las especificaciones teóricas indica un funcionamiento robusto de los módulos en condiciones ideales de prueba. Además, subraya la fiabilidad de las mediciones realizadas, fundamentales para una evaluación precisa del rendimiento de los módulos fotovoltaicos en aplicaciones prácticas.

4.4 Calibración de resistencias shunt

Se procedió a calibrar 10 resistencias shunt (véase Tabla 4) utilizando una fuente que suministraba 9,008 A, cercano al límite máximo de 10 A soportado por el shunt. Las mediciones se realizaron utilizando un multímetro HIOKI entre los bornes de las resistencias. Aplicando la Ley de Ohm, se determinó el valor resistivo de cada una de las resistencias, obteniendo los siguientes resultados:

Identificador Shunt	1ª medida (mV)	2ª medida (mV)	Resistencia Shunt (mΩ)
462	133,4	133,4	14,81
464	133,7	133,7	14,84
396	135,4	135,4	15,03
398	135,2	135,2	15,01
399	135,2	135,1	15,00
Jorge	135,2	135,2	15,01
David	135,2	135,2	15,01
393	135,0	135,0	14,99
395	135,0	135,0	14,99
392	135,1	135,0	14,99

TABLA 4. VALOR DE 10 RESISTENCIAS SHUNT

A partir de aquí, se hace uso de las resistencias shunt con identificador David y 393 que se colocan en el módulo con revestimiento AR y sin ella respectivamente, con el fin de poder obtener una tensión en sus bornes que un registrador va capturando para luego ser procesado.

4.5 Montaje de la estructura y conexionado

Se optó por construir una estructura fija con una inclinación de $\beta = 40^\circ$ (véase Figura 33) entre varias opciones disponibles (30° , 40° y 50°) y una orientación de $\alpha = -90^\circ$ ó $\alpha = 90^\circ$, que se corresponde con este y oeste respectivamente. Dado que se observó que inclinaciones mayores se podían representar rangos de ángulo de incidencia mucho más amplios. A pesar de que la estructura resultó relativamente compacta para los propósitos de los experimentos, se encontraron problemas debido al mal fraguado del cemento en los bloques que sostienen las estructuras, lo cual ocasionó que los módulos no siempre estuvieran perfectamente coplanares, requisito fundamental para la validez del experimento.

Por lo tanto, se decidió cambiar a una estructura móvil (véase Figura 34) preexistente en el Instituto de Energía Solar de la UPM, la cual está compuesta por piezas más sólidas y ha demostrado proporcionar resultados mucho más coherentes y fiables. Esta decisión, sin embargo, requirió el uso de cables más largos para conectar los módulos de la estructura a un

registrador que captura datos de tensión de manera continua a lo largo del día. Se implementaron medidas adicionales, incluyendo la medición de tensión en los bordes de las resistencias shunt con un multímetro, para asegurar una correcta conexión y registro de datos.



Figura 33. Estructura fija con inclinación de 40°



Figura 34. Estructura móvil con inclinación de 37°

4.6 Medidas experimentales

Se presentan las mediciones realizadas durante días de cielo claro, donde la irradiancia difusa es mínima y la irradiancia directa juega un papel crucial para obtener mediciones precisas. Este proceso se llevó a cabo utilizando un piranómetro para medir la radiación global y un pirheliómetro para medir la radiación directa, ambos datos fundamentales que se almacenaron en la estación meteorológica. Posteriormente, estos datos fueron descargados en un archivo .csv y procesados para separar específicamente las componentes directa y difusa en función de los ángulos de incidencia pertinentes, parámetros necesarios a la hora de simular con el modelo Martín-Ruiz. Por otra parte, se tomaron medidas de las corrientes de cortocircuito de cada pareja de módulos, usando las shunts ya calibradas para la obtención de su posterior ratio entre ellas.

4.6.1 Representación de datos experimentales

Una vez obtenidos los datos del programa Agilent Benchmark, los cuales son recogidos por el registrador cuyos canales están conectados a los módulos fotovoltaicos, se procede a representar conjuntamente los resultados de varios días en una misma gráfica. El objetivo es estudiar la reproducibilidad de la medida entre varios días. Específicamente, para los días 23, 24, 25, 26 y 30 de septiembre, con una orientación de 90° hacia el oeste y una inclinación de 37° , se evaluó la pareja de módulos DUT1 y REF1 (véase Figura 35). Los resultados (véase Figura 36) muestran que, para ángulos cercanos a 80° , la diferencia de pérdidas por IAM entre DUT1 y REF1 es máxima. En consecuencia, el módulo equipado con revestimiento AR (DUT1) demostró tener menos pérdidas por IAM que el que no la tenía (REF1) en estas condiciones específicas.



Figura 35. Pareja de módulos DUT1 (LONGi) y REF1(Yingli)

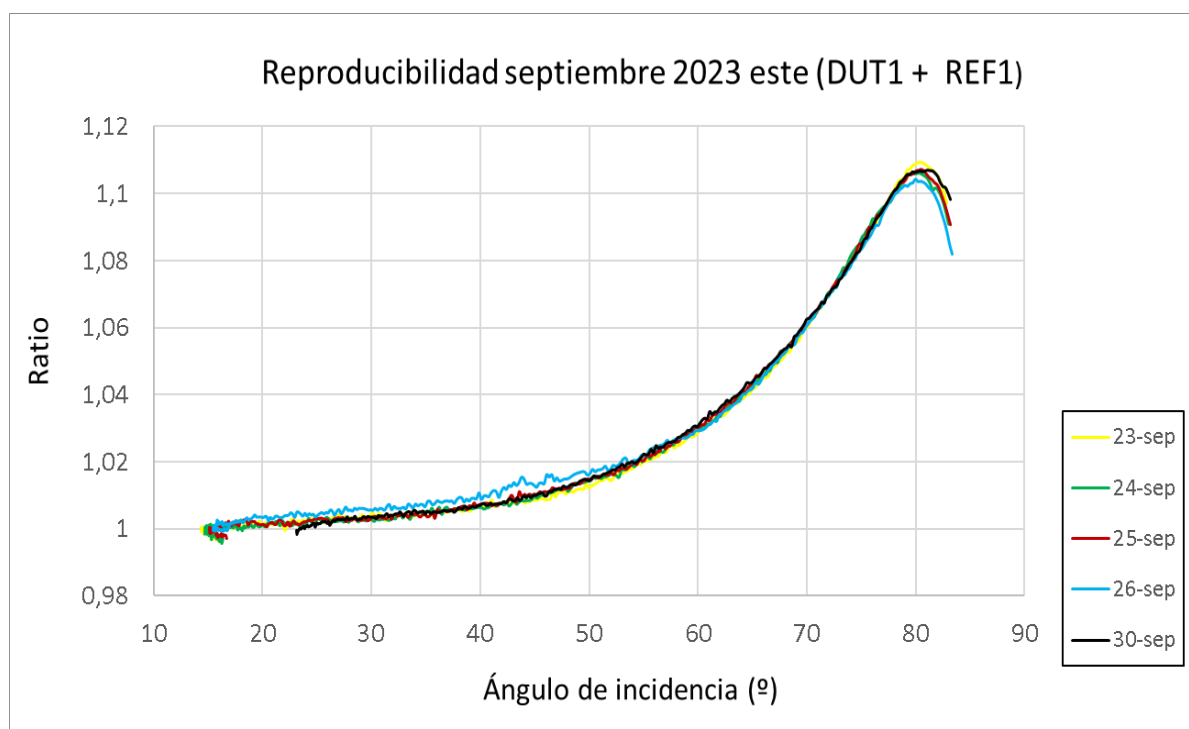


Figura 36. Curva experimental ratio vs ángulo de incidencia para DUT1 y REF1

Se puede observar que, como se mencionó anteriormente, los ángulos donde se producen mayores pérdidas por IAM se alcanza en ángulos de incidencia más elevados, donde la luz puede escapar más fácilmente del módulo debido al fenómeno de la reflexión.

Este segundo ensayo de medida se realizó de nuevo usando un módulo de referencia distinto (REF 2). La principal diferencia entre ellos es el tipo de célula del que están compuesto el módulo (REF 1 policristalino y REF 2 monocristalino) (véase Figura 37) teniendo ambos módulos un recubrimiento de vidrio estándar. Durante los días 15, 16 y 17 de diciembre con una orientación de 90º hacia el oeste y una inclinación de 37º propia de la estructura móvil, se registró un ratio que alcanzó su máximo alrededor de los 83º de ángulo de incidencia solar (véase Figura 38). Durante estos tres días, se observó un cielo despejado y un comportamiento constante debido a la gran similitud entre las curvas representadas. Además, es importante señalar que las fechas cercanas al solsticio de invierno y la orientación de la estructura móvil contribuyen a que el ángulo de incidencia mínimo no descienda por debajo de los 40º.

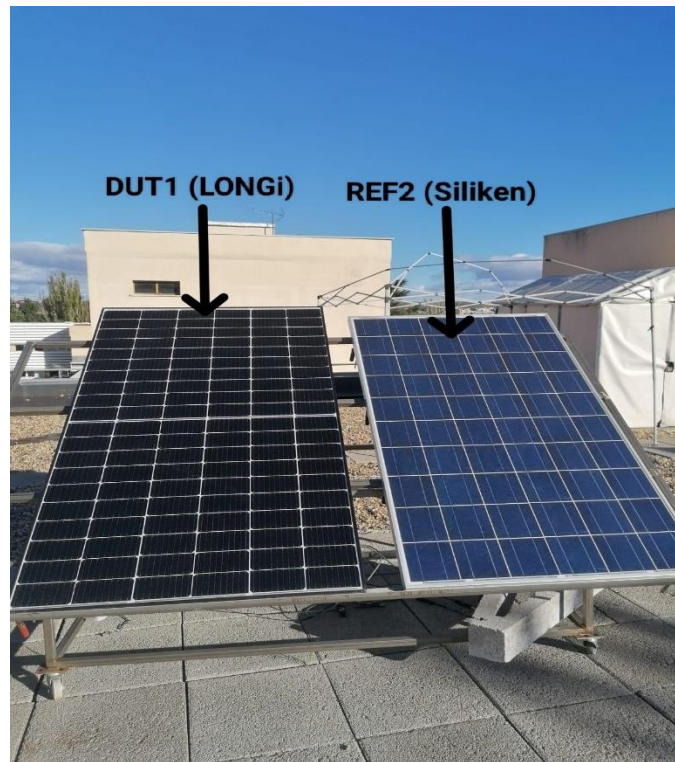


Figura 37. Pareja de módulos DUT1 (LONGi) y REF2 (Siliken)

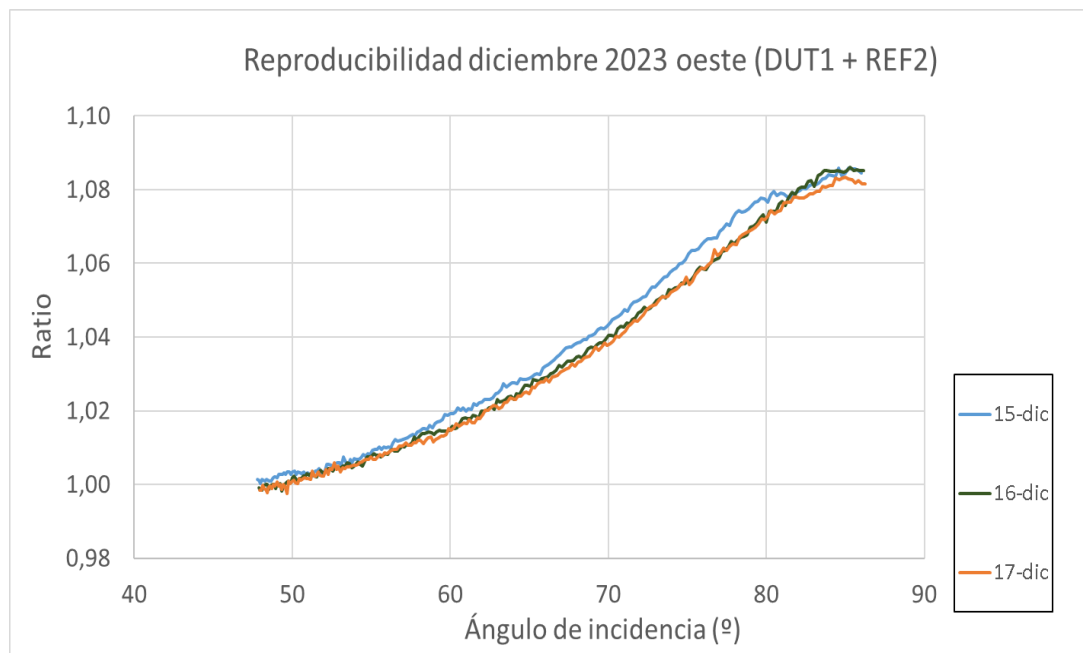


Figura 38. Curva experimental ratio vs ángulo de incidencia para DUT1 Y REF2

Finalmente, para la pareja de módulos conformada por DUT2 y REF1 (véase Figura 39), con orientación de 90° hacia el oeste e inclinación de 37°, se registró un ratio máximo de 1,03 (véase Figura 41). Esto confirma una vez más que para ángulos cercanos a 80°, donde la reflexión de la luz es más prominente, el módulo equipado con capa AR (DUT2, en este caso) es más eficiente que aquel que no posee esta capa (REF1).

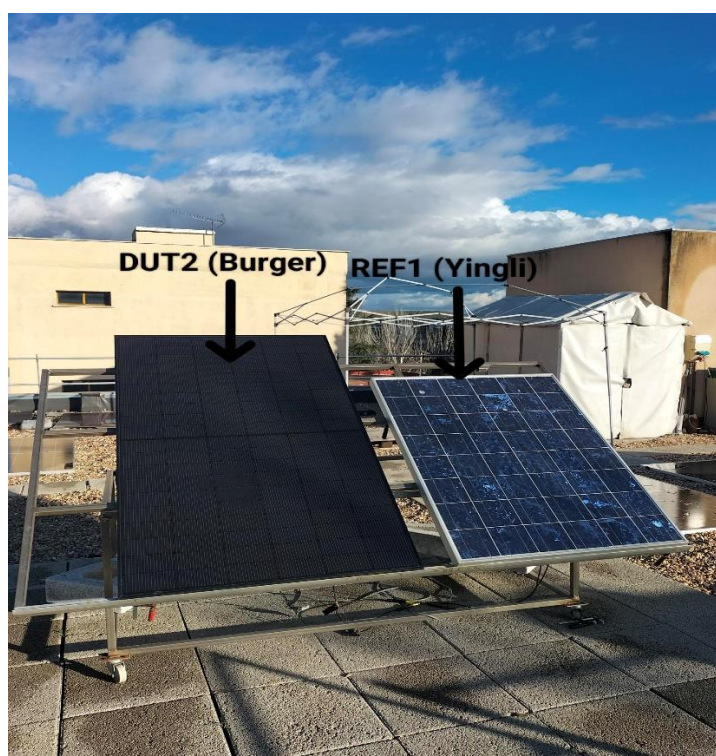


Figura 39. Pareja de módulos DUT2 (Burger) y REF1 (Yingli)

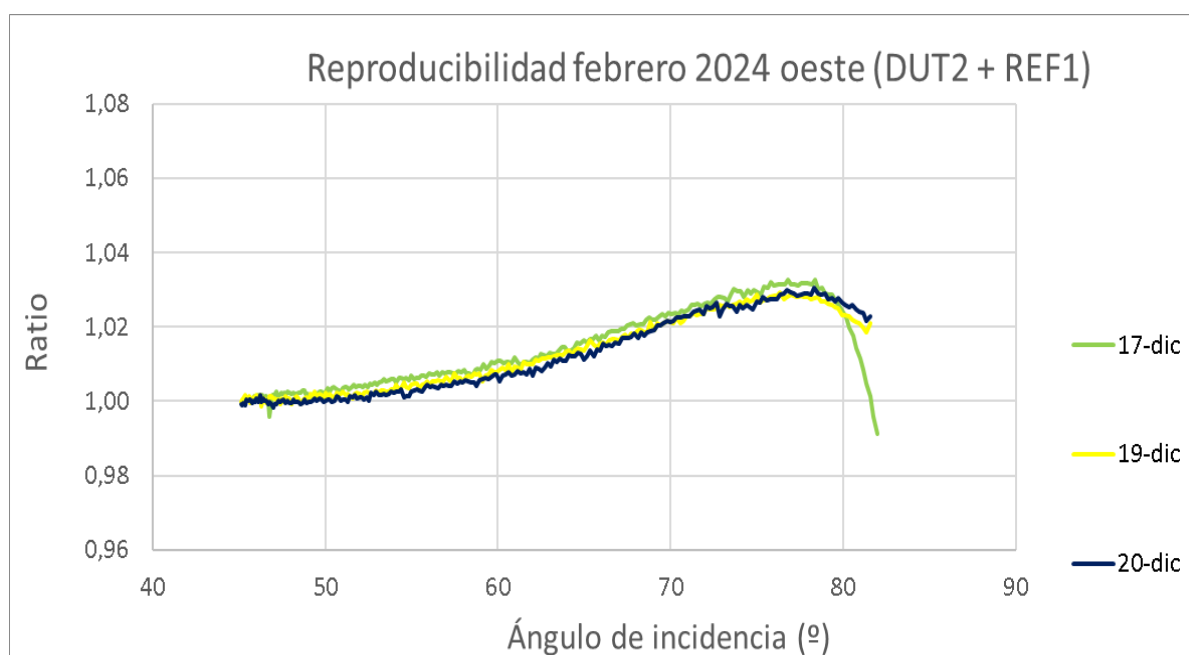


Figura 40. Curva experimental ratio vs ángulo de incidencia para DUT2 Y REF1

Estos ratios experimentales fueron simulados con el modelo Martin-Ruiz con el objetivo de obtener el coeficiente a_r . Dicho coeficiente servirá de parámetro input en futuras simulaciones con la herramienta SISIFO. Los ajustes a estas curvas experimentales se realizaron variando el coeficiente a_r , hasta que ambas curvas coincidan razonablemente. Este modelo utiliza las extensiones angulares de la radiación directa y difusa, datos que son recolectados por la estación meteorológica, tal como se detalló en el apartado de descripción de la solución propuesta.

4.6.2 Ajustes experimentales con el modelo Martín-Ruiz. Cálculo del coeficiente a_r .

Gracias al modelo analítico de Martín Ruiz, es posible hacer uso de las componentes difusa y reflejada para simular una curva ratio con respecto al ángulo de incidencia. Esto es debido al uso de fórmulas matemáticas que tienen en cuenta las extensiones angulares de estas dos componentes lo que permite una representación fiel de dicha curva. En este primer trabajo hemos tenido en cuenta la componente directa y la componente difusa para dichas simulaciones. En consecuencia, usando el modelo analítico de Martín Ruiz utilizado en este proyecto fin de grado, es posible calcular el coeficiente a_r , ajustando la curva experimental a la curva simulada mediante el modelo Martín-Ruiz. Cabe destacar que para realizar los ajustes a las curvas experimentales mediante el modelo Martín-Ruiz, se ha seleccionado un coeficiente $a_r = 0,17$ para modelizar el IAM del módulo de referencia (tal y como se describe en [5] para un módulo limpio y con vidrio estándar) y se ha ido variando dicho parámetro a_r del módulo a estudiar en cuestión. En consecuencia, como se va a comparar un módulo que no presenta revestimiento AR (el cual se usará como referencia) y del que se conoce bien su comportamiento IAM, el coeficiente a_r permanece totalmente fijo mientras que el otro coeficiente ha de variar con el fin de poder ajustar la curva experimental a la simulada.

Comenzando con la primera pareja de módulos compuesta por DUT1 (vidrio + capa AR); y el módulo REF1 (vidrio estándar); se obtuvo un coeficiente $a_r = 0,125$ (véase figura 41) para los días 23, 24 y 25 de septiembre. Los días 24 y 25 se muestran en el Anexo (Cálculo del coeficiente a_r experimental).

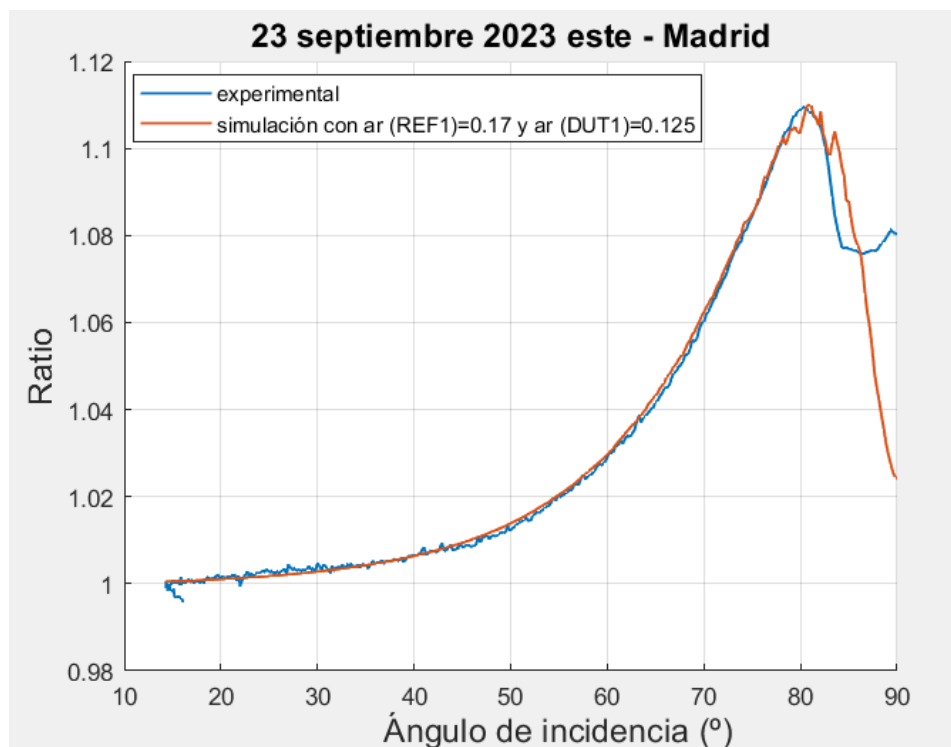


Figura 41. Ajuste de la curva experimental a la simulada para el día 23 de septiembre.

Para La pareja de módulos DUT1 y REF2, imponiendo un coeficiente $a_r = 0,17$ para el módulo de referencia, se obtiene para el módulo bajo ensayo un coeficiente $a_r = 0,125$ (véase Figura 42) para los días 15, 16 y 17 de diciembre. Los días 16 y 17 se muestran en el Anexo. Puede notarse una ligera diferencia en los primeros grados de la gráfica No obstante al ser mínimos no influye apenas en el ajuste. Nótese que, tanto para un módulo de referencia como otro, imponiendo el mismo coeficiente a_r se obtiene el mismo parámetro a_r en el módulo bajo ensayo.

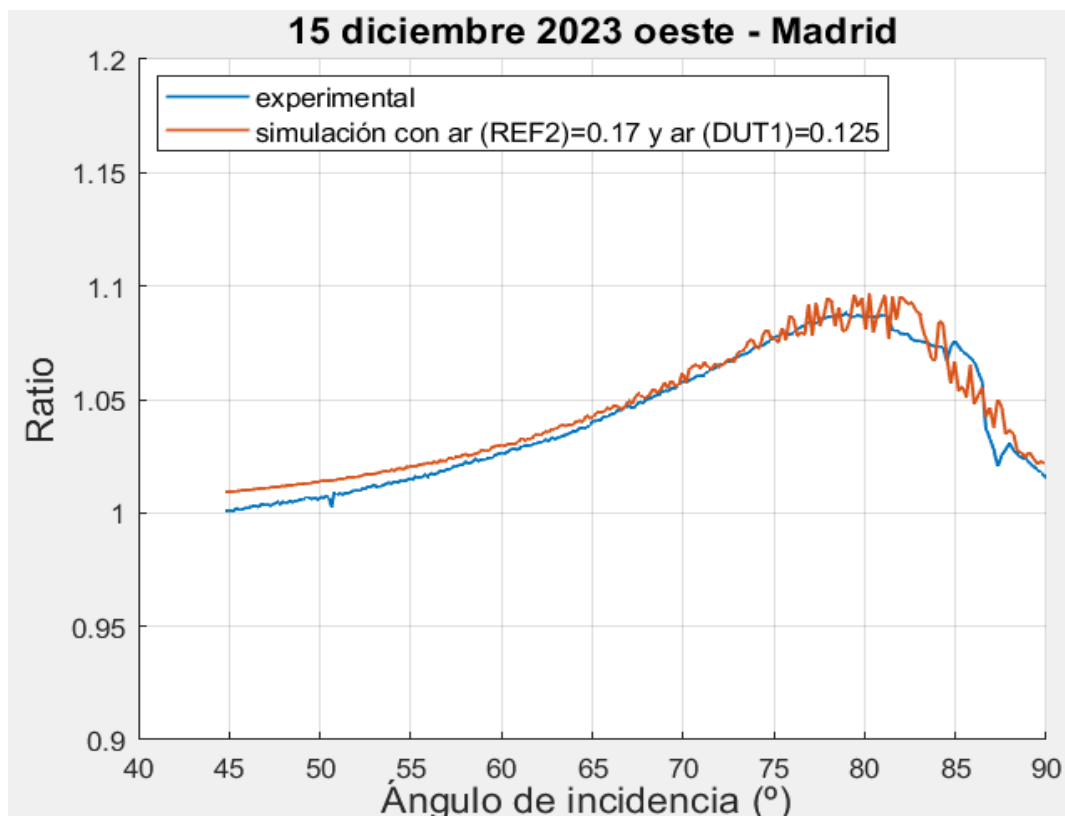


Figura 42. Ajuste de la curva experimental a la simulada para el día 15 de diciembre

Resultados

Finalmente, para la pareja de módulos DUT2 y REF1, se obtuvo para el módulo bajo ensayo un parámetro de ajuste $a_r = 0,156$ (véase Figura 43) para los días 17, 19 y 20 de febrero. Los días 19 y 20 de febrero se reflejan en el Anexo.

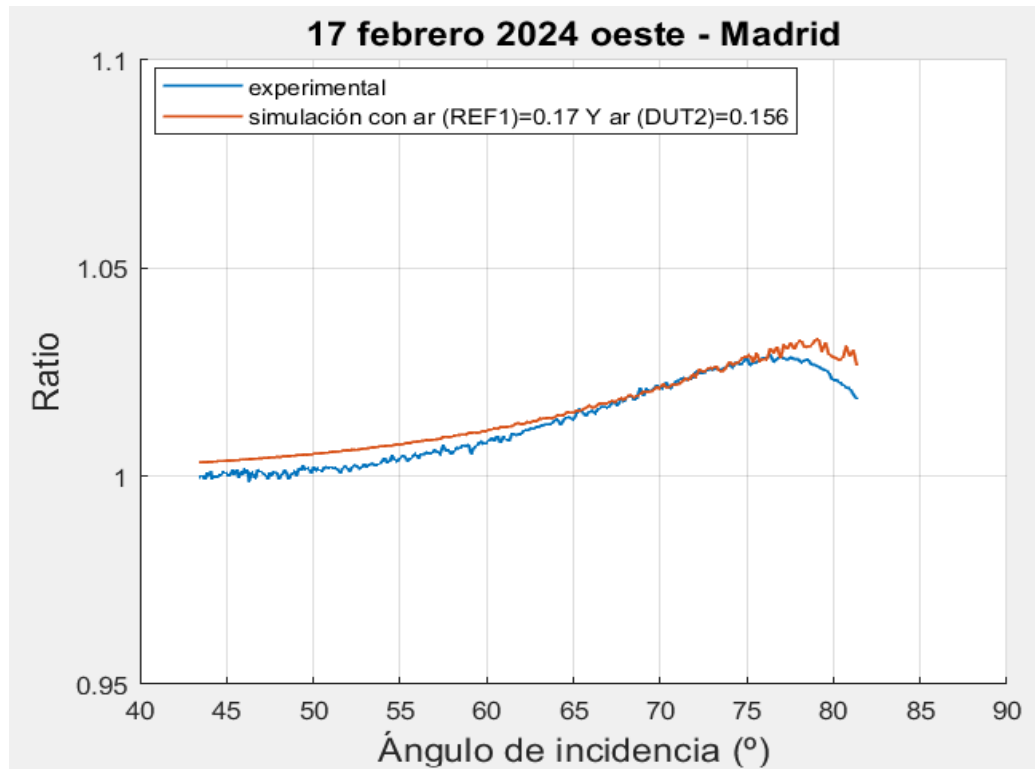


Figura 43. Ajuste de la curva experimental a la simulada para el día 17 de febrero

4.6.3 Ajuste de la curva IAM según fabricante. Cálculo del nuevo a_r según los datos del fabricante.

Se procede a realizar un ajuste de la curva de **IAM** en función del ángulo de incidencia proporcionado por el fabricante en su archivo PanFile. Para ello, se utilizan las formulaciones matemáticas del modelo Martín-Ruiz con el objetivo de calcular el nuevo coeficiente a_r , que permita ajustar la curva IAM. Este proceso implica interpolar los datos proporcionados por el fabricante y realizar su ajuste mediante el modelo Martín-Ruiz con el fin de obtener el nuevo parámetro de ajuste a_r .

Para el DUT1 (LONGI), se obtuvo un valor de $a_r = 0,130$ (véase Figura 44). Este valor muestra una notable similitud entre la curva obtenida mediante el modelo Martín-Ruiz y la interpolada mediante los datos proporcionados por el fabricante para este tipo de módulo. La coincidencia entre ambas curvas indica que el ajuste realizado es adecuado y que el modelo Martín-Ruiz es eficaz para representar la curva IAM de este módulo específico.

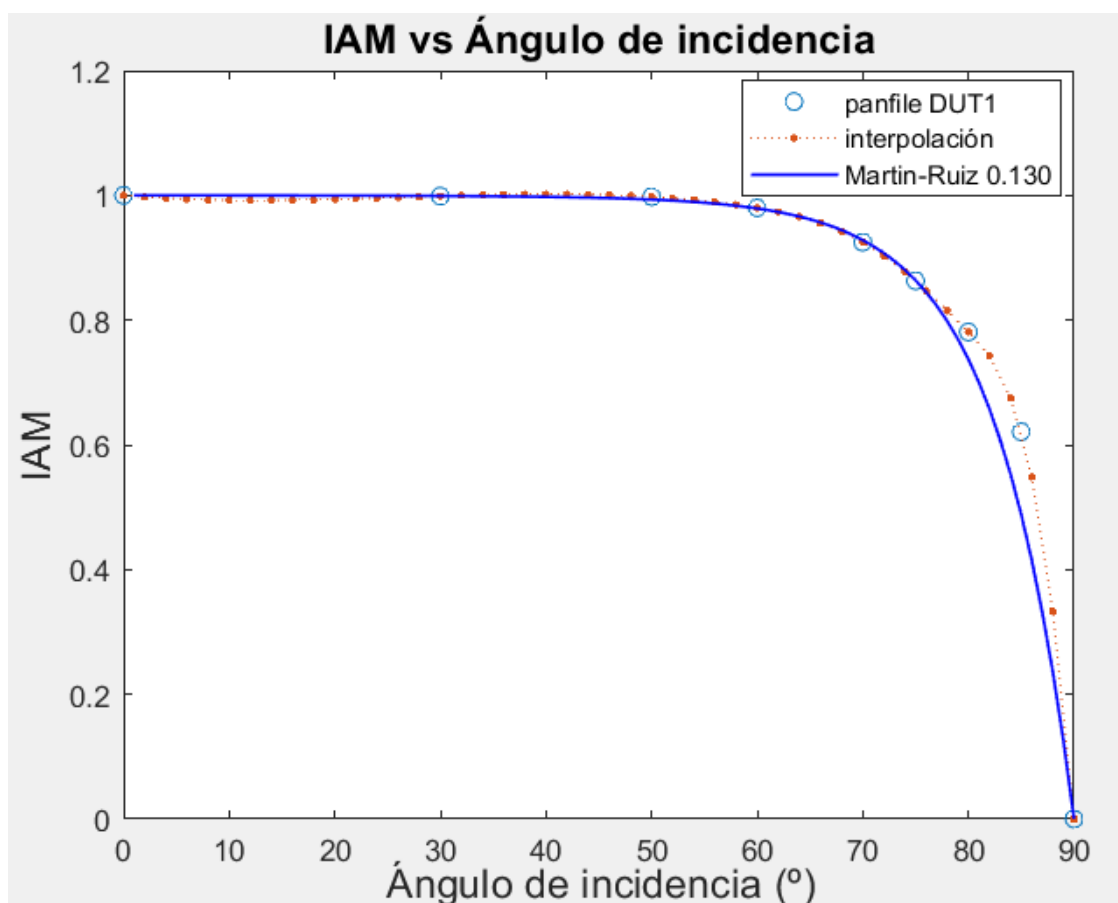


Figura 44. Ajuste de la curva IAM de DUT1 según el fabricante mediante el modelo Martín-Ruiz

Resultados

Se realiza el mismo procedimiento para el DUT2, para el cual se obtiene que $\alpha_r = 0,146$ (véase Figura 45) según el pan.file proporcionado por el fabricante y el posterior ajuste del mismo.

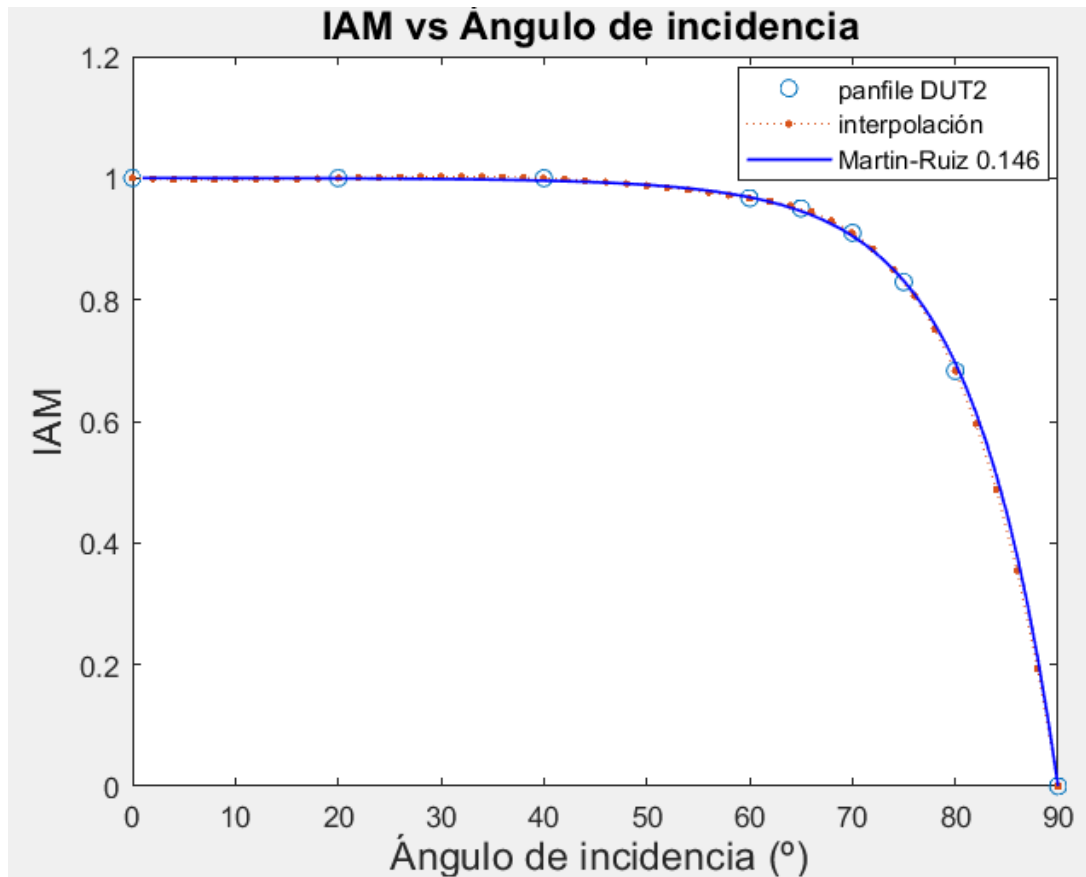


Figura 45. Ajuste de la curva IAM de DUT2 según el fabricante mediante el modelo Martín-Ruiz

Una vez obtenidos los coeficientes α_r de forma experimental y ajustados a la curva IAM proporcionada por el fabricante, se pueden observar ligeras diferencias (véase Tabla 5).

Fecha	Parámetro α_r		Módulos	
	Experimental	Fabricante	Referencia	Test
23 de septiembre	0,125	0,130	Yingli	LONGi
24 de septiembre	0,125	0,130	Yingli	LONGi
25 de septiembre	0,125	0,130	Yingli	LONGi
15 de diciembre	0,125	0,130	Siliken	LONGi
16 de diciembre	0,125	0,130	Siliken	LONGi
17 de diciembre	0,125	0,130	Siliken	LONGi
17 de febrero	0,156	0,146	Yingli	Burger
19 de febrero	0,156	0,146	Yingli	Burger
20 de febrero	0,156	0,146	Yingli	Burger

TABLA 5. COMPARACIÓN DE LOS DISTINTOS COEFICIENTES α_r OBTENIDOS

Una vez calculados y resumidos en la anterior tabla todos los coeficientes α_r obtenidos, se puede emplear la herramienta de simulación SISIFO, desarrollada por el IES de la UPM con el fin de ver la respuesta en energía anual. Esta herramienta permite evaluar la diferencia en la

producción de energía en plantas fotovoltaicas, considerando los distintos coeficientes a_r obtenidos que sirven como parámetro input en las simulaciones de SISIFO. Esto se lleva a cabo con el fin de analizar el impacto en la producción anual de una planta fotovoltaica que contemplase este tipo de módulos (DUT1 y DUT2).

En consecuencia, al realizar simulaciones con estos coeficientes, se puede analizar con mayor precisión cómo varía la eficiencia y producción de los módulos fotovoltaicos, proporcionando información valiosa para optimizar el rendimiento de las instalaciones solares, así como las pérdidas por IAM de cada uno de ellos.

4.7 Simulación con SISIFO

En las siguientes figuras se muestran los resultados anuales de las simulaciones realizadas con la herramienta SISIFO. Las simulaciones se han realizado para una planta de 8KW de potencia empleando para ello tanto módulos DUT1 como DUT2, y con una orientación $\alpha=0^\circ$ y una inclinación $\beta=40^\circ$. Además, se montan sobre una estructura fija, por lo que no hay seguimiento. Como este proyecto no contempla pérdidas por suciedad, se ha impuesto en las simulaciones considerar un grado de suciedad de cero (dato que se sabe que en plantas reales no es cierto). Se llevan a cabo por tanto diversas simulaciones variando tan solo el coeficiente a_r para poder ver su impacto (variación de la irradiación eficaz) para módulos del tipo DUT1 (véase Tabla 6) y módulos del tipo DUT2 (véase Tabla 7).

Coeficiente a_r		G_{eficaz} (KWh/m ²)	
Experimental	Fabricante	Experimental	Fabricante
0,125	0,130	1988,27	1985,17

TABLA 6. VARIACIÓN DE LA IRRADIACIÓN EFICAZ DEBIDO AL PARÁMETRO a_r PARA DUT1

Coeficiente a_r		G_{eficaz} (KWh/m ²)	
Experimental	Fabricante	Experimental	Fabricante
0,156	0,146	1967,57	1974,60

TABLA 7. VARIACIÓN DE LA IRRADIACIÓN EFICAZ DEBIDO AL PARÁMETRO a_r PARA DUT2

Puede calcularse, a partir de la Tabla 6 y la Tabla 7, la diferencia en G_{eficaz} usando los distintos parámetros a_r como input en SISIFO, es el resultado de calcular:

$$|G_{eficaz}(a_r \text{ experimental}) - G_{eficaz}(a_r \text{ experimental})|$$

Para módulos del tipo DUT1:

$$|1988,27 - 1985,17| = 3,10 \text{ KWh/m}^2$$

Por tanto, la diferencia en G_{eficaz} es de **3,10 KWh/m²** lo que se traduce en **0,15 %**

Para módulos del tipo DUT2:

$$|1967,57 - 1974,60| = 7,03 \text{ KWh/m}^2$$

Por tanto, la diferencia en G_{eficaz} es de **7,03 KWh/m²** lo que se traduce en **0,36 %**

Si se compara la G_{eficaz} , obtenida mediante el parámetro a_r experimental empleado como input en SISIFO para módulos tipo DUT1 y DUT2 se obtiene:

$$|1988,27 - 1967,57| = 20,70 \text{ KWh/m}^2$$

Por tanto, la diferencia en G_{eficaz} es de **20,70 KWh/m²** lo que se traduce en **1,04 %**

Además, pueden consultarse las distintas irradiaciones, así como las pérdidas relativas más detalladamente en el Anexo.

Dado que las pérdidas por IAM son menores en los módulos modernos que tienen una capa AR (DUT1 y DUT2), surge la curiosidad de calcular las pérdidas para la misma planta usando módulos con distintos comportamientos frente a las pérdidas por IAM. Sin embargo, es inviable simular con todos los módulos disponibles, ya que implicaría realizar un ensayo exhaustivo para cada uno, como se ha estado haciendo. Por ello, se opta por simular con varios coeficientes a_r , realizando un barrido desde valores muy bajos (típicos en módulos con capas AR, donde las pérdidas son menores) hasta valores típicos para módulos que solo tienen vidrio ($a_r = 0,17$). Los resultados se presentan en la tabla 6:

Coeficiente AR	G _{eficaz} (KWh/m ²)
0,100	2001,86
0,110	1996,84
0,120	1991,26
0,130	1985,17
0,140	1978,67
0,150	1971,82
0,160	1964,69
0,170	1957,35

TABLA 8. VARIACIÓN DE LA IRRADIACIÓN EFICAZ DEBIDO AL COEFICIENTE a_r

Como puede apreciarse, por cada incremento de **0,01** en el coeficiente a_r , la G_{eficaz} varía un **0,3%**.

5. Presupuesto

El presupuesto total lo compone la suma tanto de los módulos solares como de la estructura de suelo que los mantiene en una inclinación óptima para el desarrollo del proyecto, mientras que el resto de los equipos se proporcionan sin coste por parte de la universidad:

- 1 módulo fotovoltaico Meyer Burger Black con un coste de 155,45 € (véase Figura 46)



Figura 46. Módulo fotovoltaico Burger Meyer Black

- 1 módulo fotovoltaico Longi LR4-60HPH con un coste cada uno de 140,49 € (véase Figura 47)

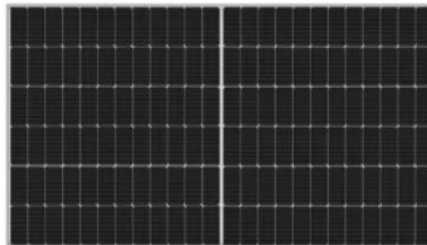


Figura 47. Módulo fotovoltaico Longi LR4-60HPH

- Estructura regulable para 2 módulos con un coste de 242,99 € (véase Figura 48)



Figura 48. Estructura configurable para 30, 40 y 50º

- o Estructura móvil con inclinación de 37º y espacio para 2 módulos
- o 2 portátiles con los programas necesarios para extraer datos de los módulos y la estación meteorológica.
- o Equipos de medida como E-1000, E-Sense y célula de referencia.
- o Módulos de referencia Yingli y Siliken ya disponibles por el grupo de investigación de SFV.
- o Resistencias Shunt
- o Registrador de datos Keysight 34972 y tarjeta de 20 canales Keysight34901
- o Piranómetro y pirheliómetro
- o Sensores PT-1000

El material restante se proporciona por parte de la universidad de forma totalmente gratuita. En consecuencia, el coste total es de **538,93 €**.

6. Impacto del proyecto

El estudio del Ángulo de Incidencia Modificado (IAM) en módulos comerciales de diferentes tecnologías fotovoltaicas tiene diversas implicaciones sociales. El uso de la energía solar como fuente de electricidad limpia y renovable contribuye a la conciencia pública sobre la importancia de las energías limpias y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Al entender cómo los ángulos de incidencia afectan la eficiencia de los módulos solares, podemos promover una adopción más amplia de tecnologías fotovoltaicas y la transición hacia sistemas de energía más sostenibles. Desde una perspectiva de salud y seguridad, el estudio del IAM en módulos solares no presenta riesgos directos para la salud humana. En cambio, el conocimiento generado puede contribuir a la mejora de sistemas energéticos más seguros al incentivar la inversión en tecnologías limpias y reducir la dependencia de fuentes de energía no renovable, que a menudo tienen implicaciones negativas para la salud pública y el medio ambiente. El enfoque en la eficiencia de los módulos solares y su relación con el IAM tiene implicaciones ambientales significativas. Al optimizar la captura de energía solar, se reduce la necesidad de fuentes de energía a base de combustibles fósiles, lo que contribuye directamente a la mitigación del cambio climático y la reducción de la contaminación atmosférica. Además, al impulsar la adopción de tecnologías fotovoltaicas más eficientes, se disminuye la presión sobre los recursos naturales y se fomenta un enfoque más sostenible hacia la generación de energía. Este estudio también tiene implicaciones económicas. La mejora de la eficiencia de los módulos solares puede conducir a una mayor rentabilidad de las instalaciones solares, lo que a su vez puede atraer inversiones y crear oportunidades de empleo en la industria de energía renovable. Además, al reducir la dependencia de los combustibles fósiles, los costos asociados con la volatilidad de los precios del petróleo y el gas pueden disminuir, lo que contribuye a la estabilidad económica. También cabe mencionar que este estudio promueve el avance tecnológico en el campo de la energía solar. A medida que comprendemos mejor cómo los ángulos de incidencia afectan la eficiencia, es más probable que se desarrollen tecnologías innovadoras para optimizar la captura de energía en diversas condiciones. Esto puede fomentar la competencia en la industria solar, impulsar la investigación y el desarrollo, y promover avances tecnológicos que van más allá de la eficiencia de los módulos solares.

En cuanto a la contribución con los ODS, este proyecto se alinea con varios de ellos, en particular con el ODS 7 (Energía asequible y no contaminante, véase Figura 60), ya que contribuye directamente a la promoción de fuentes de energía limpias y renovables. Además, también está vinculado al ODS 13 (Acción por el clima, véase Figura 61), ya que el conocimiento generado tiene el potencial de mitigar los impactos del cambio climático al promover una mayor adopción de energía solar. En última instancia, al contribuir a la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles, este trabajo se apoya en el logro de múltiples ODS relacionados con la energía, el medio ambiente y el bienestar humano.

En conclusión, el estudio del IAM en módulos comerciales de diferentes tecnologías fotovoltaicas no solo aborda consideraciones técnicas, sino que también tiene profundas implicaciones en diversos aspectos sociales, ambientales, económicos y tecnológicos. Su contribución potencial a los Objetivos de Desarrollo Sostenible subraya la importancia de su enfoque en la promoción de un futuro más sostenible y resiliente.



Figura 49. Objetivo de desarrollo sostenible Nº 7



Figura 50. Objetivo de desarrollo sostenible Nº 13

7. Conclusiones

El IAM se refiere a las pérdidas ocasionadas por la reducción de la transmitancia de los módulos fotovoltaicos a medida que varía el ángulo de incidencia de la luz solar. Estas pérdidas suelen representar entre el 1% y el 5% del rendimiento energético anual de las plantas fotovoltaicas comerciales, por lo que es fundamental modelarlas adecuadamente en los ejercicios de simulación correspondientes. Aunque los módulos fotovoltaicos están compuestos por múltiples interfaces, las observaciones experimentales se describen adecuadamente considerando solo la primera interfaz, que es aire-vidrio, con revestimiento AR o sin él. Se mencionan cuatro modelos IAM diferentes: el modelo de Fresnel, el modelo Sandia, el modelo ASHRAE y el modelo Martín-Ruiz. Solamente éste último es el recomendado por la norma IEC, que proviene del manejo de las ecuaciones de Fresnel y que es capaz de integrar y encontrar una solución analítica para las componentes difusa y reflejada y además, mediante la variación de un parámetro de ajuste a_r , es capaz de atender tanto las pérdidas por cambios en el índice de refracción como por el efecto de la suciedad (éste último no es objeto de estudio en este PFG).

Hoy en día, prácticamente todos los módulos fotovoltaicos utilizan vidrio con revestimiento AR como cubierta frontal, y el material de esta capa es consistentemente el mismo o muy parecido en todos los módulos. Por lo tanto, se puede deducir que las diferencias en la eficiencia de aprovechamiento de la luz a altos ángulos de incidencia se deben a la primera interfaz aire-vidrio (la mayor contribución del IAM) que, gracias a los revestimientos AR, que presentan un índice de refracción intermedio entre el aire y el vidrio, permiten minimizar la reflexión en las interfaces aire-revestimiento y revestimiento-vidrio. Esto se confirma a través de simulaciones con SISIFO, donde, modelando una planta fotovoltaica conformada por módulos con vidrio estándar (donde se impone un coeficiente $a_r = 0,17$) se obtiene una irradiación eficaz menor que una planta que emplea módulos con revestimiento AR.

Tras un estudio realizado por nuestro grupo del coeficiente de sensibilidad de la energía con el parámetro a_r , las diferencias observadas para dicho parámetro entre los dos fabricantes de módulos considerados en términos de energía son de 1,04%. Además, las diferencias que hay empleando los datos IAM del fabricante y los obtenidos de forma experimental para DUT1 y DUT 2 son de 0,15% y 0,36% respectivamente. También, queda patente en este proyecto que los módulos sin capa AR en el vidrio (módulos de referencia) sufren mayores pérdidas por IAM que los módulos que hacen uso de este revestimiento (módulos ensayados). Es el caso de DUT1 y DUT2, que mostraron menores pérdidas por IAM en comparación con REF y REF2. Además, se ha demostrado que las pérdidas por IAM tanto en un módulo policristalino como monocristalino sin capa AR (REF1 Y REF2) son las mismas.

Finalmente, puede concluirse que se ha validado el modelo Martín-Ruiz, así como el método de ensayo relativo empleado durante el desarrollo de este PFG que permite medir las pérdidas por IAM en módulos limpios de distintas tecnologías que están surgiendo en el mercado.

8. Trabajos futuros

Con el fin de mejorar aún más el ensayo y reducir así la incertidumbre, se proponen varios aspectos y medidas a mejorar:

- Se propone el empleo de una estructura más robusta que permita posicionar dos módulos coplanarios entre sí con una orientación de -90° (este) o 90° (oeste) y una inclinación ideal de 90° . Esto es debido a que para ángulos de incidencia donde las pérdidas por IAM son máximas, la irradiancia difusa es mínima.
- Ensayar varios módulos de la misma marca con el fin de poder ver la reproducibilidad, pues debido a los tiempos de duración de este proyecto, no se han podido medir más módulos de la misma familia.
- Realizar una medida mucho más exacta de la orientación de los módulos. Debido a la presencia de campos magnéticos en la azotea de la universidad, las brújulas empleadas tenían un cierto error a la hora de medir la orientación de los módulos. Este propósito puede conseguirse mediante el empleo de una estaca en el suelo. Ésta se coloca de forma totalmente vertical sobre una zona lo más llana posible- Se observa donde cae la sombra y se marca el extremo con una señal. Se esperan unos minutos y se marca nuevamente el extremo de la sombra. Finalmente se unen esos dos puntos, obteniéndose la dirección este-oeste. A partir de aquí, con diversos dispositivos y conociendo la dirección este-oeste, se puede orientar el módulo en cualquier dirección.
- Cuantificar el impacto de la suciedad como una contribución en menor medida sobre el IAM
- Medir módulos de otras marcas comerciales a fin de comparar las pérdidas de éstos frente a ángulos de incidencia elevados.
- Tener en cuenta el factor de corrección de la componente reflejada o intentar minimizarlo llevando a cabo un experimento de medidas colocando césped o una lona negra debajo del set-up de la estructura para reducir el posible impacto de la reflexión del suelo

9. Referencias

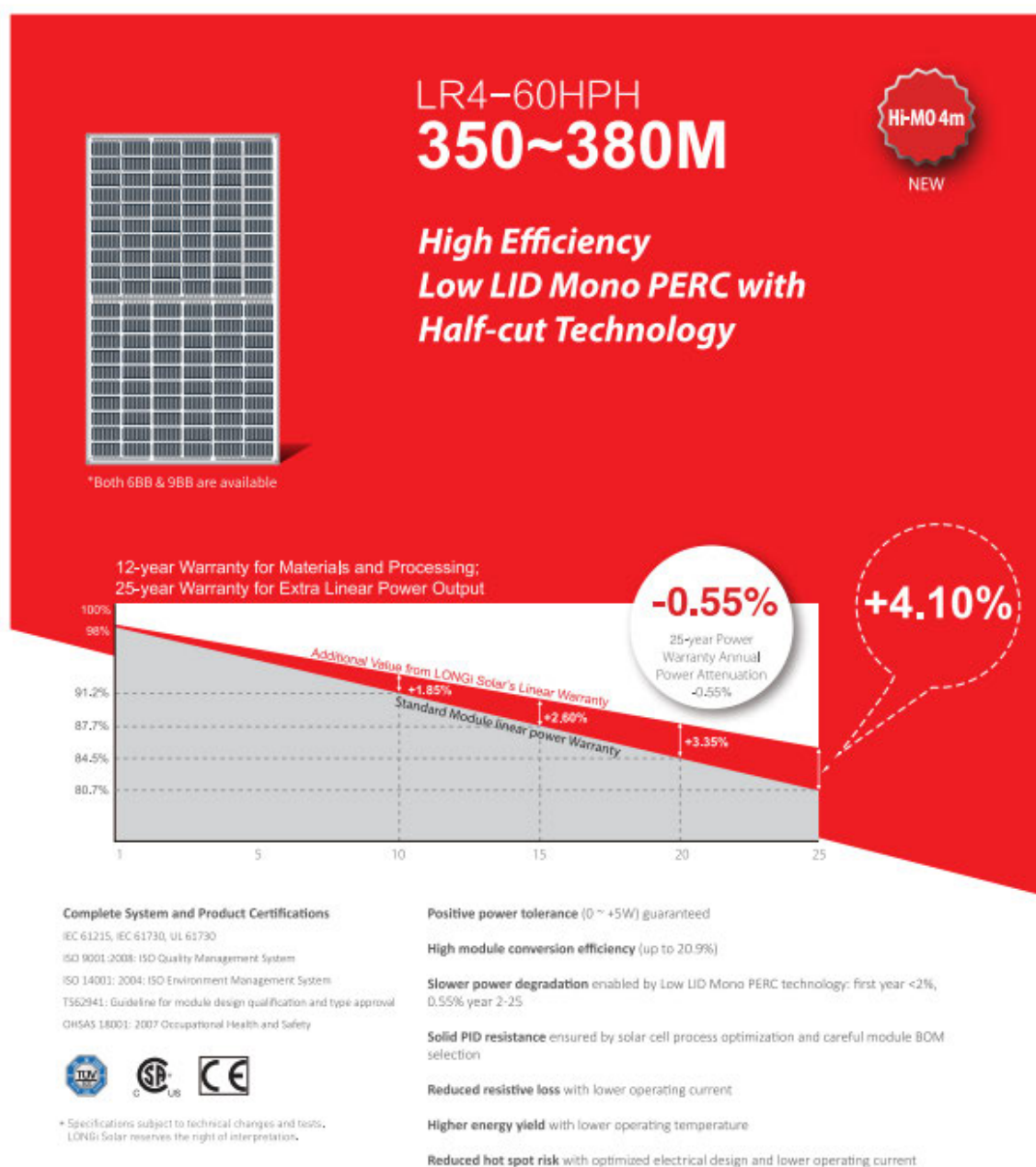
- [1] <https://es.statista.com/estadisticas/1004390/generacion-solar-fotovoltaica-en-espana/>
- [2] Souka AF, Safwat HH, "Determinación de las orientaciones óptimas para el colector plano de doble exposición y sus reflexiones". Solar Energy vol. 10, págs. 170-174. 1966.
- [3] King, D. L., Boyson, W. E., and Kratochvil, J. A., "Photovoltaic array performance model," United States, 2004. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/919131>
- [4] PVSyst7. "https://www.pvsyst.com/help/iam_loss.htm."
- [5] N. Martin and J.M. Ruiz, "Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model," Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 70, no. 1, pp. 25-38, 2001, doi: [https://doi.org/10.1016/S0927-0248\(00\)00408-6](https://doi.org/10.1016/S0927-0248(00)00408-6)
- [6] <https://mastersolar.ies.upm.es/que-es-efecto-fotovoltaico/>
- [7] <https://www.electronicafacil.top/generacion-energia-solar/celula-solar/>
- [8] <https://okcamper.es/2020/03/13/diferencias-entre-silicio-monocristalino-y-multicristalino-o-policristalino/>
- [9] <https://ingenieroandreotti.blogspot.com/2013/01/plan-solar-san-juan-fabricacion-de.html>
- [10] <https://www.dsisolar.com/info/cigs-solar-cell-technology-32862127.html>
- [11] <https://www.evwind.com/2024/06/15/una-nueva-tecnologia-la-celula-fotovoltaica-de-perovskita-promete-revolucionar-la-energia-solar/>
- [12] <https://www.cambioenergetico.com/blog/celulas-solares-perc/>
- [13] <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/tecnologia-hjt-paneles-solares/>
- [14] <https://osakaelectronicsltda.com/blog/biblioteca/partes-del-panel-solar>
- [15] <https://greensolutions.es/noticias/blog/perdidas-de-rendimiento-de-los-paneles-solares-por-el-calor-en-verano>
- [16] https://www.pvsyst.com/help/iam_loss.htm
- [17] <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0068555>
- [18] <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0066277>
- [19] <https://entecsolar.es/>
- [20] <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0070297>
- [21] <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>

[22] <https://es.mathworks.com/products/matlab.html>

[23] IES-UPM. "SISIFO Simulation Software." <https://sisifo.info>

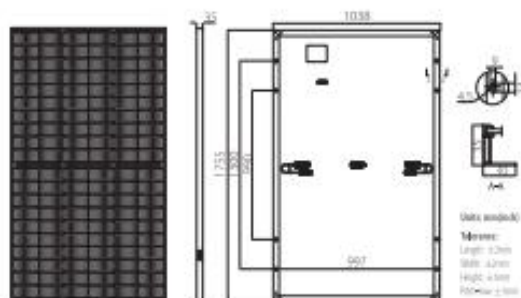
Anexo

A.1 Hoja de especificaciones módulo LONGi LR4-60HPH



LR4-60HPH 350~380M

Design (mm)



Mechanical Parameters

Cell Orientation: 120 (6x20)
 Junction Box: IP68, three diodes
 Output Cable: 4mm², 300mm in length
 length can be customized
 Glass: Single glass
 3.2mm coated tempered glass
 Frame: Anodized aluminum alloy frame
 Weight: 19.5kg
 Dimension: 1755x1038x35mm
 Packaging: 30pcs per pallet
 180pcs per 20'GP
 780pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40°C ~ +85°C
 Power Output Tolerance: 0 ~ +5W
 Voc and Isc Tolerance: ±3%
 Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
 Maximum Series Fuse Rating: 20A
 Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C
 Safety Class: Class II
 Fire Rating: UL type 1 or 2

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR4-60HPH-350M		LR4-60HPH-355M		LR4-60HPH-360M		LR4-60HPH-365M		LR4-60HPH-370M		LR4-60HPH-375M		LR4-60HPH-380M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	350	261.4	355	265.1	360	268.8	365	272.6	370	276.3	375	280.0	380	283.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	40.1	37.6	40.3	37.8	40.5	38.0	40.7	38.2	40.9	38.3	41.1	38.5	41.3	38.7
Short Circuit Current (Isc/A)	11.15	9.02	11.25	9.10	11.35	9.17	11.43	9.25	11.52	9.32	11.60	9.38	11.69	9.45
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	33.6	31.3	33.8	31.5	34.0	33.7	34.2	31.8	34.4	32.0	34.6	32.2	34.8	32.4
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.42	8.35	10.51	8.43	10.59	8.49	10.68	8.56	10.76	8.63	10.84	8.69	10.92	8.76
Module Efficiency(%)	19.2		19.5		19.8		20.0		20.3		20.6		20.9	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Temperature Ratings (STC)

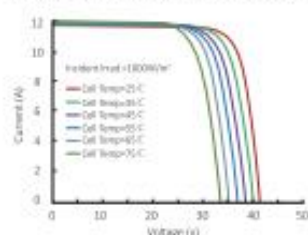
Temperature Coefficient of Isc: +0.048%/°C
 Temperature Coefficient of Voc: -0.270%/°C
 Temperature Coefficient of Pmax: -0.350%/°C

Mechanical Loading

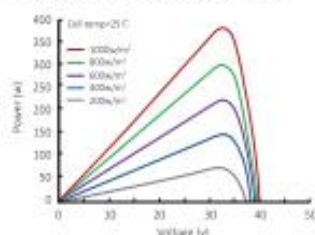
Front Side Maximum Static Loading: 5400Pa
 Rear Side Maximum Static Loading: 2400Pa
 Hailstone Test: 25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

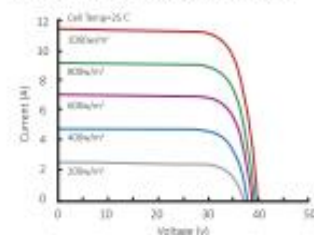
Current-Voltage Curve (LR4-60HPH-365M)



Power-Voltage Curve (LR4-60HPH-365M)



Current-Voltage Curve (LR4-60HPH-365M)



LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200401V11

A.2 Hoja de especificaciones módulo Meyer Burger Black



Meyer Burger Black

Módulo de heterounión



Potencia máxima

Hasta un 20% más de rendimiento energético, incluso en condiciones de poca luminosidad: por la mañana o por la tarde, o cuando esté nublado.



Máxima calidad

Producción de células y módulos solares según los estándares más exigentes, exclusivamente en Alemania.



Duración máxima

Rendimientos garantizados durante décadas.



Máxima estabilidad

La tecnología patentada SmartWire hace que los módulos tengan la máxima resistencia y potencia.



Máxima elegancia

Magnífico y sobrio diseño: desarrollado en Suiza.

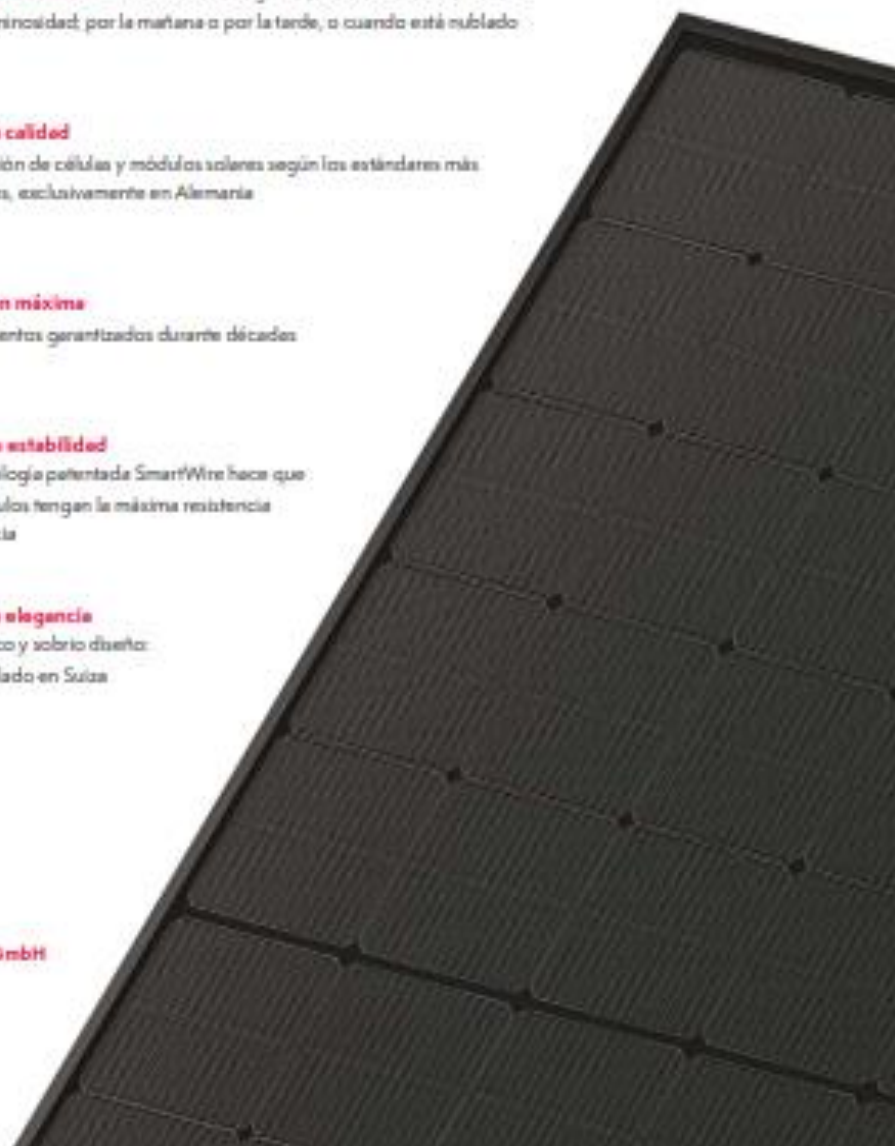
Meyer Burger (Industries) GmbH

Carl-Schiffner-Str. 17

D9599 Freiberg

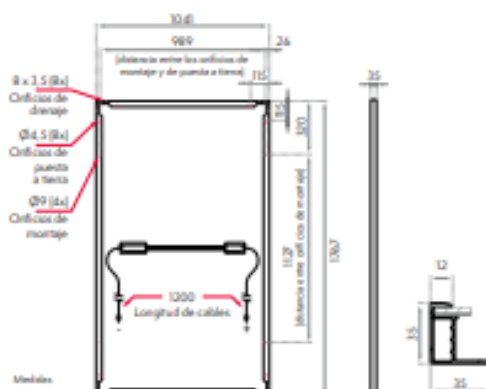
Alemania

www.meyerburger.com



DATOS MECÁNICOS

Dimensiones [mm]	1767 x 1041 x 35
Peso [kg]	19,7
Cubierta frontal	Vidrio solar, 3,2 mm, con revestimiento antirreflejante
Cubierta posterior	Disco de barres alta, negro
Marco	Aluminio anodizado (negro)
Tipo de célula solar	Módulo de media célula 120, mono n-Si, HJT
Cajas de conexión	3 diodos, grado de protección IP68 según IEC 62790
Cable	Cable fotovoltaico de 4 mm ² y 1,2 m de longitud, según la norma EN 50618
Enchufe	MC4, según IEC 62852, grado de protección IP68 solo después de la conexión



DATOS ELÉCTRICOS¹

Clase de potencia en STC ² [W _p]		375		380		385		390		395	
Potencia mínima [tolerancia de potencia -0 W/+5 W] [W _p]		STC		STC		STC		STC		STC	
Potencia	P _{max}	[W]	375	286	380	292	385	297	390	298	395
Corriente de cortocircuito	I _{sc}	[A]	10,6	8,6	10,6	8,6	10,7	8,6	10,8	8,7	10,9
Tensión de circuito abierto	V _{oc}	[V]	44,5	41,9	44,6	42,0	44,6	42,0	44,7	42,1	44,7
Corriente	I _{mp}	[A]	9,9	8,0	10,0	8,1	10,1	8,2	10,2	8,2	10,3
Tensión	V _{mp}	[V]	38,0	35,8	38,2	36,0	38,4	36,2	38,5	36,3	38,7
Eficiencia	η	[%]	20,4		20,7		20,9		21,2		21,5

Coefficientes de temperatura

Coefficiente de temperatura I _{sc}	α	[%/°C]	+0,033
Coefficiente de temperatura V _{oc}	β	[%/°C]	-0,234
Coefficiente de temperatura P _{max}	γ	[%/°C]	-0,259
Temperatura nominal de funcionamiento del módulo	NIMOT ³	[°C]	44±2

Los coeficientes de temperatura mencionados son valores lineales.

Potencia a diferentes radiaciones



CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO

Tensión máxima de la instalación	[V]	1000
Capacidad de carga de corriente inversa máxima	[A]	15
Máxima carga de prueba +/- (incluido el factor de seguridad 1,5)	[Pa]	6000/4000
Clasificación de resistencia al fuego EN 13501-1		B2
Temperatura de servicio	°C	-40 a +85

GARANTÍA DE MEYER BURGER

Garantía del producto [a]	25
Garantía de rendimiento [a]	25
Rendimiento después de 1 año	≥ 98% de la potencia nominal
Disminución anual de la potencia [%/a]	0,25
Rendimiento después de 25 años	≥ 92% de la potencia nominal

Se aplican las condiciones de garantía

CERTIFICACIÓN

Certificaciones

IEC 61215:2016, IEC 61730:2016

Certificaciones [registradas]

UL61730-1, UL 61730-2, PID [IEC 62804], resistencia a la niebla salina [IEC 61701], resistencia al amoníaco [IEC 62716], carga mecánica dinámica [IEC 62782:2016], polvo y arena [IEC 60068]

Nota: todos los datos y especificaciones son preliminares y están sujetos a cambios sin previo aviso.

Made in Germany.
Designed in Switzerland.



WEEE Reg. No. DE 9875227


MEYER BURGER

SFE
Solar Logistic
www.sfe-solar.com

Official Distributor

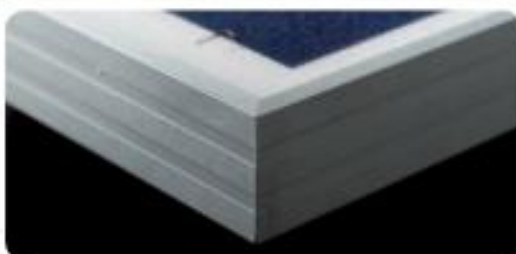
¹ Medición según IEC 60904-3, tolerancia de medición ± 3%, medición monofásica con cubierta posterior.
² STC: irradiancia 1000 W/m², 25 °C, espectro AM1,5.
³ NIMOT: temperatura nominal de funcionamiento del módulo, con irradiancia 800 W/m², espectro AM1,5, 20 °C, velocidad del viento 1 m/s.

A.3 Hoja de especificaciones módulo Yingli Solar



YL 185 P-23b / 1310x990 SERIES

YL 165 P-23b . YL 170 P-23b . YL 175 P-23b
YL 180 P-23b . YL 185 P-23b



* In compliance with our Warranty Terms and Conditions

ABOUT YINGLI SOLAR

Yingli Solar is a vertically integrated manufacturer of solar photovoltaic modules. Under one roof we manufacture our ingots, wafers, cells and modules. This ensures that we can tightly control our material and production quality, offering our customers leading product durability and sustainable performance backed by our 25 year limited power warranty*.

PERFORMANCE

- >> High efficiency, polycrystalline solar cells with high transmission and textured glass delivering a module series efficiency of up to 14.3%, minimising installation costs and maximising the kWh output of your system per unit area.
- >> Power tolerance of +/-3% minimising PV system mismatch losses.

QUALITY & RELIABILITY

- >> 3 busbars cells with higher efficiency and better collection of electrons increase module power output.
- >> Robust, corrosion resistant aluminium frame independently tested to withstand wind loads of 2.4KPa and snow loads of 5.4KPa ensuring a stable mechanical life for your modules.
- >> Take confidence in our modules with a 5 year limited product warranty and a 25 year limited power warranty*.
- >> Modules protected by box during transportation and with 20 modules in a box on-site waste is minimised.
- >> Manufacturing facility certified to ISO 9001 Quality Management System standards.

WARRANTIES

5-year limited product warranty*

Limited power warranty*: 10 years at 90% of the minimal rated power output, 25 years at 80% of the minimal rated power output

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

IEC 61215 Edition 2, IEC 61730 , CE, ISO 9001



• Qualified, IEC 61215
• Quality tested,
IEC 61730
• Periodic inspection



YL 185 P-23b / 1310x990 SERIES

ELECTRICAL PARAMETERS

Electrical parameters at STC (1,000 W/m², 25°C, AM 1.5 according to EN 60904-3)

Module type	YL 165 P-23b	YL 170 P-23b	YL 175 P-23b	YL 180 P-23b	YL 185 P-23b
Power output	[W]	165.0	170.0	175.0	180.0
Power output tolerances	[%]	+/- 3	+/- 3	+/- 3	+/- 3
Module Efficiency	[%]	12.7	13.1	13.5	13.9
Voltage at P _{max} , V _{mp}	[V]	23.0	23.0	23.0	23.0
Current at P _{max} , I _{mp}	[A]	7.17	7.39	7.61	7.83
Open circuit voltage V _{oc}	[V]	29.0	29.0	29.0	29.5
Short circuit current I _{sc}	[A]	7.90	8.10	8.20	8.30
Max. system Voltage	[V]	1,000 VDC			

Parameters of the thermal characteristics

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	[°C]	46 +/- 2
Temperature coefficient beta of I _{sc}	[1/K]	+ 0.0006
Temperature coefficient alpha of V _{oc}	[1/K]	- 0.0037
Temperature coefficient gamma of P _{max}	[1/K]	- 0.0045

MECHANICAL PARAMETERS

Dimensions (length [mm] / width [mm] / thickness [mm])	1,310 / 990 / 50
Thickness with junction box [mm]	50
Weight [kg]	15.8
Junction box (manufacturer / protection degree / number of diodes)	CIXI / IP65 / 6
Junction box dimensions (length / width / thickness [mm])	151 / 122 / 25
Positive cable & negative cable (length [mm] / cross-section [mm ²])	900 / 4.0
Plug connector (manufacturer / type / protection degree)	MC4 / UV resistance and self-locking / IP67
Front cover (material / thickness [mm])	Tempered Glass, 3.6mm
Cell type (quantity / technology / cell size [mmxmm])	48 / polycrystalline 3 busbars / 156 x 156
Encapsulation materials	Ethylene Vinyl Acetate (EVA)
Rear cover (material / thickness [mm])	Polyester laminated film / 0.287
Frame (material)	robust anodized aluminum alloy

OPERATING CONDITIONS

Operating temperature [°C]	- 40 to + 85
Max. wind load / Max. snow load [Pa]	2.4k / 5.4k
Application Class	Class A

PACKAGING

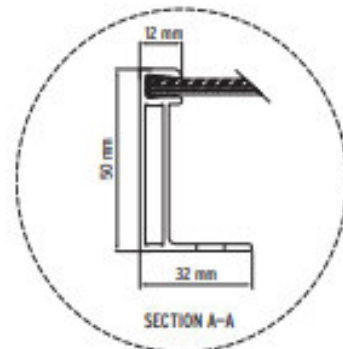
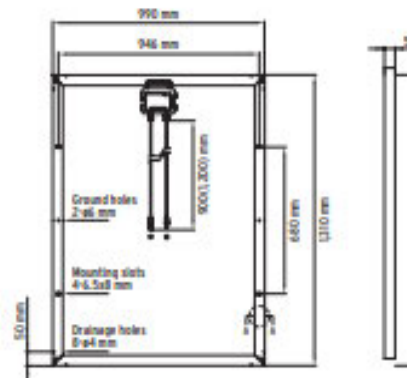
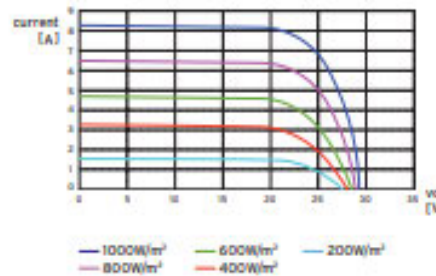
Number of modules per box	20
Box size (length [mm] / width [mm] / depth [mm])	1,380 / 1,140 / 1,165
Box Gross weight in kg	365
Boxes per pallet	1

* The data does not refer to a single module and they are not part of the offer, they serve for comparison only to different module types.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.
commerce@yinglisolar.com
0086 - (0)312 - 8929802

Subject to modifications and errors

IV CURVES



Electrical equipment,
check with your installer



A.4 Hoja de especificaciones módulo Siliken

SLK60P6L SLV/WHT 220 W - 255 W

Poly-Crystalline Solar Modules

Real World Tested • Globally Trusted

siliken



- **Manufactured in Ontario, Canada**
- **Positive Power Tolerance +3/0 %**
- **10 Year Workmanship Warranty**
- **25 Year Linear Power Guarantee**
- **Outstanding Low-Light Performance**
- **UL and TÜV Certified**
- **High Performance Modules with Efficiency up to 15.7%**
- **MC4 or compatible connectors**



The Siliken module is rated first by Photon Laboratory for long term energy production. It generates 5.9% more power than the average value of all the modules studied and 12.4% more than the minimum value recorded.

Why Siliken?

- We have been manufacturing in Europe for 10 years and in USA for 4 years.
- Our global success has established a solid foundation to service the long-term needs of the solar industry.
- With over 300 MW installed worldwide, we have built a respected brand by consistently providing a quality product with proven performance.
- Our investment in R&D illustrates our commitment to reduce costs and improve efficiencies.



Siliken Reliability

Siliken modules are certified according to UL and TÜV standards. The high quality and reliability ensure the prompt return of investment for any PV installation, including residential, commercial or utility scale.

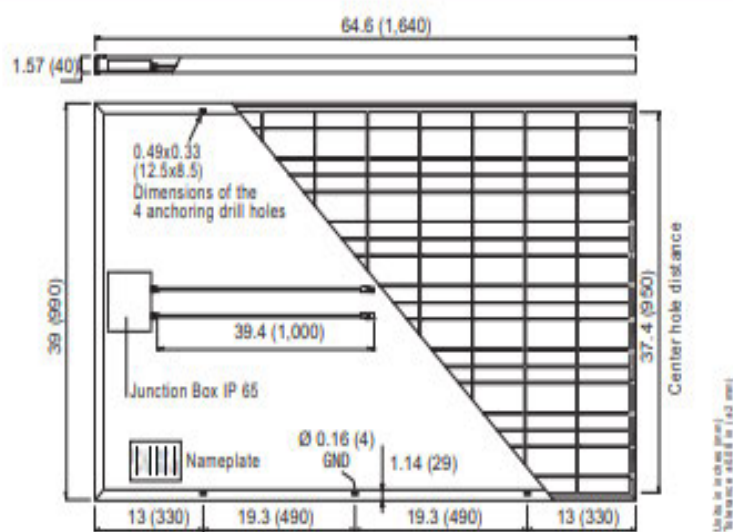
Each module goes through testing phases, including strict power production verification and resistance tests in radiation simulators. With innovative products and solutions successfully implemented around the world, Siliken is a recognized global leader in solar power.



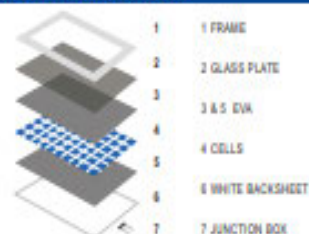
SLK60P6L SLV/WHT 220 W - 255 W

Poly-Crystalline Solar Modules

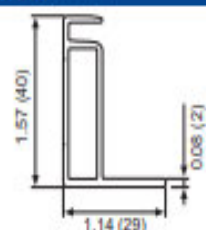
siliken



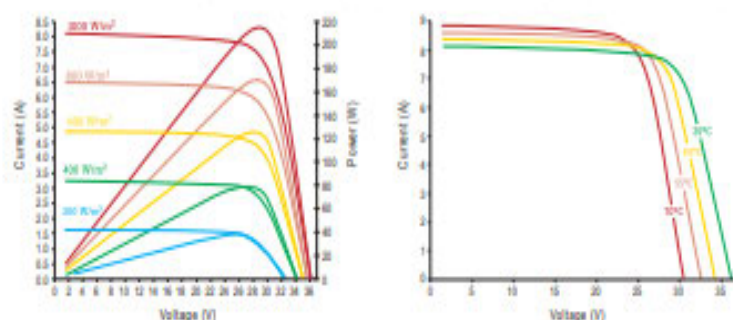
Construction Characteristics



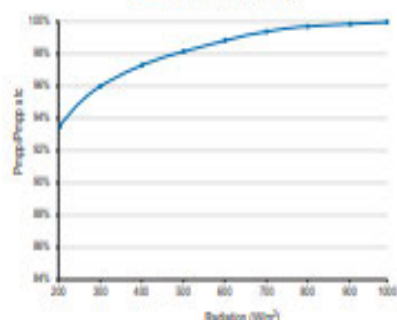
Frame Cross Section



SLK60P6L - 225W I-V and Pmax characteristics with a variety of radiation levels at 77°F (25°C) I-V characteristics with a variety of cell temperatures at 92.94W/m² (1,000 W/m²)



Weak light performance at Pmpg 77°F (25°C) Siliken module's average



Mechanical Data

Dimensions (LxWxD)	64.6 x 39 x 1.57 in (1640 x 990 x 40 mm)
Weight	41.9 lbs (19 kg)
Output Cables	RHW-2 symmetrical length cable 39.4 in (1 m) Multi-Contact connectors (MC4)
Junction Box	IP-65 rated with bypass diodes
Frame	Anodized aluminum of 15 microns of thickness type 6063 T6
Front Glass	0.125 in (3.2 mm) low iron tempered glass with high transmissivity
Solar Cells	60 Poly-crystalline cells 6 x 6 in (156 x 156 mm)

Certifications

UL Listed	UL 1703
Fire Rating	Class C
TUV Certified	IEC 61215 / IEC 61730 / 61701 Salt Mist Corrosion
EC Declaration of conformity (CE Mark)	
CEC (California Energy Commission) Program Registered	
FSEC (Florida Solar Energy Center) PV Module Certification	
MCS Mark (Microgeneration Certification Scheme)	

Electrical Data

Maximum power at STC (+3/-%)	P _{mp} (W)	220	225	230	235	240	245	250*	255*
Efficiency at STC	η (%)	13.6	13.9	14.2	14.5	14.8	15.1	15.4	15.7
Power per Unit Area	P _u (Wp/SqFt)	12.6	12.9	13.2	13.4	13.7	14.0	14.3	14.6
Voltage at Maximum Power	V _{mp} (V)	29.2	29.3	29.5	29.5	29.6	29.6	29.8	29.8
Current at Maximum Power	I _{mp} (A)	7.54	7.68	7.79	7.97	8.12	8.27	8.39	8.56
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	36.7	36.8	36.9	36.9	37.0	37.0	37.1	37.1
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	8.10	8.20	8.32	8.47	8.61	8.75	8.91	9.02
Maximum Voltage UL	V _{max} (V) UL					600			
Temperature Coefficient of Pmp	T _{Pmp} (%/°C)					-0.43			
Temperature Coefficient of Voc/Vmp	T _{Voc/Vmp} (%/°C)					-0.356 / -0.500			
Temperature Coefficient of Isc/Imp	T _{Isc/Imp} (%/°C)					+0.062 / +0.030			
Normal Operating Cell Temperature	NOCT (°F)(°C)					114.8±3.2 (46±2)			
Series Fuse Rating	A					15			
Bypass Diodes	A / V					15 / 40			
Reverse current test	A					15			

Values at Standard Test Conditions STC: Irradiance 92.94 W/m² (1,000 W/m²), Air Mass AM 1.5 and cell temperature 77°F (25°C)

* Subject to availability.

WARNING: Read the instruction manual carefully before using this product. NOTE: Siliken Canada reserves the right to modify this product without prior notice.

Siliken Canada - 1 Yonge Street, Suite 1801 - Toronto ON M5E 1W7 Canada - Tel.: +1 (416) 214-3655 - Fax: +1 (416) 369-0515 - www.siliken.com

Test Operating Conditions

Temperature	-40 °F to +185 °F (-40 °C to +85 °C)
Static Load	50 psf (2400 Pa)
Max Load	112.8 psf (5400 Pa)
Impact Resistance	Hailstone impact Ø1 in at 52 mph (825 mm at 23 m/s)

Product Warranty

10 year limited warranty on materials and workmanship

25 Year Linear Power Guarantee

Year 1: 97% of rated output
Years 2-25: 0.7% p.a. reduction

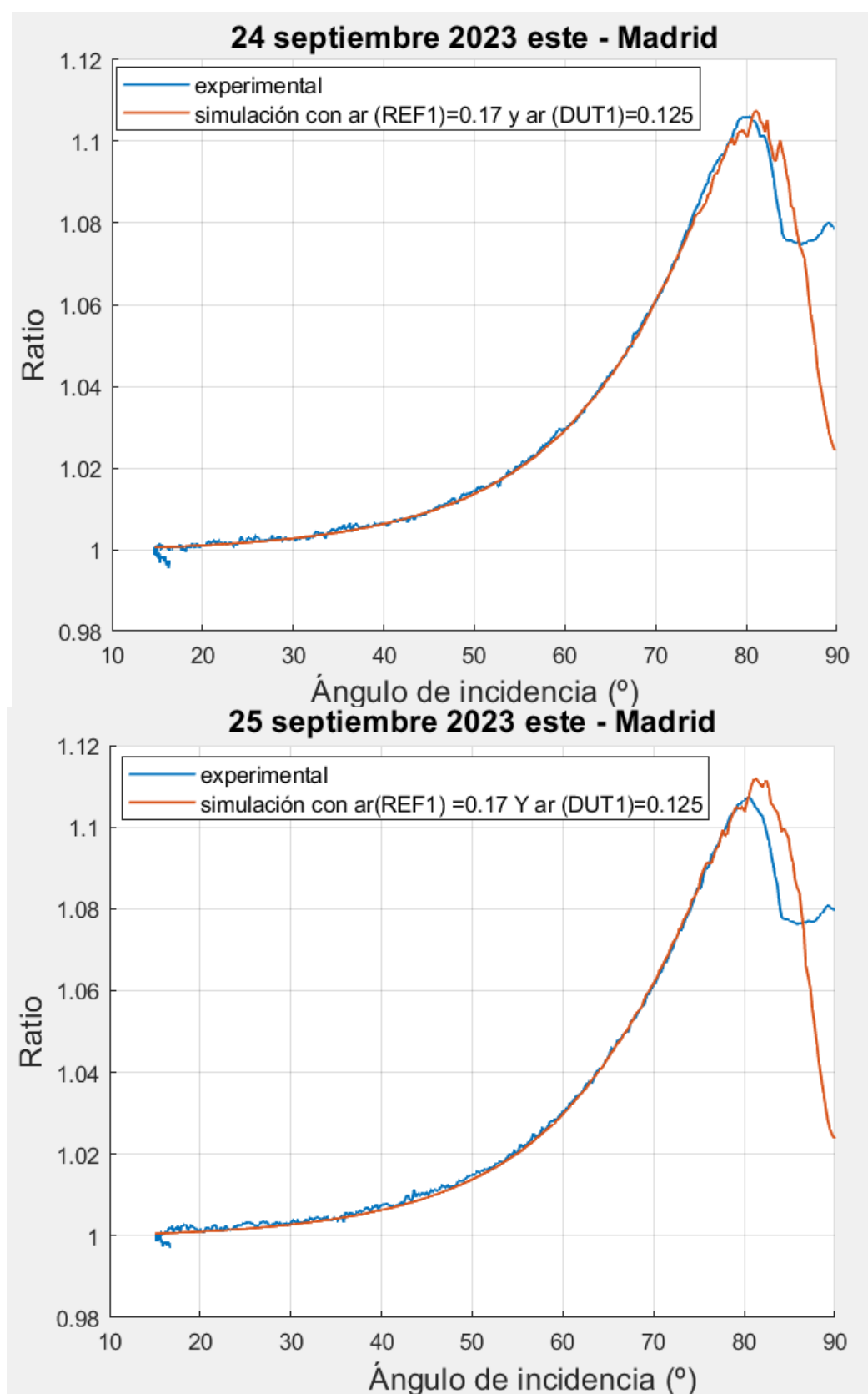
A.5 Cálculo del coeficiente α_r experimental

Figura 51. Ajuste de la curva experimental a la simulada para los días 23 y 25 de septiembre

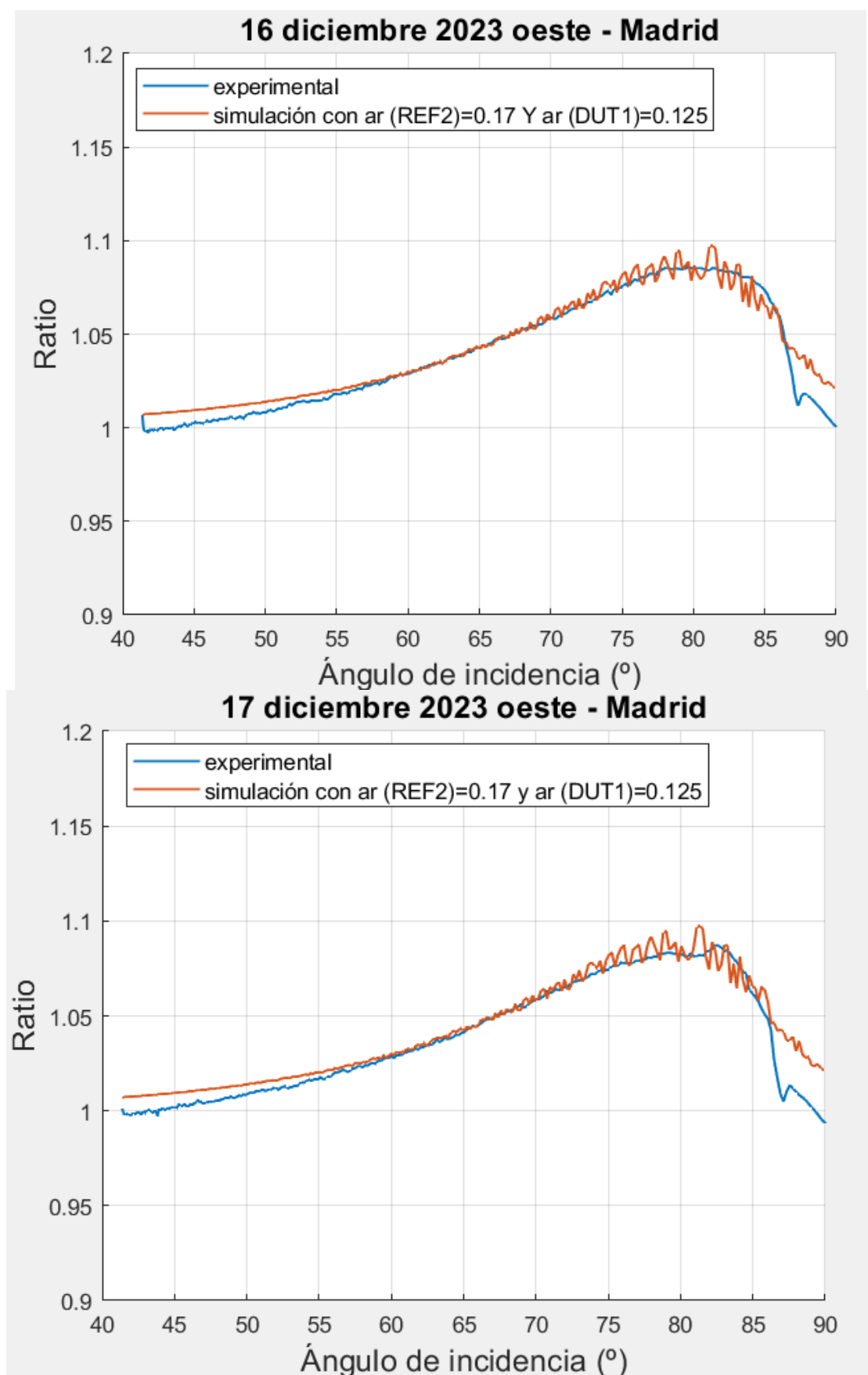


Figura 52. Ajuste de la curva experimental a la simulada para los días 16 y 17 de diciembre

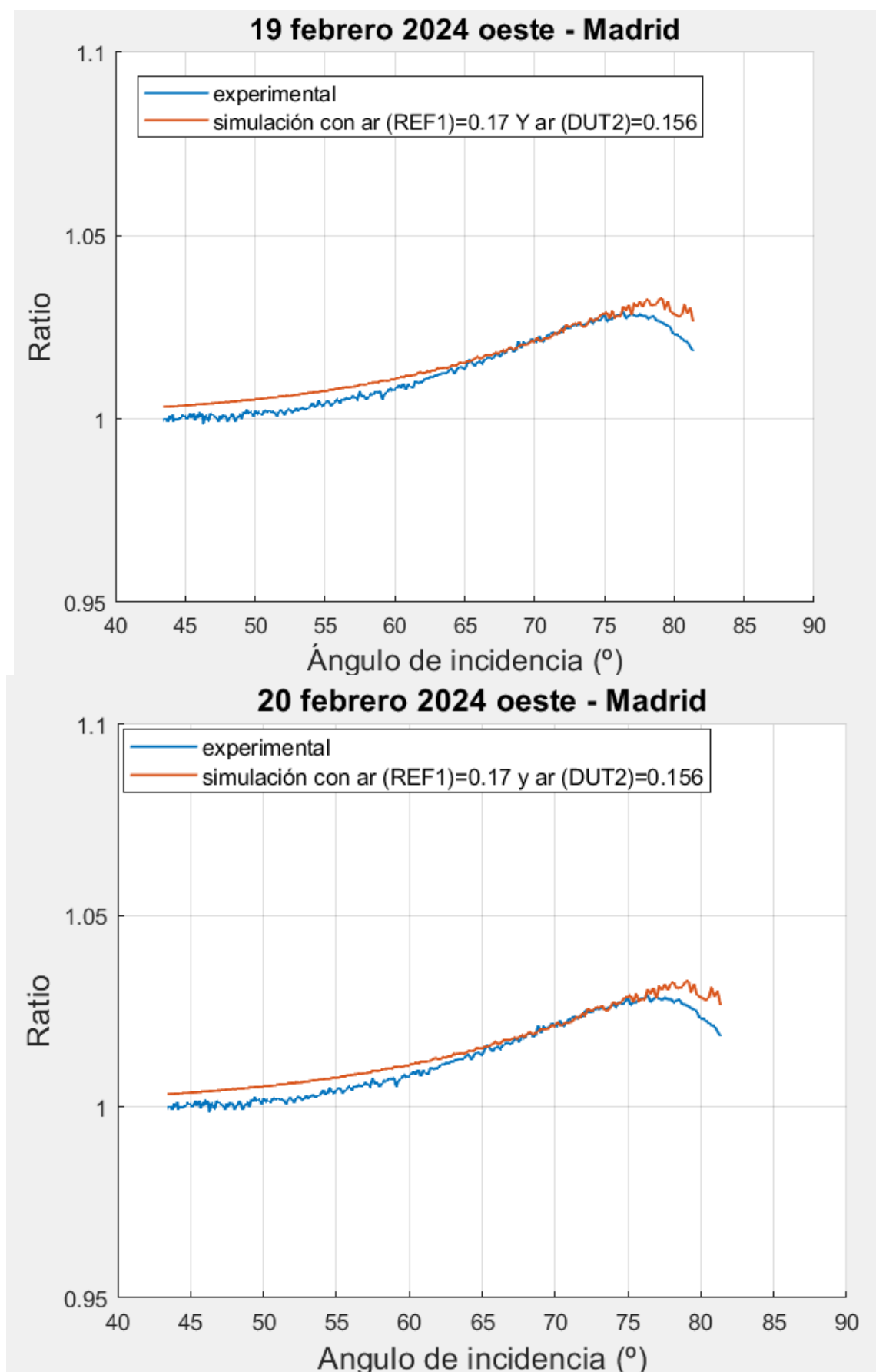


Figura 53. Figura 52. Ajuste de la curva experimental a la simulada para los días 19 y 20 de febrero

A.6 Resultados SISIFO



	Valor anual
Horizontal [kWh/m2]	1843,07
Incidente [kWh/m2]	2017,71
Eficaz (polvo e incidencia) [kWh/m2]	1988,27
Eficaz con sombras adyacentes [kWh/m2]	1988,27
Eficaz con sombras totales [kWh/m2]	1988,27
Effective with total shadows, and spectrum [kWh/m2]	1969,12

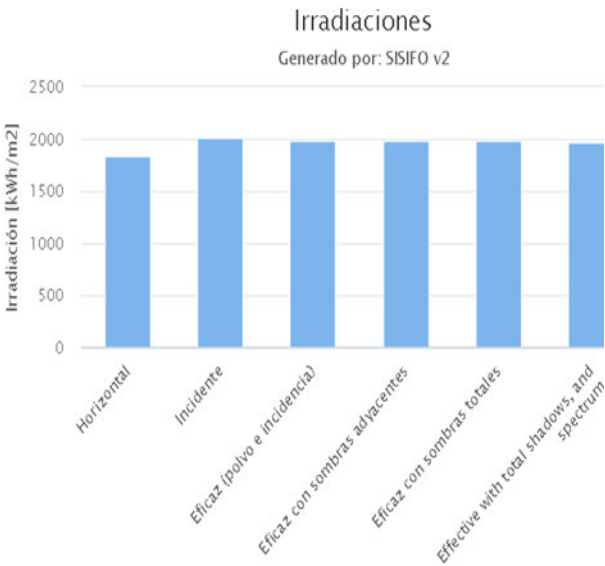


Figura 54. Desglose de irradiaciones anual para módulos DUT1 incorporando en SISIFO el coeficiente ar experimental



	Valor anual
energía útil [%]	80,70
suciedad e incidencia [%]	1,46
por sombreado [%]	0,00
espectral [%]	0,96
potencia de entrada del inversor [%]	6,00
temperatura de la célula [%]	4,95
baja irradiancia [%]	0,00
Cableado CC [%]	0,62
irradiance below the threshold and the inverter's saturation [%]	0,06
Inversor CC/CA [%]	4,65
Cableado de BT [%]	0,59
Transformador de BT/MT [%]	0,00
Cableado en MT [%]	0,00
Transformador MT/AT [%]	0,00
Cableado de AT [%]	0,00

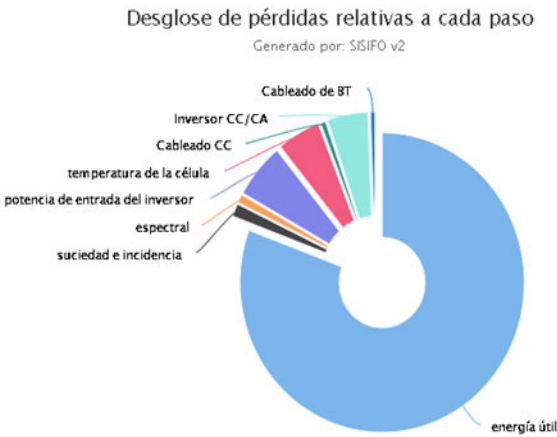


Figura 55. Desglose de pérdidas anual para módulos DUT1 incorporando en SISIFO el coeficiente ar experimental



	Valor anual
Horizontal [kWh/m ²]	1843,07
Incidente [kWh/m ²]	2017,71
Eficaz (polvo e incidencia) [kWh/m ²]	1985,17
Eficaz con sombras adyacentes [kWh/m ²]	1985,17
Eficaz con sombras totales [kWh/m ²]	1985,17
Effective with total shadows, and spectrum [kWh/m ²]	1966,15

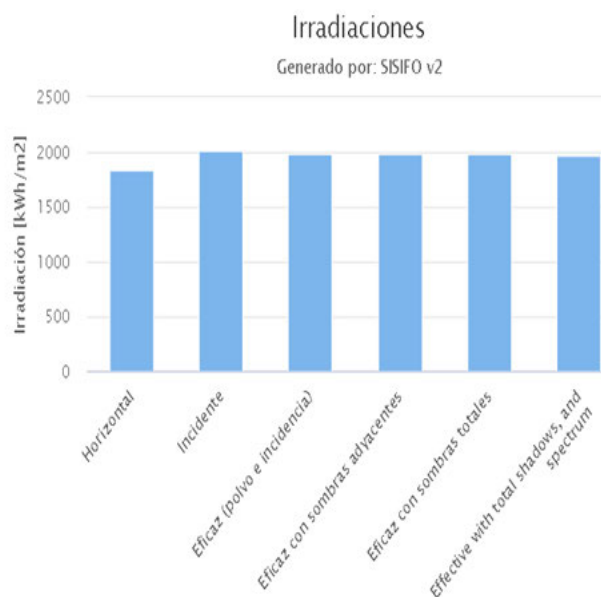


Figura 56. Desglose de irradiaciones anual para módulos DUT1 incorporando en SISIFO el coeficiente α del fabricante



	Valor anual
energía útil [%]	80,55
suciedad e incidencia [%]	1,61
por sombreado [%]	0,00
espectral [%]	0,96
potencia de entrada del inversor [%]	6,00
temperatura de la célula [%]	4,95
baja irradiancia [%]	0,00
Cableado CC [%]	0,62
irradiance below the threshold and the inverter's saturation [%]	0,06
Inversor CC/CA [%]	4,66
Cableado de BT [%]	0,59
Transformador de BT/MT [%]	0,00
Cableado en MT [%]	0,00
Transformador MT/AT [%]	0,00
Cableado de AT [%]	0,00

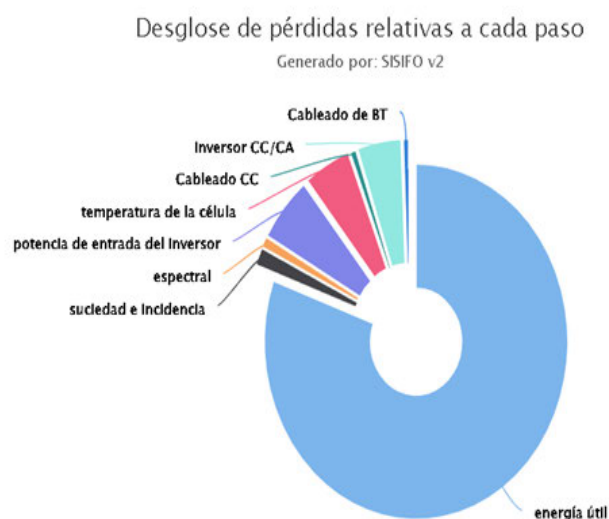


Figura 57. Desglose de pérdidas anual para módulos DUT1 incorporando en SISIFO el coeficiente α del fabricante



	Valor anual
Horizontal [kWh/m ²]	1843,07
Incidente [kWh/m ²]	2017,71
Eficaz (polvo e incidencia) [kWh/m ²]	1967,57
Eficaz con sombras adyacentes [kWh/m ²]	1967,57
Eficaz con sombras totales [kWh/m ²]	1967,57
Effective with total shadows, and spectrum [kWh/m ²]	1949,24

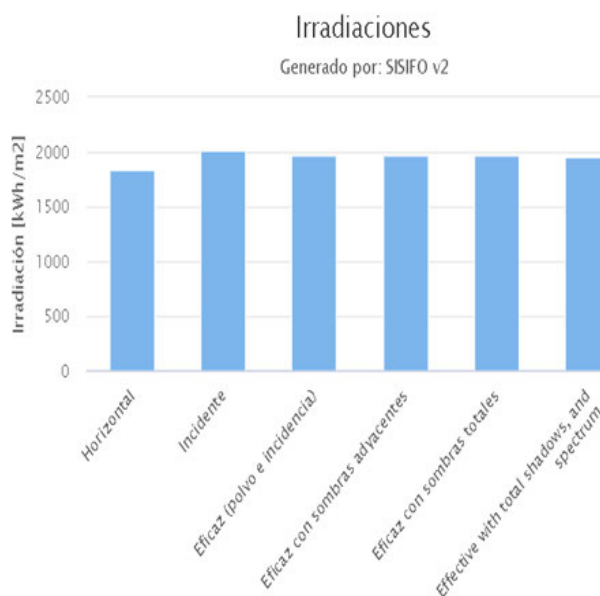


Figura 58. Desglose de irradiaciones anual para módulos DUT2 incorporando en SISIFO el coeficiente ar experimental



	Valor anual
energía útil [%]	81,22
suciedad e incidencia [%]	2,48
por sombreado [%]	0,00
espectral [%]	0,93
potencia de entrada del inversor [%]	6,00
temperatura de la célula [%]	3,43
baja irradiancia [%]	0,00
Cableado CC [%]	0,63
irradiance below the threshold and the inverter's saturation [%]	0,06
Inversor CC/CA [%]	4,64
Cableado de BT [%]	0,60
Transformador de BT/MT [%]	0,00
Cableado en MT [%]	0,00
Transformador MT/AT [%]	0,00
Cableado de AT [%]	0,00

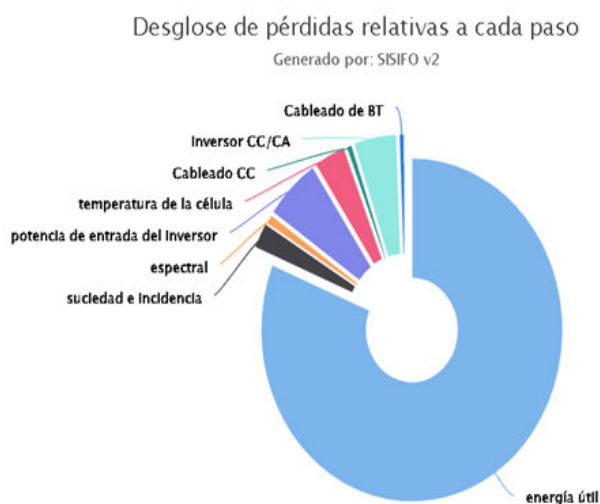


Figura 59. Desglose de pérdidas anual para módulos DUT2 incorporando en SISIFO el coeficiente ar experimental

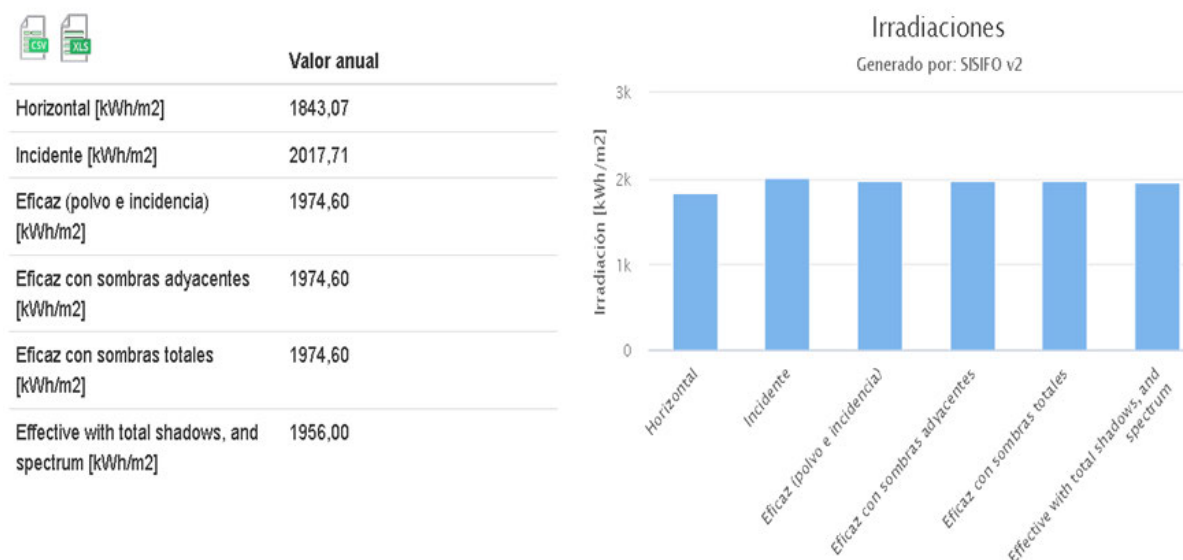


Figura 60. Desglose de irradiaciones anual para módulos DUT2 incorporando en SISIFO el coeficiente ar del fabricante

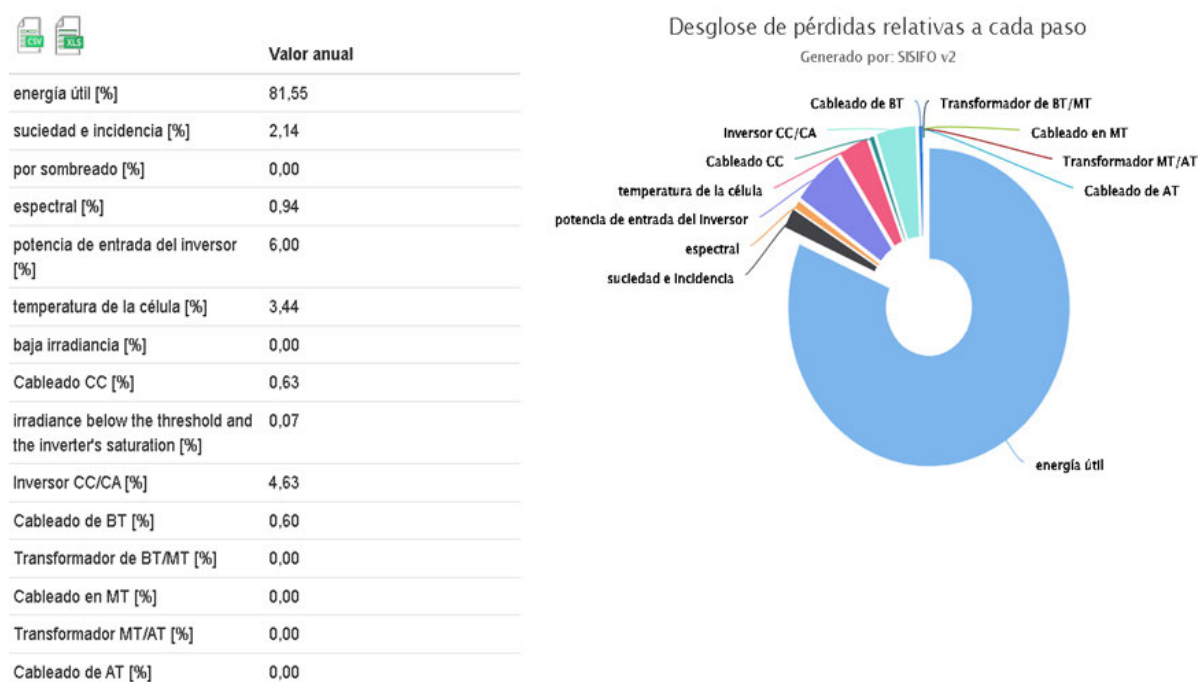


Figura 61. Desglose de pérdidas anual para módulos DUT2 incorporando en SISIFO el coeficiente ar del fabricante