

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Análisis del rendimiento de un módulo fotovoltaico  
de lámina delgada en condiciones de baja  
concentración

Autor: Fernando Rubio García

Tutores: José María Delgado Sánchez

Isidoro Lillo Bravo

**Dpto. de Ingeniería Energética**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2022





Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

# **Análisis del rendimiento de un módulo fotovoltaico de lámina delgada en condiciones de baja concentración**

Autor:

Fernando Rubio García

Tutores:

José María Delgado Sánchez (Profesor Ayudante Doctor)

Isidoro Lillo Bravo (Profesor Titular)

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2022



Trabajo Fin de Grado: Análisis del rendimiento de un módulo fotovoltaico de lámina delgada en condiciones de baja concentración

Autor: Fernando Rubio García

Tutores: José María Delgado Sánchez  
Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal



# Agradecimientos

---

Agradezco en primer lugar todo el trabajo y el tiempo dedicado durante estos meses a mis dos tutores, José María e Isidoro, que, sin duda alguna, han sido providenciales para la consecución de este proyecto.

Doy las gracias a mis padres, Miriam y Fernando, y a mis hermanos, Blanca y Jaime, por quererme como lo hacéis y por apoyarme en las buenas y en las que no lo son tanto.

Doy las gracias a mis abuelos, tíos y primos, porque cada uno de vosotros sois un ejemplo a seguir para mí.

Y doy las gracias a mis amigos, los viejos y los no tan viejos, por acompañarme durante todos estos años y por haber disfrutado como lo he hecho junto a vosotros.

*Fernando Rubio García*

*Sevilla, 2022*





Debido al panorama energético actual, es necesaria la investigación e inversión en fuentes de energía alternativas que permitan suplir la creciente demanda energética y reemplazar las fuentes convencionales contaminantes. Hoy en día, la tecnología solar fotovoltaica es una de las principales alternativas renovables de fuentes de energía.

Desde que fuese descubierto el efecto fotoeléctrico en el siglo XIX, la tecnología fotovoltaica no ha dejado de evolucionar. Actualmente, el 95% de los módulos fotovoltaicos producidos a nivel global están basados en la tecnología del silicio, debido, entre otros factores, a la gran disponibilidad del material en la corteza terrestre y el estado de madurez en el que se encuentra esta tecnología.

El objetivo de este proyecto es realizar un análisis de dos módulos fotovoltaicos basados en una tecnología alternativa a la del silicio en condiciones de operación de baja concentración. Para ello, se realiza en primer lugar una clasificación y descripción de las diferentes tecnologías fotovoltaicas existentes actualmente, justificando en función de diferentes ventajas e inconvenientes la elección de módulos basados en la tecnología de células solares de lámina delgada CIGS como objeto de estudio. Seguidamente, se describen las características en términos de materiales y métodos de implementación de los módulos a estudiar para continuar con el correspondiente análisis de los diferentes parámetros optoelectrónicos característicos de los módulos. Dicho análisis es llevado a cabo tanto en condiciones de operación de laboratorio (*indoor*), como instalados en el exterior (*outdoor*). Finalmente se formulan las correspondientes conclusiones para concluir con posibles líneas de trabajos futuros.



Due to the current energy landscape, research and investment in alternative energy sources is necessary to meet the growing energy demand and replace polluting conventional sources. Nowadays, solar photovoltaic technology is one of the main alternative renewable energy sources.

Since the discovery of the photoelectric effect in the 19th century, photovoltaic technology has continued to evolve. Currently, 95% of the photovoltaic modules produced globally are based on silicon technology, due, among other factors, to the great availability of the material in the earth's crust and the state of maturity of this technology.

The aim of this project is to analyse two photovoltaic modules based on an alternative technology to silicon under low-concentration operating conditions. To this end, firstly, a classification and description of the different photovoltaic technologies currently available is made, justifying the choice of modules based on CIGS thin-film solar cell technology as the object of study in terms of different advantages and disadvantages. Next, the characteristics in terms of materials and implementation methods of the modules to be studied are described, followed by the corresponding analysis of the different optoelectronic parameters characteristic of the modules. This analysis is carried out both under indoor and outdoor operating conditions. Finally, the corresponding conclusions are formulated to conclude with possible lines of future work.



<b>Agradecimientos</b>	<b>vii</b>
<b>Resumen</b>	<b>ix</b>
<b>Abstract</b>	<b>xi</b>
<b>Índice</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Ilustraciones</b>	<b>xvii</b>
<b>Notación</b>	<b>xix</b>
<b>1 Introducción a las tecnologías fotovoltaicas. tecnología CIGS</b>	<b>1</b>
1.1. <i>Composición y funcionamiento de células y módulos fotovoltaicos.</i>	1
1.2. <i>Descripción de las tecnologías de células fotovoltaicas</i>	3
1.2.1. Primera generación: Células solares de silicio cristalino	3
1.2.2. Segunda generación: Células solares de lámina delgada	6
1.2.3. Tercera generación de células solares – Células solares III-V	9
1.2.4. Cuarta generación – Células solares emergentes	11
1.3. <i>Elección de células solares de tecnología CIGS</i>	14
<b>2 Objetivos</b>	<b>15</b>
<b>3 Materiales y métodos</b>	<b>17</b>
3.1. <i>Prototipo 1</i>	17
3.2. <i>Prototipo 2</i>	19
<b>4 Análisis de datos</b>	<b>21</b>
4.1. <i>Caracterización indoor</i>	21
4.2. <i>Caracterización outdoor</i>	24
4.2.1. Determinación del Factor de Concentración	24
4.2.2. Caracterización eléctrica. Curva I-V	28
4.2.3. Caracterización térmica	34
<b>5 Conclusiones y estudios futuros</b>	<b>45</b>
5.1. <i>Conclusiones</i>	45
5.2. <i>Estudios futuros</i>	45
<b>6 Referencias</b>	<b>47</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1. Parámetros optoelectrónicos característicos obtenidos de las células solares	23
Tabla 2. Factor de concentración y ángulo de inclinación real y teórico de cada prototipo	28
Tabla 3. Parámetros característicos del módulo Würth con/sin espejos	30
Tabla 4. Parámetros característicos Global Solar con/sin espejos	31
Tabla 5. Promedios de las temperaturas de las caras de los módulos y de la diferencia entre estas	38





# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Estructura de bandas de energía de: (a) un aislante, (b) un semiconductor, (c) un conductor [1]	1
Ilustración 2. Esquema de una célula solar comercial genérica [2]	2
Ilustración 3. Composición y disposición genérica de un módulo fotovoltaico [3]	2
Ilustración 4. Clasificación de tecnologías de células fotovoltaicas	3
Ilustración 5. Células solares de silicio monocristalino y policristalino [6]	4
Ilustración 6. Obtención de obleas de silicio a través del método Cheklausz [9]	4
Ilustración 7. Sierra multihilo para corte de obleas de silicio [9]	5
Ilustración 8. Grosos usuales de las células solares de segunda generación [15]	6
Ilustración 9. Proporción de la producción de tecnologías de capa delgada frente a silicio cristalino [5]	6
Ilustración 10. Estructura en capas de una célula CIGS [20]	8
Ilustración 11. Célula solar de tercera generación compuesta por GaIn/GaAs/Ge [21]	10
Ilustración 12. Rendimientos alcanzados en condiciones de laboratorio por células de diferentes tecnologías [5]	10
Ilustración 13. Esquema de células de perovskita y perovskita sobre a sobre silicio [24]	12
Ilustración 14. Esquema disposición células en el módulo Global Solar	17
Ilustración 15. Células montadas e interconectadas sobre un prototipo real, empleando células del fabricante Global Solar	18
Ilustración 16. Esquema de la disposición de las capas componentes del módulo	18
Ilustración 17. Esquema con medidas del prototipo Wurth	19
Ilustración 18. Especificaciones técnicas del prototipo Wurth en condiciones estándar (STC)	19
Ilustración 19. Curva I-V <i>indoor</i> para diferentes valores de $C_x$	21
Ilustración 20. Potencia máxima obtenida frente al nivel de concentración $C_x$	23
Ilustración 21. Eficiencia <i>indoor</i> en función del nivel de concentración $C_x$	24
Ilustración 22. Esquema de los espejos concentradores unidos al módulo al modulo Global Solar	25
Ilustración 23. Esquema de los espejos concentradores unidos al módulo Wurth	26
Ilustración 24. Isc vs Radiación Global Solar $C_x = 1x/2,2x$	26
Ilustración 25. Isc vs Radiación Wurth $C_x = 1x/2,2x$	27
Ilustración 26. $C_x$ real módulo Global Solar	27
Ilustración 27. $C_x$ real módulo Wurth	27
Ilustración 28. Curva I-V extrapolada a STC para Wurth con/sin espejos	29
Ilustración 29. Curva I-V extrapolada a STC para Global Solar con/sin espejos	30
Ilustración 30. Comparativa curvas Global Solar - Wurth con concentración	32
Ilustración 31. Disposición de células en el módulo Wurth	33
Ilustración 32. Disposición de células en el módulo Global Solar	33
Ilustración 33. Comparativa de temperatura ambiente entre los días 27/09 y 28/09	34
Ilustración 34. Comparativa de la radiación global entre los días 27/09 y 28/09	34
Ilustración 35. Curvas de temperatura a $C_x = 1x - 27/09$	35

Ilustración 36. Curvas de temperatura a $Cx = 1x - 28/09$	35
Ilustración 37. Diferencias de temperatura entre las caras frontal y posterior de los módulos sin concentración frente a la irradiancia recibida	36
Ilustración 38. Curvas de temperatura a $Cx = 2,2x - 27/09$	36
Ilustración 39. Curvas de temperatura a $Cx = 2,2x - 28/09$	37
Ilustración 40. Diferencias de temperatura entre las caras frontal y posterior de los módulos con concentración frente a la irradiancia recibida	37
Ilustración 41. Fotografía del módulo Global Solar 1x tomada el 03/10	39
Ilustración 42. Termografía del módulo Global Solar 1x tomada el 03/10	39
Ilustración 43. Fotografía del módulo Global Solar 2,2x tomada el 03/10	39
Ilustración 44. Termografía del módulo Global Solar 2,2x tomada el 03/10	40
Ilustración 45. Termografía del módulo Wurth 1x tomada el 03/10	40
Ilustración 46. Termografía del módulo Wurth 2,2x tomada el 03/10	40
Ilustración 47. Potencia vs Irradiancia módulos Global Solar 1x/2,2x	41
Ilustración 48. Potencia vs Irradiancia módulos Wurth 1x/2,2x	41
Ilustración 49. $I_{SC}$ vs Irradiancia módulos Global Solar 1x/2,2x	42
Ilustración 50. $I_{SC}$ vs Irradiancia módulos Wurth 1x/2,2x	42

$E_g$	Bandgap
a-Si	Silicio amorfo
CdTe	Teleruro de Cadmio
GWp	Gigavatio pico
CdS	Sulfuro de Cadmio
CIS	Seleniuro de indio y cobre
CIGS	Seleniuro de galio e indio de cobre
CPV	Concentración fotovoltaica
ZnO	Óxido de Zinc
DSSC	Dye Sensitized Solar Cells
CTZS	Kesterita
$P_{DC}$	Potencia en corriente continua
$V_{OC}$	Tensión de circuito abierto
$I_{SC}$	Corriente de cortocircuito
$\eta$	Eficiencia
DNI	Direct Normal Irradiation
GNI	Global Normal Irradiation
FF	Factor de forma
cos	Función coseno
$R_s$	Resistencia en serie de la célula
PMP	Punto de máxima potencia
$C_x$	Factor de concentración
GS	Global Solar
$\Delta T$	Diferencia de temperatura



# 1 INTRODUCCIÓN A LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS. TECNOLOGÍA CIGS

## 1.1. Composición y funcionamiento de células y módulos fotovoltaicos.

Una célula solar es un dispositivo optoelectrónico cuya finalidad es transformar la energía del sol en energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico, descrito por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre - Edmond Becquerel y demostrado por Albert Einstein en 1905, por lo que se le otorgó el Premio Nobel de Física en 1921.

La célula fotovoltaica es un dispositivo optoelectrónico compuesto generalmente por dos o más capas de un material semiconductor, que es aquel material que puede comportarse como aislante o como conductor dependiendo de las condiciones a las que se someta; factores como la presión, la temperatura, la radiación o los campos electromagnéticos son los que influyen en el comportamiento de estos materiales.

Si la energía que depositan los fotones de la luz al irradiar el material semiconductor supera un cierto límite, conocido comúnmente como banda de energía prohibida o *bandgap* ( $E_g$  [eV]), los electrones del material semiconductor adquieren energía y logran pasar de la banda de valencia, en la que se encuentran normalmente, a la banda de conducción, que se encuentran separadas en términos energéticos por la banda de energía anteriormente mencionada, conocida también como la banda prohibida, en la que no existen electrones, y que en semiconductores adquiere valores por lo general en torno a 1 eV. El transporte de los electrones en la banda de conducción es el responsable de la corriente eléctrica; cuanto mayor sea la capacidad de un fotón de transferir energía suficiente al electrón en la banda de valencia para promocionar a la banda de conducción, mayor electricidad es capaz de generar la célula solar. Por tanto, al conferirle al electrón la energía necesaria para superar dicho estado prohibido, pasa a la banda de conducción haciéndose posible la conducción de electricidad. Es decir, para que una célula solar convierta directamente la radiación solar en electricidad, se requiere en primer lugar de un material que absorba la radiación, en segundo lugar, que los fotones absorbidos sean capaces de excitar electrones de la banda de valencia, y que, en tercer lugar, esos electrones excitados alcancen la banda de conducción, donde generen corriente eléctrica que pueda ser extraída a un circuito externo. Una parte de la energía de la radiación solar es perdida en el dispositivo en forma de calor, y otra parte no es aprovechada al no ser correctamente absorbida.

La banda prohibida o *bandgap* es lo que diferencia a los materiales semiconductores de los conductores y aislantes, no existiendo en los conductores y alcanzando grandes valores (+5 eV) en los aislantes (Ilustración 1). Las células solares se basan en la unión de al menos, dos materiales semiconductores, uno tipo -p y otro tipo -n.

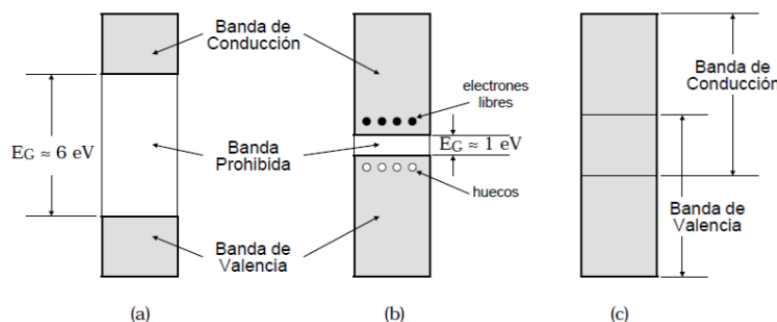


Ilustración 1. Estructura de bandas de energía de: (a) un aislante, (b) un semiconductor, (c) un conductor [1]

La generación de corriente en una célula solar implica dos procesos clave: el primer proceso es la absorción de los fotones incidentes para crear pares electrón-hueco. Estos pares son generados en la célula siempre que el fotón incidente tenga energía mayor que la de la banda prohibida. Sin embargo, los electrones en el material semiconductor tipo -p y los huecos en el material semiconductor tipo -n no son estables, sino que tienden a

recombinarse, desapareciendo el par electrón-hueco inducido, sin generar por tanto ninguna energía eléctrica en el dispositivo. Un segundo proceso consiste en la recolección de estos portadores de carga por la unión p-n impidiendo esta recombinación; para ello es necesario la unión p-n, puesto en que esa región se genera un campo eléctrico que separa los portadores de carga, impidiendo su recombinación. A medida que el proceso de generación de pares se repite y estos se separan en las correspondientes regiones tipo -p y tipo -n, se forma una diferencia de potencial entre ambas capas y por tanto, un voltaje eléctrico.

En la Ilustración 2 se presenta un esquema de célula fotovoltaica genérica. Para finalizar el diseño de una célula solar, además de los materiales semiconductores tipo -p y tipo -n, se emplean al menos dos materiales conductores más (contactos eléctricos frontales y traseros), que son los responsables de extraer la fotocorriente generada en el dispositivo al exterior. En algunos casos, se emplean capas delgadas antirreflectantes, cuya función es optimizar la absorción de la radiación solar en el dispositivo, y mejorar así el rendimiento.

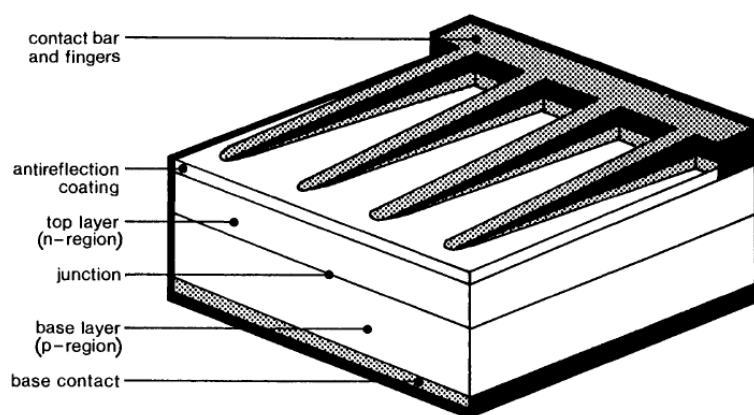


Ilustración 2. Esquema de una célula solar comercial genérica [2]

Para adecuar las tensiones y corrientes generadas en una célula solar a las distintas aplicaciones tecnológicas, estos dispositivos se combinan eléctricamente entre sí, en serie y en paralelo, para maximizar la potencia eléctrica, recordando que la potencia eléctrica es el producto de la tensión por la corriente generada. Con este principio, se diseñan los módulos fotovoltaicos (Ilustración 3), que consta de los siguientes elementos:

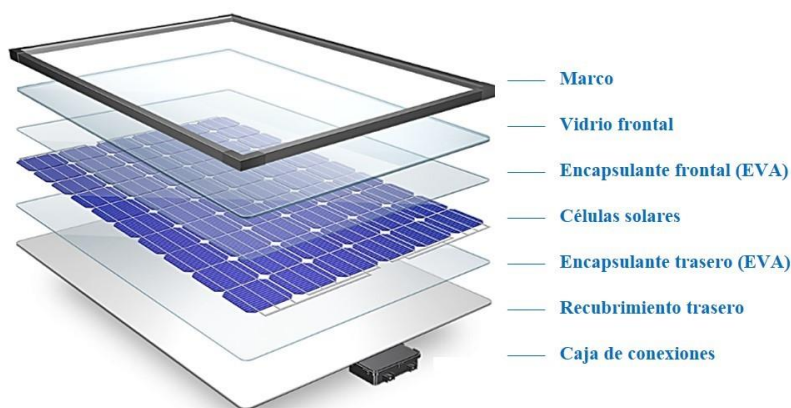


Ilustración 3. Composición y disposición genérica de un módulo fotovoltaico [3]

- Cubierta de vidrio templado.
- Varias subcapas de material encapsulante que protege a las células. Dicho material encapsulante debe tener permitirse una alta transmisión de calor hacia las células solares y una baja degradabilidad a lo largo del tiempo.
- Células solares fotovoltaicas.
- Cubiertas posteriores de TEDLAR o vidrio generalmente opacas y de color claro para reflejar la luz que

traspasó las células. Esto permite que los fotones que atravesaron en un primer momento dichas células regresen a ellas para intentar ser absorbidos. El TEDLAR es un material polimérico (Fluoruro de polivinilo o PVF) que posee una excelente solidez, resistencia a la intemperie, resistencia a los rayos UV y actúa como barrera ante la humedad y agentes químicos, lo que mejora significativamente la vida útil de los módulos, garantizando alcanzar normalmente hasta los 25 años. [4]

- Marco de acero inoxidable o aluminio anodizado que sujeta el conjunto.
- Caja de conexiones.

## 1.2. Descripción de las tecnologías de células fotovoltaicas

En la sección anterior se ha explicado que la corriente eléctrica que genera una célula solar, es decir, el flujo de electrones que han sido promocionados desde la banda de valencia a la banda de conducción depende del *bandgap*, y por tanto de los materiales semiconductores tipo -p y -n empleados. Así, existen diferentes tecnologías fotovoltaicas que pueden ser clasificadas en función de los materiales que la componen, de la estructura cristalina de dicho material, del espesor de las capas que conforman dichas células, etc. En la Ilustración 4 se plantea una clasificación de células fotovoltaicas dividida en cuatro grupos principales que se explicarán con más detalle posteriormente:

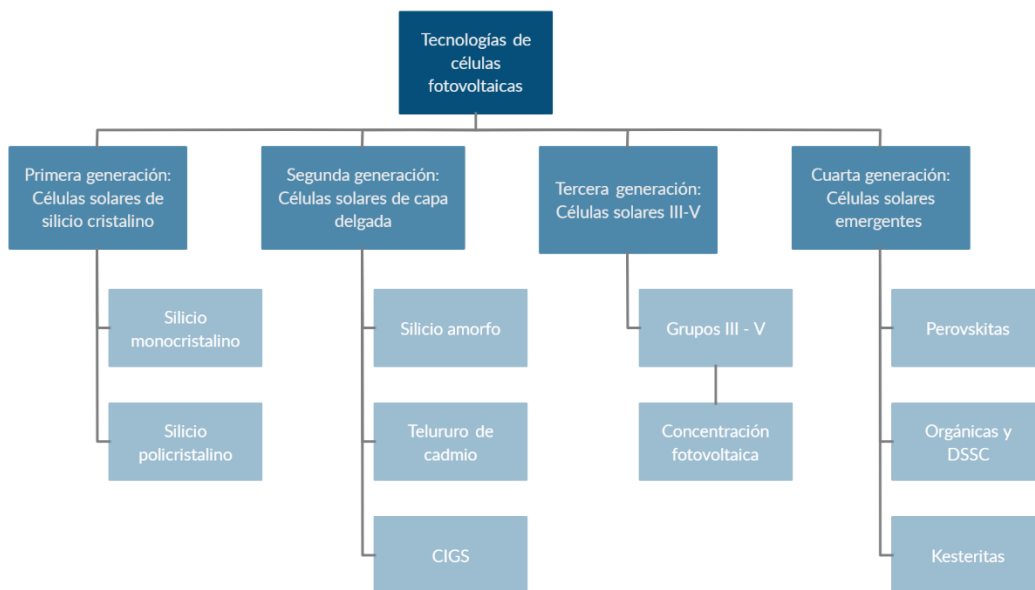


Ilustración 4. Clasificación de tecnologías de células fotovoltaicas

### 1.2.1. Primera generación: Células solares de silicio cristalino

Las células solares de silicio cristalino se fabrican a partir de lingotes de silicio de diferente composición. Una de las ventajas fundamentales de este tipo de tecnología es el material que la compone, ya que el silicio es uno de los materiales más abundante de la corteza terrestre.

Las células solares de silicio cristalino son las más producidas a nivel global, alcanzando en 2020 una cuota de producción del 95% dentro del mercado global de las tecnologías fotovoltaicas [5]. Asimismo, por su madurez tecnológica, representa actualmente la tecnología fotovoltaica más empleada en las instalaciones fotovoltaicas. Los principales productores de este tipo de tecnologías son China con un 67%, Europa con un 3% y USA/CAN con el 2% de la producción, el porcentaje restante hasta alcanzar el 100% se reparte entre el resto de los países productores, cuyas aportaciones individuales no sobrepasan el 2%.

A su vez, dependiendo de la estructura cristalina de las capas de silicio, se puede diferenciar en dos subcategorías: mono y policristalino. En la primera, las capas de silicio tienen una estructura cristalina, mientras que, en la

segunda subcategoría, las capas de silicio están formadas por diferentes dominios cristalinos, asegurando que cada uno de los dominios es cristalino. Las células de silicio cristalino ofrecen una eficiencia fotovoltaica mayor que las células de silicio policristalino, aunque el coste de fabricación también es superior al requerir mayores temperaturas en los procesos térmicos para cristalizar adecuadamente el material semiconductor. Actualmente, las células de silicio policristalino es la más extendida en las plantas fotovoltaicas, puesto que ofrecen un mayor balance en cuanto a eficiencia respecto a coste. En la Ilustración 5 se observa una imagen de ambos tipos de células solares:

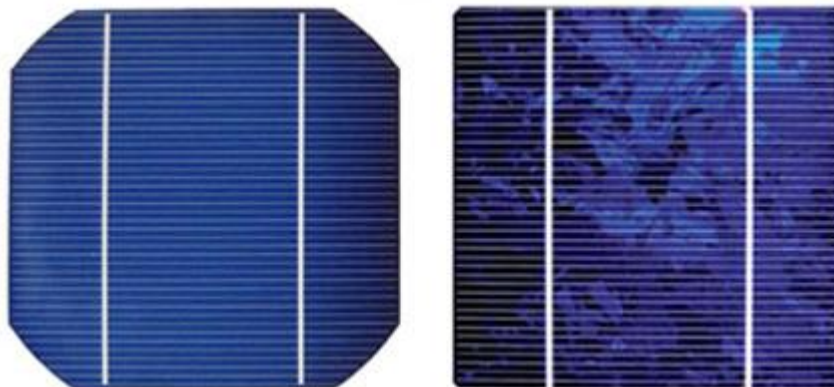


Ilustración 5. Células solares de silicio monocristalino y policristalino [6]

En ambos casos, el silicio se dopa con fósforo y boro para generar los semiconductores tipo -p y tipo -n en hornos a alta temperatura, siendo ésta una de las principales desventajas: los procesos de fabricación requieren un aporte energético muy elevado (1100-1200 °C) lo que ha motivado la investigación en materiales y procesos alternativos.

#### 1.2.1.1. Células solares de silicio monocristalino

Son conocidas como células solares primitivas u ordinarias. De la producción global total de silicio cristalino (95%), en 2021 el 84% de todas las células solares de silicio es silicio monocristalino, comparado con el 66% alcanzado en 2019 [5].

Como su propio nombre indica, están hechas a partir de un único cristal de silicio, obtenido a través del corte de enormes varillas redondas [7]. El método utilizado para la obtención de estas células es el denominado como Método de Cheklausz [8], por el cual adquieren un borde característico en forma de octógono, tal y como se puede observar en la Ilustración 6.

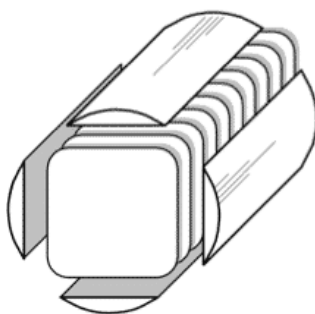


Ilustración 6. Obtención de obleas de silicio a través del método Cheklausz [9]

El proceso de corte de las obleas es una de las etapas más costosas de todo el proceso de fabricación, puesto que en él se desperdicia aproximadamente la mitad del silicio de los lingotes, aunque luego pueda reciclarse el material sobrante.

La tecnología moderna de corte se basa en el aserrado con hilo, en el que varios hilos muy finos (160  $\mu\text{m}$  de diámetros) recubiertos por una lechada abrasiva cortan el lingote y permiten obtener varias obleas al mismo tiempo, con alta precisión mecánica y en un proceso altamente automatizado (Ilustración 7).



El bloque o los bloques de silicio se pegan sobre un soporte de vidrio de bajo coste que a su vez se encuentra montado en una mesa motorizada que se desplaza hacia abajo a través de la banda. La lechada abrasiva se introduce en la banda de alambre a través de una boquilla y permite cortar la silicona. El abrasivo es polvo de carburo de silicio.

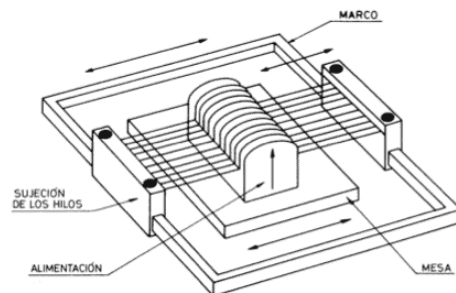


Ilustración 7. Sierra multihilo para corte de obleas de silicio [9]

En el aserrado con hilo, una bobina de fino alambre ( $160\ \mu\text{m}$ ) de acero inoxidable recubierto de bronce de hasta varios cientos de kilómetros de longitud se coloca en guías de alta precisión. La velocidad y la tensión del hilo, junto a la rapidez a la que se desplaza la mesa sobre la que se deposita el lingote, la temperatura y viscosidad de la lechada y las características del abrasivo son los principales parámetros que controlar para producir obleas con las características deseadas [10].

Una vez obtenida la oblea, debe realizarse un tratamiento para el acabado y perfeccionamiento de la superficie de esta. Fundamentalmente, la superficie de la oblea se desengrasa y se limpia. La oblea es lavada mediante ultrasonidos, se enjuaga con agua desionizada, se seca y se sumerge en acetona, para de esta manera disolver los contaminantes orgánicos [8].

El uso de material para las células de silicio se ha reducido significativamente durante los últimos 16 años, pasando de  $16\ \text{g/Wp}$  a los  $3\ \text{g/Wp}$ , debido entre otros factores al aumento de la eficiencia de las células y de la aplicación del aserrado con hilo [5].

La eficiencia en la conversión de energía de las células solares de silicio monocristalino ha alcanzado valores en laboratorio del 26,7% y del 24,4% montadas en módulos también en condiciones de laboratorio [5], mientras que módulos en condiciones de funcionamiento normal alcanzan valores entorno al 17-18% [8].

### 1.2.1.2. Células solares de silicio policristalino

Los componentes fotovoltaicos policristalinos suelen estar compuestos por dominios cristalinos, cada uno de ellos con orientación cristalográfica diferente, y mezclados todos en la capa semiconductor de la célula solar. El aglutinado del que se extraen las células se fabrican utilizando la tecnología de enfriamiento y endurecimiento del bastón de caramelo, en la que la eficiencia de aglutinado es muy alta [11].

Este tipo de células puede reducir el gasto de silicio durante el proceso de obtención, pero su eficiencia es menor [8], sobre todo a altas temperaturas, donde tienen peor comportamiento que las células de silicio monocristalino [12].

Los rendimientos alcanzados por células de silicio policristalino en condiciones de laboratorio han alcanzado valores pico del 24,4% y del 20,4% montadas en módulos también en condiciones de laboratorio [5], mientras que los módulos en condiciones de funcionamiento normal rondan valores entorno al 15-17% [13].

Otro factor importante es el efecto de la temperatura sobre su rendimiento, ya que influye negativamente cuanto más alta es. Las fichas técnicas de los paneles incluyen el concepto de Coeficiente de Temperatura, que se expresa en  $\%/\text{°C}$  o  $\%/\text{K}$ , e indica el % de potencia que se pierde en el panel por cada grado de temperatura que aumenta a partir de  $25\text{°C}$ . Por lo general, los coeficientes de temperatura de los paneles de silicio monocristalino son menores que los de silicio policristalino, lo que refleja que, a mayores temperaturas, la tecnología monocristalina mantiene una mayor eficiencia [12].

El silicio en forma de cinta es un ejemplo de célula solar de silicio policristalino similar al vidrio.

### 1.2.2. Segunda generación: Células solares de lámina delgada

La segunda generación de células solares se denomina generalmente como generación de células solares de lámina o capa delgada; su desarrollo se vio motivado por la búsqueda de materiales que tuvieran un coeficiente de absorción mayor que el del silicio y por tanto permitiera reducir el espesor de las capas empleadas, lo que impactaría en un menor coste por el uso de menor materia prima. Además, los semiconductores de lámina delgada emplean procesos de deposición con temperaturas muy inferiores ( $\sim 500\text{-}600\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) a las empleadas en el dopado del silicio cristalino, por lo que también se esperaba una reducción de costes de fabricación.

Los ejemplos más conocidos de tecnologías de capa delgada son el silicio amorfo (a-Si), el telururo de cadmio (CdTe) y el diseleniuro de galio, indio y cobre (CIGS). Comercialmente, los materiales más utilizados son el silicio cristalino, seguido por el telururo de cadmio y el silicio amorfo [8], aunque en la última década se ha extendido el uso de la tecnología CIGS en plantas comerciales y en integración arquitectónica. Los espesores usuales de las principales tecnologías de capa delgada se muestran en la Ilustración 8.

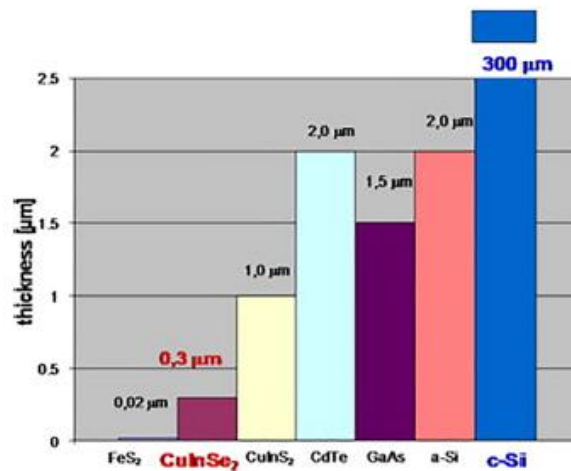


Ilustración 8. Grosos usuales de las células solares de segunda generación [14]

Sin embargo, a pesar de las expectativas de reducción de costes por menor uso de materia prima y aporte energético en el proceso de fabricación, las tecnologías de lámina delgada no han conseguido desplazar al silicio como tecnología dominante en las instalaciones comerciales fotovoltaicas. Algunas dudas sobre la estabilidad del módulo, y sobre todo que las eficiencias de producto de lámina delgada comercial hacen que la mayoría de los proyectos actuales sigan empleando el silicio como tecnología fotovoltaica. Cuando se inicia el planteamiento de un proyecto fotovoltaico a gran escala, por ejemplo, una planta de 50-100 MWp, se deben considerar multitud de factores para asegurar la inversión económica, y aspectos como madurez tecnológica, estabilidad, etc. inclinan la decisión en favor del silicio respecto a las tecnologías de lámina delgada, siendo éstas sobre todo relegadas a aplicaciones arquitectónicas donde aspectos cosméticos dominan.

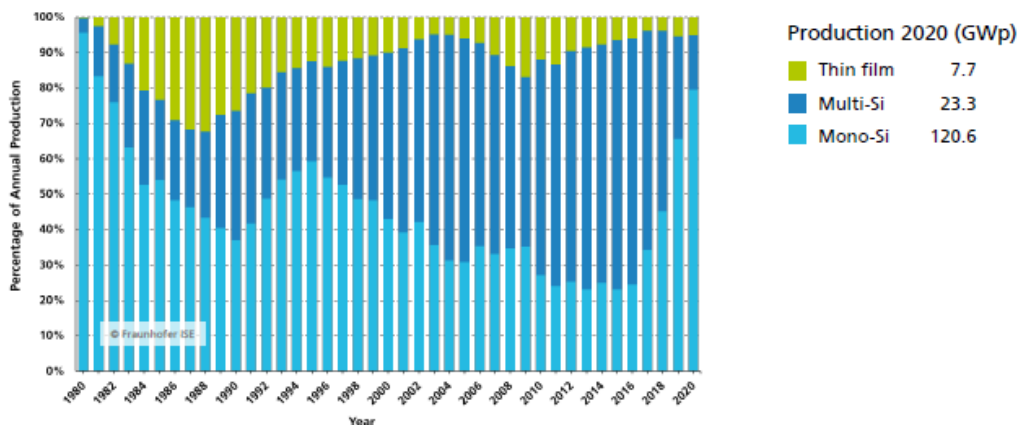


Ilustración 9. Proporción de la producción de tecnologías de capa delgada frente a silicio cristalino [5]

En la Ilustración 9 se muestra las proporciones en la producción global de células fotovoltaicas de las tecnologías de capa delgada frente a las de silicio cristalino a lo largo de los años.

Se observa como la producción de tecnologías de lámina delgada (7,7 GWp), es mucho menor a la producción de las células solares de primera generación (143,9 GWp).

Seguidamente se describen de manera más detallada las tecnologías previamente mencionadas pertenecientes a la segunda generación de células solares.

#### **1.2.2.1. Células solares de silicio amorfo**

A diferencia de las células solares de silicio de primera generación, las células de capa delgada de silicio amorfo no poseen una estructura cristalina sino amorfa; sus procesos de fabricación no consisten en hornos a alta temperatura sino equipos de deposición en vacío, por lo que a priori se pensó que se disminuía el coste de producción. Además, el espesor de los semiconductores se reducía significativamente.

Las células están construidas en configuraciones p-i-n ó n-i-p, donde p y n representan capas (de silicio amorfo o nanocristalino) dopadas, y la capa de absorción (i) es una capa sin dopar. El grosor reducido (<300 nm) con respecto a las células de silicio cristalino es posible debido a que el silicio amorfo tiene una mayor absorción de luz que el silicio cristalino, y se han desarrollado esquemas de captura de luz para mejorar la absorción óptica [15].

Sin embargo, esta tecnología se encontró dos barreras: por un lado, el rendimiento de las células de silicio amorfo tiene un límite teórico alrededor del 15%, en condiciones de laboratorio se han llegado a alcanzar valores del 10,2% [16], aunque los valores obtenidos en módulos en aplicaciones comerciales se estancaron en valores en torno al 6-8% [2]. Además, el silicio amorfo presenta una inestabilidad conocida como efecto Staebler-Wronski, que consiste en una pérdida de eficiencia en los primeros meses de operación respecto el valor máximo, hasta estabilizarse. Por último, los costes de fabricación del silicio amorfo no han conseguido ser competitivos respecto a los módulos de silicio cristalino o policristalino. Todo esto ha generado que la tecnología de silicio amorfo caiga en desuso salvo aplicaciones puntuales donde otros aspectos como por ejemplo el estético, primen respecto a los indicadores comerciales habituales.

#### **1.2.2.2. Células solares de telururo de cadmio (CdTe)**

La estructura de la célula solar de capa delgada de CdTe consta de una capa absorbente de CdTe de tipo -p y de una capa basada en CdS de tipo -n que forman una multiunión [17]. La eficiencia máxima alcanzada en laboratorios por células de CdTe es del 18,3%, y el récord de rendimiento en un módulo instalado está en el 15.3% [18]. Es importante mantener la capa de CdS lo más delgada posible con el propósito de evitar pérdidas ópticas por absorción por parte de esta capa [15].

Las células de CdTe han alcanzado valores de rendimiento en condiciones de laboratorio del 21% [16]. Los valores de rendimiento de células CdTe montadas en módulos en condiciones de laboratorio han pasado del 9% alcanzado en 2019 al 19% actual [5].

A pesar de que su principal fabricante, First Solar, mantiene una producción elevada de esta tecnología, y se emplea comercialmente en plantas fotovoltaicas, el cadmio es una sustancia peligrosa por su toxicidad, y la cantidad de telururo está restringida. Hay dudas en ciertos países sobre la idoneidad de esta tecnología en una política energética renovable y sostenible, donde se plantean riesgos por las consecuencias de un incendio y la volatilidad de los elementos tóxicos empleados. Debido a la toxicidad mencionada del cadmio, el uso e implementación de estas células también debe tener muy en cuenta el medioambiente al acumularse dicho componente en humanos, organismos y plantas, por lo que su eliminación durante el montaje y después del uso es un gran problema. En consecuencia, el control adecuado del cadmio y los riesgos naturales que se asocian a él limitan el uso de esta innovación [8].

Sin embargo, es la opción, dentro del portfolio de tecnologías de lámina delgada, más escogida a la hora de la inversión en innovaciones hasta la fecha.

#### **1.2.2.3. Células solares de seleniuro de galio e indio de cobre (CIGS)**

Las células solares de CIGS representan la mejor alternativa a las células solares convencionales de silicio. Este tipo de células solares producen corriente eléctrica a través de una unión p-n tal y como lo llevan a cabo las

células solares de silicio.

Los antecedentes de las células solares basadas en la tecnología CIGS se remontan a 1953, cuando se sintetizó un material compuesto por seleniuro de cobre e indio (CIS), con un *bandgap* ( $E_g$ ) de 1,04 eV. Posteriormente, células solares basadas en un solo cristal de  $\text{CuInSe}_2$  lograron alcanzar valores de eficiencia del 12%. Algunos años más tarde, en 1976, se desarrolló, mediante la evaporación de polvo de  $\text{CuInSe}_2$  en presencia de un exceso de vapor de selenio (Se), la primera célula solar de capa delgada de  $\text{CuInSe}_2/\text{CdS}$ , con una eficiencia en torno al 4-5%. Años después, mediante la coevaporación, se reportó una eficiencia del 11,4% con células solares basadas en esta tecnología [19].

Fue en 1981 cuando las células CIS comenzaron a llamar más la atención debido a la consecución de unos valores de rendimiento del 9,4% a través de la coevaporación a partir de fuentes elementales. A partir de este momento, se logró una mejora notable en los valores de rendimiento gracias a la incorporación y el desarrollo de nuevas tecnologías, tales como:

- La aleación con galio (Ga), dando lugar al compuesto  $\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$  (CIGS).
- El dopaje con sodio (Na).
- La sustitución de la capa gruesa de sulfuro de cadmio (CdS) por una capa delgada de CdS seguida de capas intrínsecas y dopadas de óxido de zinc (ZnO).

El material CIGS es la capa de tipo -p en una célula solar CIGS. La capa de tipo -n se compone de CdS cubierto por capas transparentes de óxido, tales como ZnO enriquecido con aluminio (Al) y ZnO, que actúan como contacto eléctrico cerrando el circuito [19].

En la fabricación de las células solares basadas en la tecnología CIGS es habitual la incorporación de un contacto posterior de molibdeno (Mo) sobre vidrio o sustratos flexibles, ya que esta actúa como reflector y refleja la luz no utilizada hacia la capa de absorción. Recientemente se ha conseguido una mejora sustancial en la reflexión de la parte trasera cuando se utiliza una aleación de molibdeno con cobre (Cu), como contacto posterior. En la Ilustración 10 se presenta la estructura en capas de una célula solar CIGS genérica [19].

El principio de funcionamiento de la célula solar CIGS es el siguiente: la capa de CdS de tipo -n ( $E_g \sim 2,4$  eV) transmite la luz hasta 2,4 eV a la capa CIGS (tipo -p) donde se absorbe la radiación solar. Posteriormente, los pares electrón hueco se generan en la unión de ambas capas, y son atraídos a los contactos eléctricos de la célula, típicamente óxido de cinc dopado con aluminio en la cara frontal y molibdeno en la cara trasera.

Originalmente, el material semiconductor tipo -p empleado en esta tecnología fue una aleación de cobre-indio-azufre (CIS), que ofrece un *bandgap* de 1,04 eV aproximadamente. Posteriormente, el diseño de esta tecnología se optimizó sustituyendo parcialmente indio por galio, generando la estructura calcopirita CIGS que ofrece un *bandgap* de 1,7 eV aproximadamente [19].

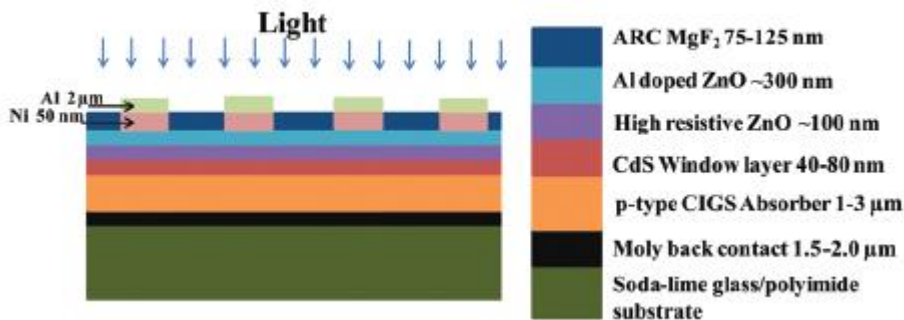


Ilustración 10. Estructura en capas de una célula CIGS [19]

Por tanto, las ventajas de las células solares basadas en materiales CIGS en comparación con las basadas en CIS son las siguientes:

- $E_g$  puede ajustarse al espectro solar variando la relación Ga/In.
- Se puede obtener un mejor valor de la tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ) gracias a la incorporación de Ga, ya que  $V_{OC} \sim E_g/2$ .

El *bandgap* del CIGS puede ajustarse en función del espectro solar. El CIGS absorbe la mayor parte del espectro solar en  $1 \mu m$ . Una capa delgada en torno a  $\sim 2 - 2,5 \mu m$  es suficiente para el dispositivo fotovoltaico, por lo que se puede reducir el uso de materias primas [19].

Recientemente, mediante el uso de una capa semiconductor tipo -n sin Cd (por ejemplo, los óxidos de zinc o magnesio, o un compuesto de Zn en combinación con oxígeno, azufre o un grupo hidróxido) se logró un valor de la eficiencia en la conversión del 23,4% [16] a escala de laboratorio, lo que demostraba la alta eficiencia que esta tecnología es capaz de ofrecer al sector fotovoltaico, al tiempo que eliminaba el uso de materiales tóxicos como el cadmio. Para ello, se desarrolló un nuevo proceso consistente en la deposición de fluoruro de potasio entre la capa CIGS y las capas tampón. Este nuevo proceso dio lugar a unas mejores propiedades en la unión. Los valores de rendimiento de estas células montadas en módulo eran del 19,62% [16].

Para la deposición del material CIGS existen diversas técnicas de deposición, que permiten la deposición tanto en sustratos rígidos como flexibles. Además, las células solares basadas en la tecnología CIGS son aptas tanto para aplicaciones terrestres como espaciales debido a su alta tolerancia a la radiación.

Sin embargo, la presencia del silicio cristalino y policristalino, su madurez tecnológica y los bajos costes de producción que alcanzaron, hicieron que por ejemplo en 2017 la cuota de producción de las células solares CIGS comparada con el resto de las tecnologías fotovoltaicas fuese únicamente del 2%, a pesar de sus ventajas tecnológicas.

La principal dificultad a la que se enfrenta esta tecnología es el precio del indio, ya que se necesitan aproximadamente 31 toneladas de este elemento para la producción de un módulo fotovoltaico de 1 GW. Si se llevara a cabo una producción a gran escala de módulos fotovoltaicos de CIGS, se podría inestabilizar el precio del indio como reacción a la alta demanda, tal y como ocurrió en 1980, cuando debido a la presencia del indio en los dispositivos LCD, su precio llegó a alcanzar varios cientos de dólares por kilogramo [19].

### 1.2.3. Tercera generación de células solares – Células solares III-V

La tercera generación de tecnología fotovoltaica se denomina también como generación de células solares III-V, debido a los nombres de los elementos que la componen, elementos del grupo III – como galio e indio, y del grupo V – tales como arsénico o antimonio. Utilizando estos elementos se han desarrollado células solares multiunión de alta eficiencia [15].

Para obtener altos rendimientos, se utilizan combinaciones de una capa de un homoeisor de tipo -n con otra capa, generalmente compuesta por AlGaAs con un mayor dopado, utilizadas comercialmente para aplicaciones espaciales. Una popular estructura de las células pertenecientes a esta generación es la multiunión de los tres compuestos GaIn/GaAs/Ge [15]. En la Ilustración 11 se presenta un esquema general de una célula solar III-V con esta composición.

Las células solares de tercera generación han alcanzado los valores de rendimiento en conversión de energía más altos hasta la fecha, logrando alcanzar una célula III-V sobre silicio en condiciones de laboratorio el 35,9% de eficiencia sin concentración, tal y como se observa en la Ilustración 12.

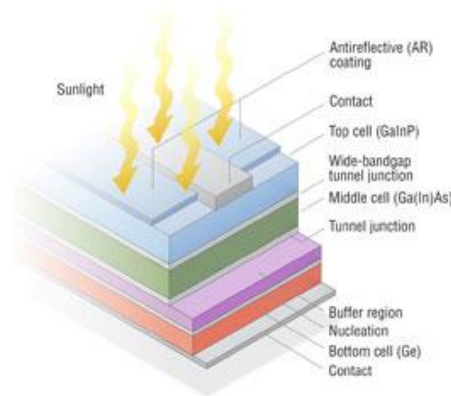


Ilustración 11. Célula solar de tercera generación compuesta por GaIn/GaAs/Ge [20]

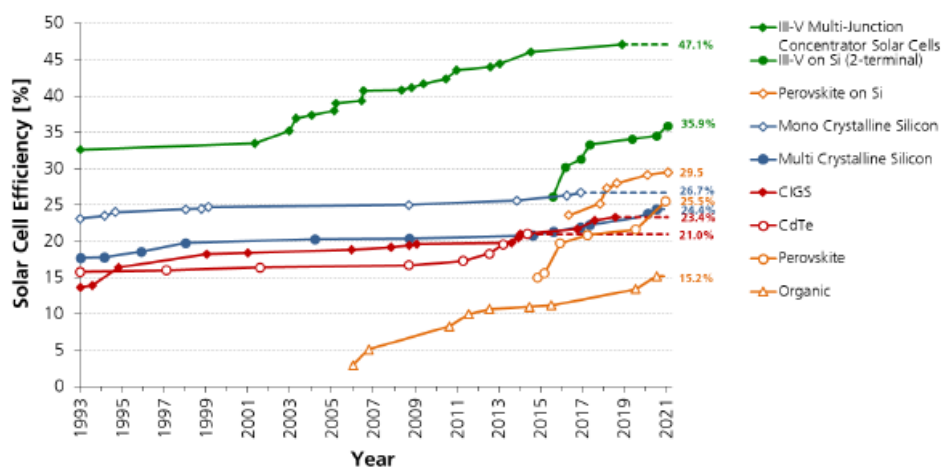


Ilustración 12. Rendimientos alcanzados en condiciones de laboratorio por células de diferentes tecnologías [5]

El principal problema que limita actualmente el uso extensivo de esta tecnología es que el coste de fabricación de estos semiconductores es muy elevado comparado con otras tecnologías como el silicio. Además, requieren de elementos ópticos de concentración y estructuras mecánicas con un control preciso de orientación, lo que de nuevo encarece aun mas el producto. Así, aunque en el pasado se desarrollaron algunas plantas fotovoltaicas comerciales con esta tecnología, actualmente no hay promoción al respecto y la tecnología III-V se orienta a aplicaciones muy específicas, como el sector aeroespacial, donde el coste no es el principal indicador del proyecto.

Tanto para aplicaciones terrestres como espaciales, las células solares de tercera generación, debido a su alto precio, necesitan de elementos adicionales de menor coste que logren maximizar el rendimiento del conjunto sin incurrir en un desembolso económico de igual magnitud que el realizado en la producción de las células. Este tipo de tecnología complementaria recibe el nombre de concentración fotovoltaica.

### 1.2.3.1. Concentración fotovoltaica

La tecnología de concentración fotovoltaica (CPV) se basa en el uso de dispositivos ópticos que concentran la luz en una célula solar pequeña y de media-alta eficiencia. Así, el uso de células solares que representen un coste elevado se ve compensado por los elementos ópticos de bajo coste empleados. [21]

Esta tecnología se suele clasificar según su factor de concentración,  $C_x$ , número de veces que se concentra la luz solar, en [21]:

- Baja concentración (LCPV): <10 soles.
- Media concentración (MCPV): 10 - 100 soles.
- Alta concentración (HCPV): 100 - 2000 soles.

- Ultra alta concentración (UHCPV): >2000 soles.

En la actualidad, la investigación y el desarrollo industrial en este ámbito se centran principalmente en aumentar la relación de concentración de los dispositivos fotovoltaicos, ya que esto presenta ventajas significativas, tales como permitir:

- La reducción del tamaño de células solares.
- El uso de células solares caras, pero de alta eficiencia.
- Un aumento de la eficiencia de la célula solar y de todo el sistema.
- Reducir el coste de la electricidad generada.

El beneficio de incrementar la relación de concentración puede ser explicado utilizando la Ecuación 1:

$$\text{Coste del sistema} \left[ \frac{\text{€}}{\text{W}_p} \right] = \frac{\frac{\text{Coste célula} \left[ \frac{\text{€}}{\text{m}^2} \right]}{\text{Concentración}} + \text{Coste generador} \left[ \frac{\text{€}}{\text{m}^2} \right]}{\text{Irradiancia de referencia} \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] * \text{Eficiencia sistema} + \text{costes BOS} \left[ \frac{\text{€}}{\text{W}_p} \right]} \quad [\text{Ec. 1}]$$

Donde BOS, del inglés Balance of system, representa el resto de los componentes de un sistema fotovoltaico diferentes a los módulos. Se puede observar que la relación de concentración influye de manera directa y significativa en el coste de un sistema fotovoltaico [21].

La concentración fotovoltaica es de gran interés para la generación de energía en regiones ricas en sol con valores de irradiación normal directa (DNI) de más de 2000 kWh/(m<sup>2</sup>). Más del 90% de la capacidad de CPV que fue instalada en el año 2016 era en forma de alta concentración con seguimiento en dos ejes. Este tipo de concentración permite el uso de células altamente eficientes, pero comparativamente caras, basadas en el uso de tecnologías de tercera generación, semiconductores III-V (por ejemplo, las mencionadas anteriormente células solares multiunión GaIn/GaAs/Ge). Los diseños de baja concentración tienen una mayor implantación en sistemas basados en tecnologías de silicio cristalino y de láminas delgadas [22].

#### 1.2.4. Cuarta generación – Células solares emergentes

Existe una cuarta generación de células solares que pueden ser catalogadas como células solares emergentes, debido a su reciente desarrollo, que presentan interesantes características. Las principales células pertenecientes a la cuarta generación son las siguientes:

- Células solares compuestas por materiales híbridos orgánicos – inorgánicos. Perovskitas.
- Células solares orgánicas y células sensibilizadas por colorantes (DSSC).
- Células solares de Kesterita.

##### 1.2.4.1. Células solares compuestas por materiales híbridos orgánicos – inorgánicos. Perovskitas

Las perovskitas son una familia de materiales con una estructura cristalina específica, que recibe el nombre del mineral con dicha estructura. Cuando se utilizan para crear células solares, han demostrado su potencial de alto rendimiento y bajo coste de producción.

Las células solares de perovskita han mostrado un notable progreso en los últimos años, con rápidos aumentos de la eficiencia en la conversión. Los primeros informes sobre la aplicación de esta familia de materiales datan del 2006, y reportaban una eficiencia de no más del 4%, frente a los rendimientos obtenidos en la actualidad, que llegan a superar el 22,6% en células y el 20,1% en módulos [16]. Aunque las células solares de perovskita se han vuelto muy eficientes en muy poco tiempo, aún quedan varios retos antes de que puedan convertirse en una tecnología comercial competitiva. [23]

Las células solares compuestas por perovskitas pueden ajustarse para responder a diferentes longitudes de onda del espectro solar cambiando la composición del material, y existe una variedad importante de formulaciones que han demostrado un alto rendimiento, con rendimientos potenciales de conversión de energía superiores al 30%. [23]

En estas estructuras, las perovskitas se combinan con otro material absorbente de diferente intensidad para proporcionar más potencia. Las células solares de perovskita de determinadas composiciones pueden convertir la luz ultravioleta y visible en electricidad de forma muy eficiente, lo que significa que podrían ser excelentes compañeros de tándem híbrido para materiales absorbentes como el silicio cristalino que convierte eficazmente la luz infrarroja. [23]

En la Ilustración 13 se pueden observar una célula delgada de perovskita y otra célula tándem formada por perovskita y silicio.

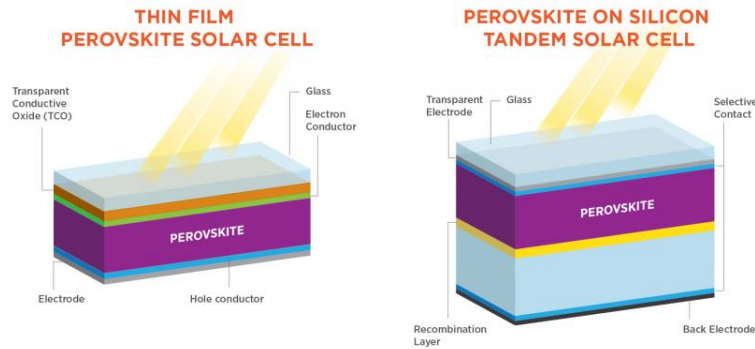


Ilustración 13. Esquema de células de perovskita y perovskita sobre a sobre silicio [23]

También es posible combinar láminas de perovskita de diferente composición para producir una célula tándem sólo de perovskita. De este modo se podría conseguir una eficiencia aún mayor y aplicaciones fotovoltaicas en tándem más rentables.

Las células solares compuestas por perovskitas han demostrado unos valores de rendimientos superiores a casi todas las tecnologías de la generación de células de capa delgada, viéndose superadas sin embargo por las tecnologías de la generación III-V.

Sin embargo, existen algunos problemas con respecto a la implementación de la tecnología perovskitas en módulos fotovoltaicos. Uno de estos problemas es la limitada estabilidad que poseen estos materiales en comparación con el resto de las tecnologías fotovoltaicas. Las perovskitas no soportan bien la humedad, el oxígeno, los períodos prolongados de luz o las altas temperaturas, lo que conllevan una degradación acelerada del material. [23]

En segundo lugar, hay que destacar el problema que presentan las células solares basadas en este tipo de tecnologías debido a la presencia del plomo, Pb, en ellas para mejorar sus propiedades [24]. El plomo, al igual que el cadmio en el caso de las células de CdTe de capa delgada, es un material altamente tóxico, lo que supone un inconveniente a la hora de la implantación de este tipo de células.

Otro problema que presentan las perovskitas son los relacionados con su producción. Es necesario que se produzca una mejora en el proceso de fabricación de células solares de este material. Hacer que los procesos sean escalables y reproducibles podría hacer aumentar la fabricación y permitir que los módulos fotovoltaicos de perovskita cumplan y superen los objetivos de coste.

#### 1.2.4.2. Células solares orgánicas y células sensibilizadas por colorantes (DSSC)

Los materiales orgánicos tienen la ventaja de ser baratos y fáciles de procesar. Pueden depositarse en sustratos flexibles, doblándose donde sus competidores inorgánicos se agrietan. La elección de materiales es prácticamente ilimitada, y se pueden absorber partes específicas del espectro solar de forma selectiva [25].

De forma similar, algunos tintes orgánicos iluminados pueden utilizarse para generar electricidad en células electroquímicas a través de la fotosíntesis [8]. Este tipo de células, denominadas células solares sensibilizadas por colorantes (DSSC por sus siglas en inglés, Dye Sensitized Solar Cells), han surgido económica y técnicamente para los dispositivos fotovoltaicos que utilizan una unión p-n.



El rendimiento en la conversión de energía máximo logrado por una célula orgánica en laboratorio bajo plena luz ha alcanzado en el año 2020 valores alrededor del 15,2%. [5]. Aunque estos resultados son impresionantes, el rendimiento de la célula disminuyó rápidamente a las pocas horas de exposición a la luz solar. En cambio, el rendimiento de las células solares sensibilizadas por colorantes es notablemente estable, incluso cuando se exponen a la luz durante más de 10.000 horas. Para la aplicación a gran escala de las células solares de polímeros orgánicos se necesitará una estabilidad similar a largo plazo [25].

Los avances realizados en células solares compuestas por materiales orgánicos han sido impresionantes, aunque todavía no puedan compararse con el GaAs o el silicio monocristalino [25].

La fotosensibilización con colorantes de películas con estructura nanométrica de  $\text{TiO}_2$  condujo al desarrollo de DSSC con eficiencias superiores al 10% [14], en concreto, el valor máximo alcanzado por células DSSC es del 11,9% aunque la eficiencia observada en módulos se reduce hasta alcanzar valores del 8,8% [16].

La investigación reciente se ha centrado en maximizar la eficiencia de la conversión solar mediante el diseño molecular para desarrollar nuevas arquitecturas de estructuras nanométricas y establecer los procesos fundamentales en los conjuntos de captación de luz. En este sentido, se ha desarrollado una célula solar con un sistema redox basado en el cobalto (II/III) sensibilizada con porfirina y se ha logrado una eficiencia de conversión en laboratorio del 12,3%. El uso de líquidos iónicos en sustitución de los disolventes comunes ha demostrado ser prometedor en el desarrollo de DSSC [14].

Las DSSC presentan varias características atractivas. En la práctica, se ha demostrado que elimina varios productos de gran costo, más concretamente, el rutenio y el platino. Sin embargo, la presencia de un electrolito líquido representa una seria complicación a la hora de realizar una célula adecuada para todo tipo de condiciones climáticas [8].

Aunque el rendimiento en la conversión de energía sea menor que el de algunas de las células de capa delgada de mayor eficiencia, la relación precio/rendimiento de este tipo de células parece ser lo suficientemente relevante como para tenerlas en cuenta a la hora de intentar lograr un aumento en el aporte de la fotovoltaica en la generación de energía [8].

#### 1.2.4.3. Células solares de kesterita (CZTS)

La Kesterita es un mineral que fue descubierto en 1958 en Kester, Rusia, lugar por el que lleva su nombre. Los materiales de kesterita  $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S,Se})_4$ , que comprenden constituyentes no tóxicos o en un grado muy reducido y además son abundantes en la tierra, son los que más han llamado la atención y los que poseen el mayor rendimiento (12,6%) entre todos los candidatos inorgánicos emergentes de células solares de capa delgada, incluyendo Se, SnS,  $\text{FeS}_2$ ,  $\text{Cu}_2\text{SnS}_3$ ,  $\text{Cu}_2\text{O}$  y  $\text{Sb}_2(\text{S,Se})_3$ . Surgen como la evolución de la tecnología CIGS para responder a la posible limitación de alguno de sus materiales como por ejemplo el galio o el indio, muy demandados en otras aplicaciones electrónicas (TV, telefonía, etc.) [26].

La kesterita pertenece a la familia adamantina de los calcogenuros, ya que su estructura cristalina deriva de la de las células CIGS mediante la sustitución de dos cationes del grupo III en el CIGS por un catión del grupo II (Zn) y otro del grupo IV (Sn). Esta variación con respecto a la tecnología CIGS aporta una gran flexibilidad en la selección de elementos, lo que permite la incorporación de constituyentes abundantes en la Tierra. Debido a la similitud de la estructura de la red con las células CIGS, la kesterita se ha introducido con una arquitectura de dispositivo idéntica a la de las CIGS, lo que ha facilitado el progreso inicial de esta tecnología fotovoltaica de bajo coste [26].

Las células fotovoltaicas de kesterita han alcanzado una eficiencia del 11,3%, que, sin embargo, sigue estando muy por debajo de su homólogo CIGS, así como de los niveles comercialmente competitivos.

Como conclusión general, habría que destacar que en la actualidad no hay ninguna fábrica en operación ofreciendo producto final de módulo fotovoltaico certificado en tecnología perovskita ni kesterita, y la tecnología de silicio amorfo ha quedado obsoleta porque sus eficiencias y costes no son competitivos respecto a otras tecnologías. Así, a nivel comercial actualmente solo hay dos tecnologías de lámina delgada en el mercado fotovoltaico: CdTe y CIGS, y de las dos, solo CIGS ofrece un producto completamente sostenible en cuanto a los materiales empleados. Este aspecto se desarrolla en mayor detalle en la siguiente sección.

### 1.3. Elección de células solares de tecnología CIGS

Una vez descritas las diferentes tecnologías de células fotovoltaicas se justifica a continuación la elección de un tipo en concreto de tecnología de célula para la realización del diseño y evaluación de un prototipo de panel solar fotovoltaico.

Las tecnologías de primera generación de silicio cristalino han sido las más estudiadas a lo largo de toda la existencia de la industria fotovoltaica, por lo que realizar otro estudio más sobre este tipo de tecnologías carece en gran medida de sentido, ya que son muchísimos los informes existentes con dicho propósito.

Dentro de las tecnologías de capa delgada se encuentra en primer lugar la tecnología de células de silicio amorfo, que debido al gran auge de sus compañeros cristalinos tuvo un rápido desarrollo, pero desde hace años sus valores de eficiencia fuera de laboratorio en módulos comerciales quedaron estancados en torno al 6-8%, tal y como se mencionó en el apartado dedicado al análisis de este tipo de células, por lo que tecnologías con rendimientos tan bajos en comparación con la tecnología de silicio cristalina existente, con costes de producción mucho más bajos y valores de rendimiento de módulos fuera de condiciones de laboratorio significativamente mejores (17-18%), y además careciendo de perspectiva de mejora quedan descartadas como objeto de estudio.

La siguiente tecnología perteneciente a la segunda generación es la célula solar de telururo de cadmio, CdTe. Aunque esta tecnología posee valores de rendimiento superiores a los del silicio amorfo, presenta también dos problemas de gran relevancia. En primer lugar, uno de los componentes principales de estas células es el cadmio, que como se ha mencionado anteriormente es altamente tóxico para seres humanos, organismos y plantas, por lo que su eliminación durante el montaje y producción, y tras el uso de los módulos representa una gran complicación. Así mismo, esta tecnología presenta otro inconveniente que es la disponibilidad de los materiales, que tanto para el cadmio como para el telurio es limitada. Debido a estos dos grandes problemas mencionados, se descarta esta tecnología como objeto de estudio.

Con el mismo inconveniente de la limitación de materiales cuenta la tercera generación o generación III-V, ya que los materiales que componen las células de dicha generación, tales como el galio el indio o el selenio tienen un gran coste, lo que representa un impedimento de gran importancia para aplicaciones comerciales, ya que, aunque esta generación haya alcanzado la primera posición en cuanto a valores de rendimiento, su implantación se limita prácticamente a misiones espaciales y proyectos muy particulares y específicos en los que se necesite un gran grado de conversión en poco espacio y sin importar el coste.

Los siguientes candidatos son las células de cuarta generación, las denominadas células emergentes, que como su propio nombre indica llevan relativamente poco tiempo en desarrollo y todavía se desconoce mucho de estas tecnologías, aparte de que los prototipos existentes son escasos y por tanto quedan también descartadas como objeto de estudio.

Finalmente queda el último candidato que es la tecnología de capa delgada CIGS, cuyas células fotovoltaicas funcionan mediante el mismo sistema que las células de silicio, lo que visto el éxito de estas últimas representa a priori una ventaja. Sin embargo, tal y como mencionado en su respectivo apartado, es la CIGS la capa principal que determina tanto las propiedades del módulo como el rendimiento del dispositivo, por lo que los resultados a obtener serán en primera instancia diferentes. Además, los componentes de esta tecnología pueden llegar a reducir en gran medida los costes de producción de las células, lo que se presenta como un gran atractivo desde el punto de vista económico, que puede llevar a que la CIGS pueda competir con la actual tecnología de producción de energía fotovoltaica. Finalmente, otro aspecto de gran importancia de la tecnología CIGS es la mejora producida en los valores de rendimiento de las células, que han llegado a alcanzar el 20% de eficiencia conversión. Por ello y por todas las razones anteriormente discutidas las células solares basadas en la tecnología CIGS son las elegidas como objeto de estudio.

## 2 OBJETIVOS

---

El objetivo principal del presente Trabajo de Fin de Grado (TFG) consiste en evaluar el rendimiento de un módulo de lámina delgada CIGS en condiciones de operación de baja concentración para determinar si resulta conveniente la implementación de tecnologías de concentración en este tipo de célula fotovoltaica y realizar propuestas de mejoras en función de los resultados obtenidos. Para ello,

1. Se ha realizado un análisis de la bibliografía a partir del cual se clasifican y se describen de forma breve las diferentes tecnologías fotovoltaicas, sus principales diferencias competitivas y su estado de madurez en el sector comercial. Como conclusión a este análisis se exponen las diferentes razones que llevan a la elección de la tecnología CIGS como objeto de estudio.
2. Se ha propuesto el uso de tecnologías fotovoltaicas de lámina delgada en condiciones de operación de baja concentración. Para ello, se ha realizado un análisis de cual es el grado de concentración óptimo para maximizar la producción eléctrica, sin modificar el diseño comercial de la célula solar.
3. Se ha planteado el diseño de dos prototipos, consistentes en la fabricación de un módulo de lámina delgada CIGS acoplado a unos espejos para asegurar la concentración óptica. Del mismo modo se establecen las principales variables a caracterizar durante el estudio.
4. Los prototipos diseñados se instalan en el exterior y se recogen datos sobre las variables escogidas. El análisis de estos datos permite cuantificar el rendimiento de los módulos. Así mismo, se compara el rendimiento de los módulos CIGS con concentración en condiciones de laboratorio y en condiciones reales de operación en el exterior.
5. Finalmente se establecen las conclusiones oportunas y las propuestas de mejoras necesarias.



# 3 MATERIALES Y MÉTODOS

Una vez expuestas las razones por las que se designa la tecnología CIGS de capa delgada como la más indicada para ser objeto de estudio, se describen a continuación los dos prototipos basados en estas células solares que serán monitorizados durante su funcionamiento tanto en condiciones de laboratorio como en condiciones normales de funcionamiento en el exterior para la caracterización de las variables necesarias para la obtención de resultados.

## 3.1. Prototipo 1

El primer prototipo utilizado está basado en células solares comerciales CIGS producidas por la empresa Global Solar. Las células utilizadas poseen unas dimensiones aproximadas de 20 cm de ancho por 10 cm de largo, con un espesor en torno a  $130 \mu m$ . Son células solares en las que las capas que las componen han sido depositadas sobre un sustrato flexible de acero inoxidable, por lo que se le confiere al conjunto de la célula la característica de flexibilidad, que resulta idónea para realizar prototipos.

Para la fabricación de un módulo se conectan cinco células iguales en serie, con el propósito de multiplicar por cinco la tensión global generada y del mismo modo la potencia eléctrica generada, al ser esta última el producto de la tensión global por la intensidad de corriente que atraviesa las células, que es la misma en todas al estar conectadas en serie.

Las células interconectadas se protegen de la interacción con el agua u oxígeno presentes en el medio en el que se dispongan utilizando un material polimérico encapsulante (EVA), y un vidrio templado en su cara frontal. El EVA (Etileno Vinil Acetato) es un polímero termoplástico utilizado en módulos solares como agente encapsulante debido a su buena transmisión a la radiación y su baja degradabilidad bajo la acción de los rayos solares. Al aplicar calor al conjunto se forma una película selladora y aislante en torno a las células solares para evitar así la entrada de aire o humedad que interaccionen con las células, que en contacto con estos compuestos pueden llegar a degradarse, lo que supondría una disminución del rendimiento del módulo [3]. Con el fin de obtener información del comportamiento térmico de estos dispositivos durante su operación, se les añade un termopar (TC por sus denominación en inglés *thermocouple*) que actúa como sensor de temperatura. La disposición de las células se puede observar en la Ilustración 14 .

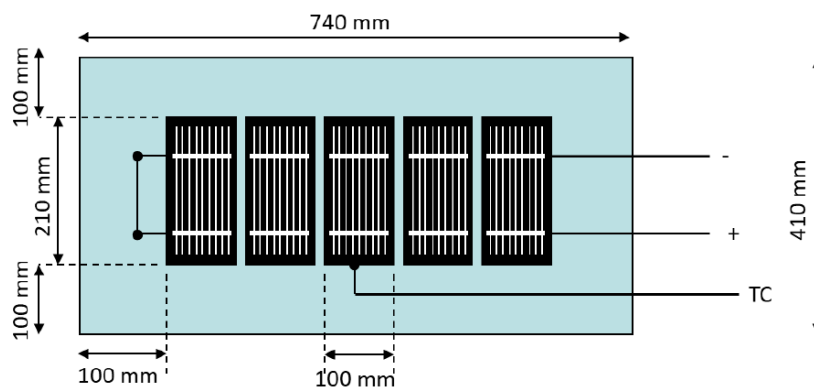


Ilustración 14. Esquema disposición células en el módulo Global Solar

Para facilitar la disipación térmica, el prototipo se encapsulará usando una lámina de aluminio en su parte posterior, ya que este material ofrece una alta conductividad. Habitualmente en las tecnologías fotovoltaicas

de lámina delgada, los módulos fotovoltaicos consisten en un doble encapsulamiento de vidrio, pero esto genera el inconveniente de falta de disipación térmica por la cara trasera, por lo que se ha obviado este diseño que puede ofrecer buenos resultados cuando la radiación solar no está concentrada, pero que no es nuestro caso. Esto es así debido a que, al estar trabajando en condiciones de concentración óptica, el módulo puede llegar a calentarse en gran medida y disminuir el rendimiento fotovoltaico; además, se aumenta el riesgo de que, por un fallo en los materiales empleados, se favorezca la presencia de puntos calientes. Los puntos calientes se generan debido a que parte de la energía que produce la célula solar se disipa en forma de calor en un área localizada. Los puntos calientes son inestables y pueden llegar a intensificarse hasta el punto de anular todo el rendimiento del panel solar. Además, contribuyen a una mayor degradación de los materiales y por tanto disminuyen la vida útil de los módulos [27].

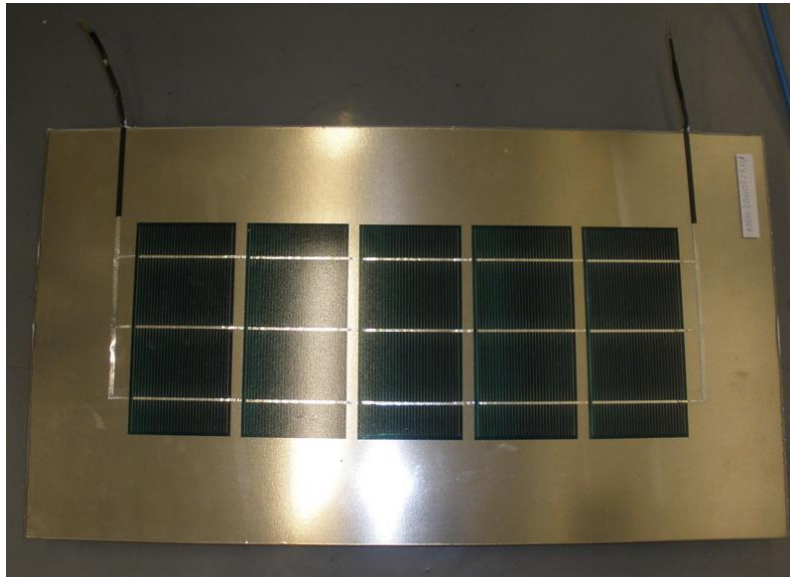


Ilustración 15. Células montadas e interconectadas sobre un prototipo real, empleando células del fabricante Global Solar

En la Ilustración 16 se muestra un esquema de la disposición de las capas componentes del módulo y sus dimensiones. Se puede observar que el conjunto del módulo mide aproximadamente 74 cm de largo por 41 cm de ancho.

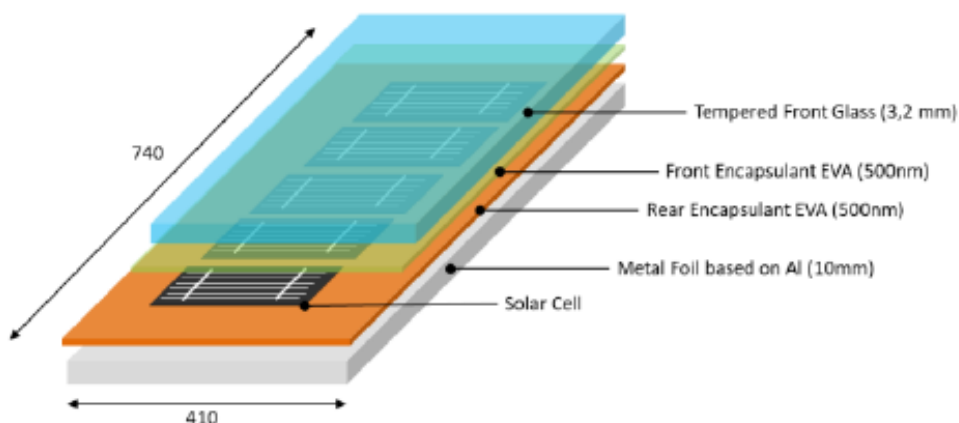


Ilustración 16. Esquema de la disposición de las capas componentes del módulo

Una vez creado el módulo, se colocan sobre bastidores situados a los laterales dos espejos de 74 cm de largo por 30 cm de ancho que actúan como concentradores ópticos. Los bastidores sobre los que se colocan los espejos de contarán con bisagras, que permitirán modificar el ángulo de inclinación y por tanto el factor de concentración del conjunto.

### 3.2. Prototipo 2

Como segundo prototipo se utilizará un módulo comercial de células solares CIGS pero esta vez producido por el fabricante Würth. A diferencia del prototipo anterior, en este caso no se dispone de las células CIGS individuales que permitan su interconexión y encapsulado, sino que el módulo fotovoltaico seleccionado es un módulo fotovoltaico comercial, encapsulado en vidrio-vidrio y certificado para operar en el mercado. El módulo en cuestión cuenta con unas dimensiones aproximadas de 120 cm de largo por 60 cm de largo. En la Ilustración 17 se muestra un esquema del módulo con las medidas principales.

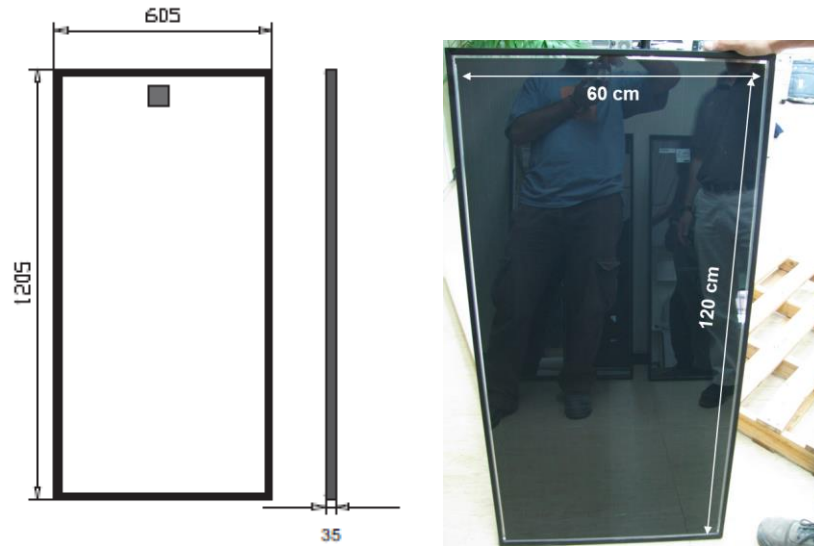


Ilustración 17. Esquema con medidas del prototipo Würth

En este caso el módulo cuenta con ambas superficies encapsuladas por vidrio. Las especificaciones técnicas del módulo en condiciones estándar de ensayo se han incluido en la Ilustración 18.

Condiciones estándar de ensayo: 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5

Modelo	CIS 80S
Potencia nominal*	80 Wp
Tensión a máxima potencia $U_{MPP}$	36,0 V
Tensión en vacío a 25 °C / - 10 °C	45,5 V / 49,0 V
Corriente a máxima potencia $I_{MPP}$	2,22 A
Corriente de cortocircuito	2,50 A
Máx. voltage del sistema	600 V
Seguridad a corriente reversa	3 x $I_{sc}$
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$	0,05 %/°C
Coefficiente de temperatura de $V_{oc}$	-0,29 %/°C
Coefficiente de temperatura de $P_{MPP}$	-0,36 %/°C
Temperatura admisible	-40...+85 °C
Garantía de potencia	20 años / 80%
Peso	12,8 kg
Dimensiones en mm (alto x ancho x profundo)	1205 x 605 x 35
Referencia del artículo	WSG0001E080

Ilustración 18. Especificaciones técnicas del prototipo Würth en condiciones estándar (STC)

Al igual que en el caso del primer prototipo, se han instalado a los lados del módulo bastidores con espejos para generar condiciones de baja concentración óptica. En este caso, al ser más ancho el prototipo, los espejos deberán ser a su vez más anchos (90 cm) para garantizar la concentración solar. Los bastidores también cuentan con bisagras para regular el factor de concentración del conjunto.





# 4 ANÁLISIS DE DATOS

En esta sección se presentan los diferentes resultados experimentales obtenidos, así como la discusión de los mismos. Para ello, se han realizado dos tipos de medidas: en primer lugar, una de las células empleadas para construir uno de los prototipos (Global Solar) se ha ensayado en condiciones de laboratorio (indoor), con el fin de obtener una primera evaluación de la viabilidad del proyecto. En segundo lugar, los prototipos se han ensayado en condiciones de operación real (outdoor), con el objeto de evaluar el impacto en la producción eléctrica de las distintas condiciones de radiación y temperaturas a las que están sometidos.

## 4.1. Caracterización indoor

Se ha caracterizado la curva intensidad frente a voltaje (curva I-V) de una célula en un simulador solar, en condiciones controladas de iluminación y temperatura. El objetivo ha sido obtener la curva I-V en diferentes grados de concentración óptica, manteniendo constante el espectro de la radiación incidente (AM 1.5G) y la temperatura de la célula solar (25 °C). Los datos obtenidos se presentan en la Ilustración 19, donde se observa cómo a medida que aumenta la concentración óptica, aumenta proporcionalmente la intensidad generada por el dispositivo. Esto a priori representa un aspecto positivo con respecto al objetivo de una célula fotovoltaica, que es la producción de potencia eléctrica ( $P_{DC}$ ), obtenida a partir del producto  $P_{DC} = I \cdot V$ , por lo que al aumentar la irradiancia y por ello la intensidad, la potencia se espera que aumente.

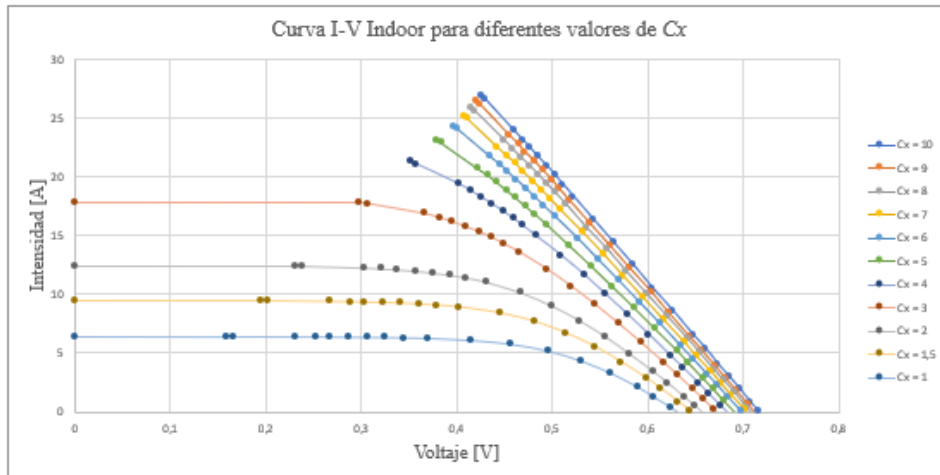


Ilustración 19. Curva I-V indoor para diferentes valores de Cx

Sin embargo, la eficiencia fotovoltaica no aumenta a partir de bajas concentraciones. El rendimiento fotovoltaico puede obtenerse a partir de la Ec. 2:

$$\eta = \frac{I_{sc} \cdot V_{oc}}{G} \cdot FF \quad [Ec. 2]$$

Donde G representa la irradiancia sobre la célula y FF el factor de forma. El Factor de forma (FF) viene a su vez dada por la Ec. 3:

$$FF = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad [Ec. 3]$$

Donde  $I_{max}$  y  $V_{max}$  representan la corriente y tensión en el punto de máxima potencia, e  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  la corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto. Idealmente, a partir de la Ec. 2 se deduce que la eficiencia fotovoltaica se maximiza cuando el Factor de Forma es 100%, lo que se traduciría en una curva IV con forma rectangular. Dicho de otro modo, el Factor de Forma orienta de cuanto se aleja el rendimiento de una célula solar de su valor ideal.

A su vez, el Factor de Forma está relacionado con la Resistencia en Serie de la célula ( $R_S$ ), que es la resistencia equivalente de todas las capas que componen la célula al paso de electrones hacia los electrodos de esta.

Si el valor de la resistencia en serie es muy elevado, aunque se produzcan muchos electrones en la célula, estos no son capaces de llegar al contacto, por lo que no se extraen en forma de corriente eléctrica, por lo que interesan valores bajos de  $R_s$ . Gráficamente, la resistencia en serie puede medirse a través de la pendiente de la recta tangente a la curva I-V en  $V_{OC}$ .

En los datos obtenidos se muestra como la pendiente de la curva IV a valores altos de tensión aumenta con el factor de concentración aplicado, y esto explica que se produzca un descenso en el Factor de Forma, que a su vez justifica el descenso de la eficiencia fotovoltaica a pesar del aumento de la corriente generada.

Este ensayo se ha realizado considerando tres células solares, a fin de disponer de una estadística preliminar y descartar resultados anómalos asociados a algún defecto puntual en la célula solar. Los parámetros optoelectrónicos característicos de cada célula solar se presentan en la Tabla 1.

Cx	Célula	I <sub>sc</sub> [A]	V <sub>oc</sub> [V]	FF (%)	η (%)	PMP [W]
1	I	6,335	0,629	64,807	12,307	2,584
1	II	6,407	0,631	65,687	12,648	2,656
1	III	6,392	0,630	65,069	12,485	2,622
1	Promedio	6,378	0,630	65,187	12,480	2,621
1	Desv. Est.	0,038	0,001	0,452	0,171	0,036
1,5	I	9,621	0,644	59,651	11,742	3,699
1,5	II	9,635	0,646	61,005	12,062	3,799
1,5	III	9,615	0,646	60,736	11,969	3,770
1,5	Promedio	9,623	0,646	60,464	11,924	3,756
1,5	Desv. Est	0,010	0,001	0,717	0,165	0,052
2	I	13,062	0,656	54,387	11,088	4,657
2	II	12,935	0,657	57,068	11,554	4,853
2	III	13,043	0,657	56,085	11,441	4,805
2	Promedio	13,013	0,657	55,847	11,361	4,772
2	Desv	0,068	0,001	1,356	0,243	0,102
3	I	22,405	0,671	41,795	9,975	6,284
3	II	21,422	0,673	46,356	10,606	6,682
3	III	22,155	0,672	43,952	10,388	6,544
3	Promedio	21,994	0,672	44,034	10,323	6,503
3	Desv. Est	0,511	0,001	2,282	0,321	0,202
4	I	33,831	0,682	32,336	8,882	7,460
4	II	34,980	0,684	33,815	9,628	8,087
4	III	35,663	0,683	32,564	9,440	7,930
4	Promedio	34,825	0,683	32,905	9,316	7,826
4	Desv. Est	0,926	0,001	0,796	0,388	0,326
5	I	42,551	0,690	28,255	7,901	8,296
5	II	45,942	0,691	28,864	8,731	9,167
5	III	46,098	0,691	28,266	8,577	9,006
5	Promedio	44,864	0,691	28,462	8,403	8,823
5	Desv.Est	2,005	0,001	0,349	0,442	0,464
6	I	48,659	0,698	26,781	7,215	9,091
6	II	52,590	0,698	27,450	7,998	10,077
6	III	52,326	0,698	26,870	7,787	9,811
6	Promedio	51,192	0,698	27,034	7,667	9,660
6	Desv. Est	2,198	0,000	0,363	0,405	0,510

7	I	53,078	0,703	25,842	6,561	9,645
7	II	57,890	0,703	26,428	7,317	10,756
7	III	57,781	0,704	25,627	7,092	10,425
7	Promedio	56,250	0,703	25,965	6,990	10,275
7	Desv. Est	2,747	0,001	0,414	0,388	0,570
8	I	54,778	0,708	25,997	6,002	10,084
8	II	61,161	0,708	26,000	6,701	11,257
8	III	60,773	0,708	25,385	6,497	10,916
8	Promedio	58,904	0,708	25,794	6,400	10,752
8	Desv. Est	3,578	0,000	0,354	0,359	0,603
9	I	57,805	0,713	25,339	5,523	10,437
9	II	65,338	0,712	25,158	6,190	11,700
9	III	63,232	0,712	25,111	5,985	11,312
9	Promedio	62,125	0,712	25,203	5,899	11,150
9	Desv. Est	3,887	0,000	0,120	0,342	0,647
10	I	58,350	0,717	25,659	5,110	10,731
10	II	68,184	0,715	24,781	5,752	12,078
10	III	66,641	0,716	24,411	5,544	11,641
10	Promedio	64,392	0,716	24,950	5,468	11,484
10	Desv. Est	5,289	0,001	0,641	0,327	0,687

Tabla 1. Parámetros optoelectrónicos característicos obtenidos de las células solares

Donde PMP representa la potencia máxima obtenida por la célula, resultado del producto  $PMP = I_{MAX} \cdot V_{MAX}$ . En la Ilustración 20 se ha representado los valores de la PMP obtenida frente al grado de concentración aplicado. En ella se puede observar como conforme aumenta  $Cx$ , la potencia obtenida aumenta, tal y como se esperaba que ocurriese debido al aumento de la corriente producida a su vez por un aumento de la irradiancia sobre la célula.

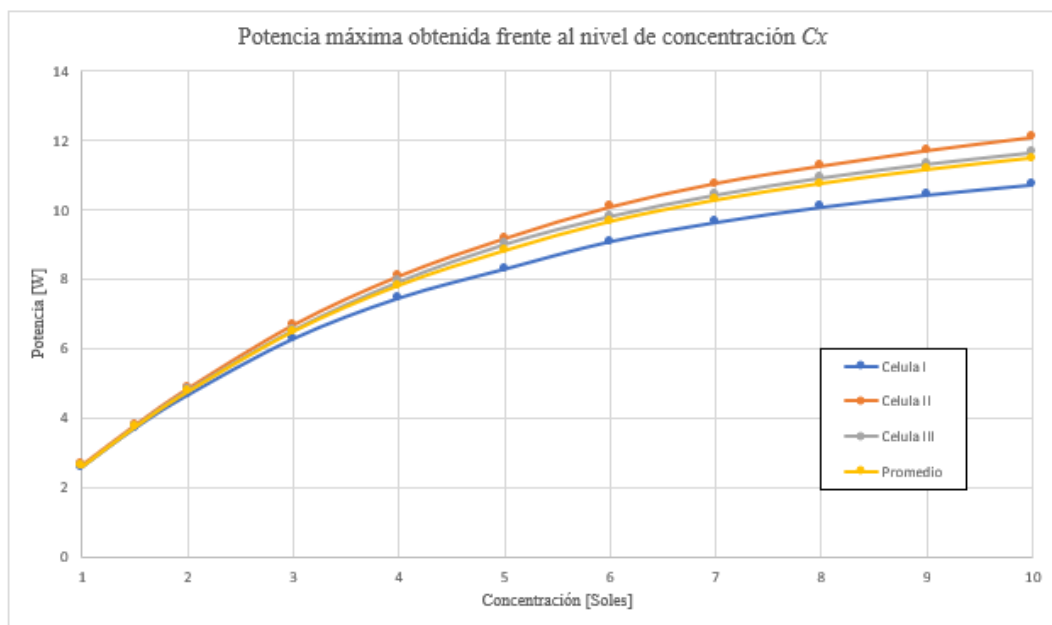


Ilustración 20. Potencia máxima obtenida frente al nivel de concentración  $Cx$

En la Ilustración 21 se han representado los valores de la eficiencia en función de la concentración aplicada. Se observa como a medida que se aumenta la concentración, el rendimiento de las células comienza a disminuir, llegando a pasar de valores superiores al 12% para  $Cx = 1$  a rendimientos menores del 6% para valores de concentración de  $Cx = 10$ , lo que constituye una pérdida del 50% del rendimiento inicial. Como se ha explicado, la causa de este aumento en la resistencia

serie se explica en que la metalización frontal de la célula solar no se encuentra optimizada para operar a niveles altos de radiación, y por tanto, el contacto eléctrico no es capaz de evacuar los portadores de carga generados.

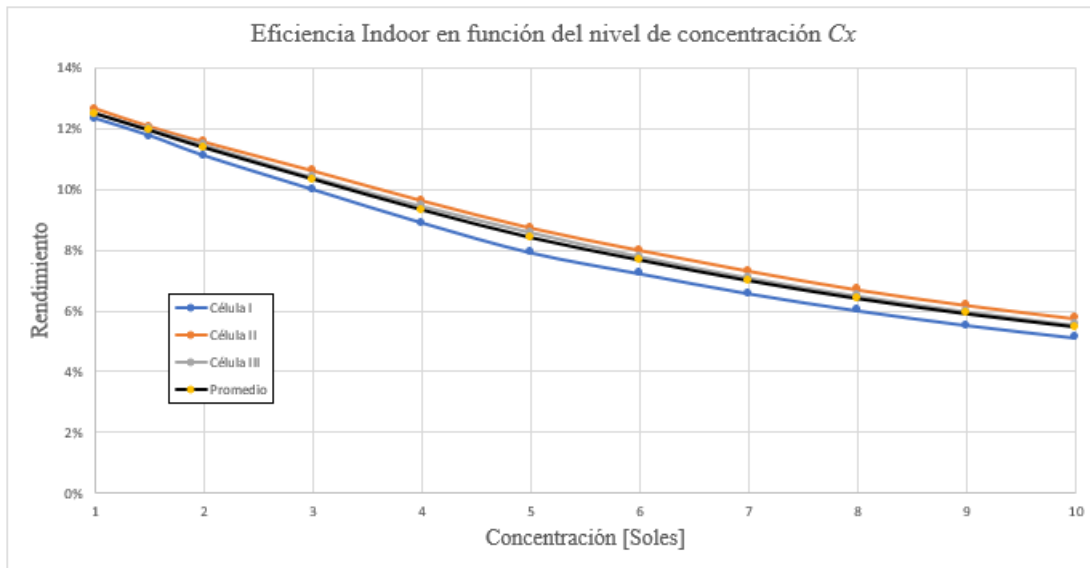


Ilustración 21. Eficiencia *indoor* en función del nivel de concentración Cx

Con el fin de mantener el dispositivo tal cual y no aumentar el coste de este con una metalización específica, se decide diseñar el prototipo final con una concentración óptica en el rango de 2-2.5x, umbral a partir del cual la eficiencia desciende de forma acusada por debajo del 10%. A este nivel de concentración óptica, a través de la Ilustración 20, se estima que la potencia eléctrica generada se duplique respecto a las condiciones de operación sin concentración óptica.

## 4.2. Caracterización *outdoor*

Una vez finalizada la primera etapa de análisis de viabilidad técnica descrita en el apartado anterior, y determinando el límite máximo de concentración óptima en las células solares de lámina delgada disponibles, se procede a construir los prototipos (detalles en la “Sección 3 – Materiales y Métodos”). En este apartado se van a describir los resultados obtenidos de monitorizar los prototipos instalados en el exterior, y operando en condiciones reales sometidos a fluctuaciones en radiación y temperatura.

Dado que la concentración óptica sólo se consigue a partir de la radiación solar directa, los prototipos se instalan en un seguidor a dos ejes con el fin de asegurar un máximo enfrentamiento de estos con el sol, y optimizar así la radiación directa incidente. Se monitoriza la generación eléctrica de los dispositivos, la temperatura de los mismos, y las condiciones ambientales en las que operan (radiación, temperatura ambiente y velocidad del viento).

### 4.2.1. Determinación del Factor de Concentración

Tras realizar el análisis de la eficiencia *indoor* de las células en función del Cx, se estipuló que, debido a la reducción importante de los valores de rendimiento a partir de Cx > 2.5x, el grado de concentración iba a establecerse entre 2-2,5x. La primera medida experimental consiste en determinar si el diseño de los prototipos es el adecuado de acuerdo al objetivo del experimento; para ello se cuantificó experimentalmente el grado de concentración (Cx) óptica real, de acuerdo a la posición relativa de los espejos instalados y las células solares. En la Ilustración 22 se ha construido un esquema para un mejor entendimiento de esta cuestión.

Teóricamente, el factor de concentración viene dado por la expresión:

$$C_x = \frac{S_3}{S_1} = \frac{L_3 \cdot H}{L_1 \cdot H} = \frac{L_3}{L_1} \tag{Ec. 4}$$

Donde S<sub>3</sub> representa la superficie “captadora” de radiación solar y S<sub>1</sub> representa la superficie del módulo. L<sub>3</sub> y

$L_1$  son las longitudes de estas superficies respectivamente, y  $H$  la altura del módulo, que coincide con la de los espejos. Los parámetros  $L_1$  y  $H$  son determinados experimentalmente a partir de las medidas del módulo fotovoltaico.  $L_3$  es el parámetro desconocido inicialmente, que determina el grado de concentración óptica aplicado al dispositivo.

Se calcula en primer lugar el factor de concentración para el caso del módulo Global Solar. Atendiendo a la Ilustración 22, podemos relacionar el ángulo de inclinación con los factores geométricos del módulo y de los espejos a través de la Ec. 5:

$$\cos \alpha = \frac{t}{L_2} = \frac{L_3 - L_1}{2L_2} \quad [\text{Ec. 5}]$$

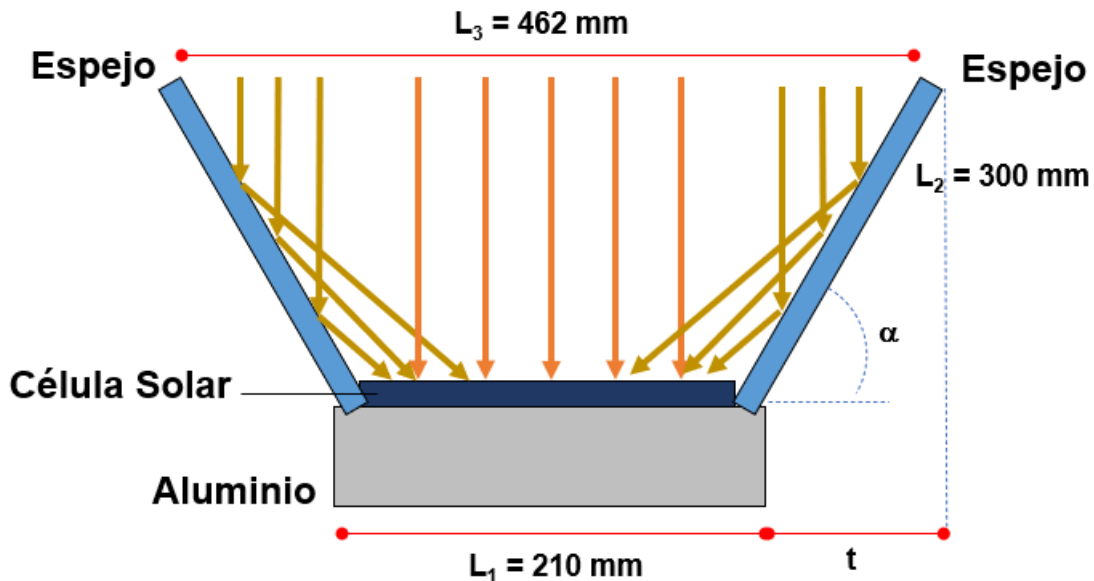


Ilustración 22. Esquema de los espejos concentradores unidos al módulo al modulo Global Solar

Sabiendo que el tamaño estándar de los espejos proporcionados por el fabricante es de 300 mm, se realizan a continuación los cálculos del ángulo de inclinación para obtener un  $C_x = 2,5x$ .

$$2,5x = \frac{L_3}{210} \rightarrow L_3 = 525 \text{ mm}$$

$$\alpha = \arccos \frac{525-210}{300} \rightarrow \alpha = 58,33^\circ$$

El ángulo de inclinación necesario para obtener un  $C_x = 2,5x$  es de  $58,33^\circ$ . Dada la resolución de los elementos de medida de los que se dispone, lo adecuado es asegurar en la construcción un ángulo de inclinación con múltiplo de 5, por lo que se decide escoger el valor de  $65^\circ$  para la inclinación de los espejos. Esto supone que el factor de concentración teórico en los prototipos será de  $2,2x$ :

$$\cos(65^\circ) = \frac{L_3 - 210}{2 \cdot 300} \rightarrow L_3 = 453,57 \text{ mm}$$

$$C_x = \frac{453,57}{210} = 2,2x$$

Para el caso del prototipo Wurth, el proceso de obtención del ángulo es análogo, pero, tal y como se muestra en la Ilustración 23, el ancho del módulo,  $L_1$  es ahora de 600 mm y la longitud de los espejos,  $L_2$ , pasa a ser de 900 mm para garantizar así alcanzar el factor de concentración.

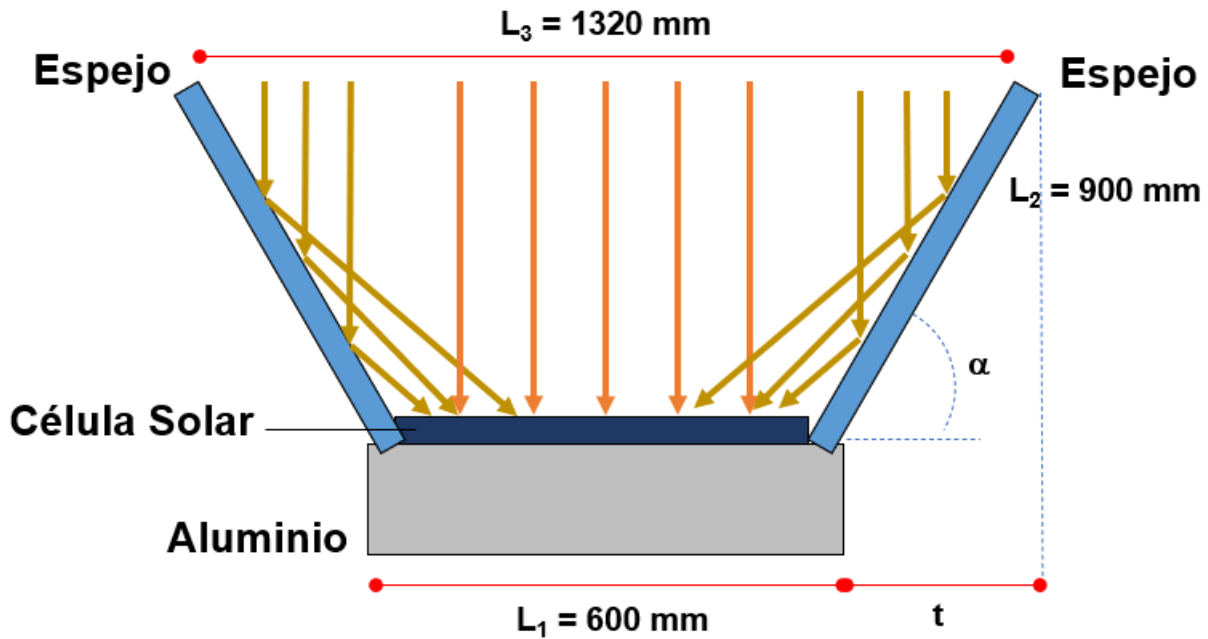


Ilustración 23. Esquema de los espejos concentradores unidos al módulo Wurth

Se calcula a continuación a través de la Ec. 5 el ángulo de inclinación para alcanzar el valor del factor de concentración fijado de 2,2x.

$$C_x = 2,2x = \frac{L_3}{L_1} = \frac{L_3}{600} \rightarrow L_3 = 1320 \text{ mm}$$

$$\alpha = \arccos \frac{\frac{1320-600}{2}}{900} \rightarrow \alpha = 66^\circ$$

Por tanto, para el prototipo Wurth, el  $C_x$  teórico es de 2,2x y el ángulo de inclinación de los espejos es de 66°.

A continuación, se presentan medidas experimentales para comprobar que el diseño del prototipo es el adecuado según las condiciones descritas anteriormente. Para ello, se ha monitorizado la fotocorriente generada por los prototipos con/sin espejos (Ilustración 24 e Ilustración 25). Tal y como se vio en el estudio *indoor*, la intensidad generada aumenta a medida que aumenta la radiación incidente sobre las células. Por tanto, para realizar el cálculo del factor de concentración real de los módulos se han dividido los valores de la intensidad obtenida por el módulo con espejos entre los valores obtenidos por el módulo sin espejos durante dos días distintos con condiciones climáticas similares y cercanas a los valores STC, obteniendo los siguientes resultados.

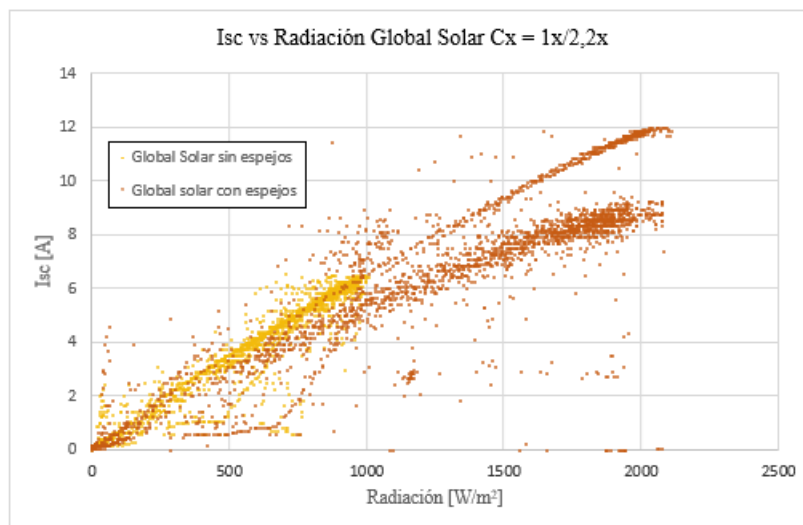


Ilustración 24. Isc vs Radiación Global Solar  $C_x = 1x/2,2x$

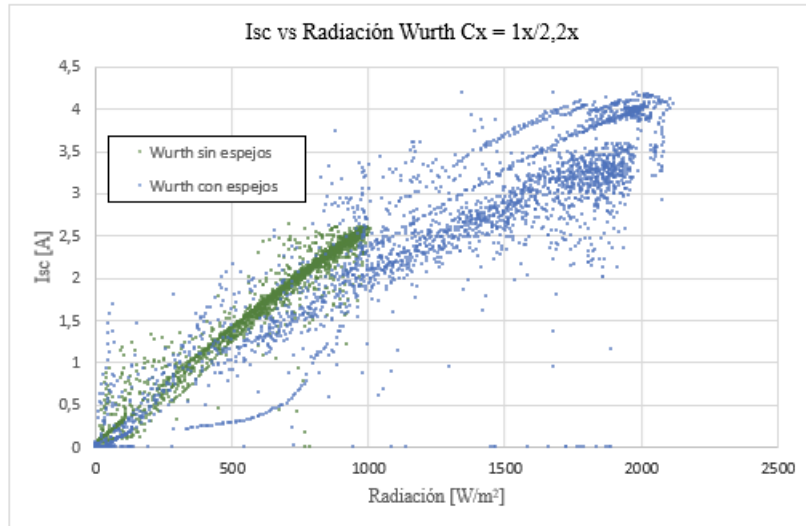


Ilustración 25. Isc vs Radiación Wurth  $C_x = 1x/2,2x$

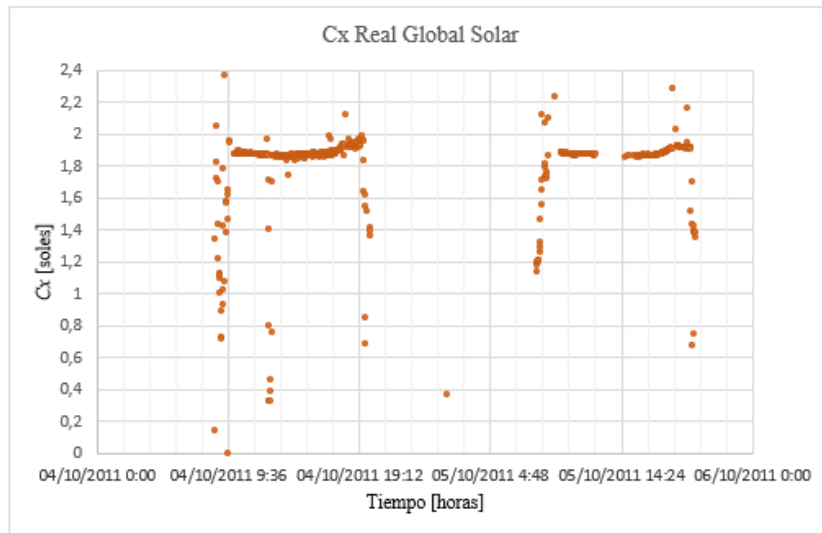


Ilustración 26.  $C_x$  real módulo Global Solar

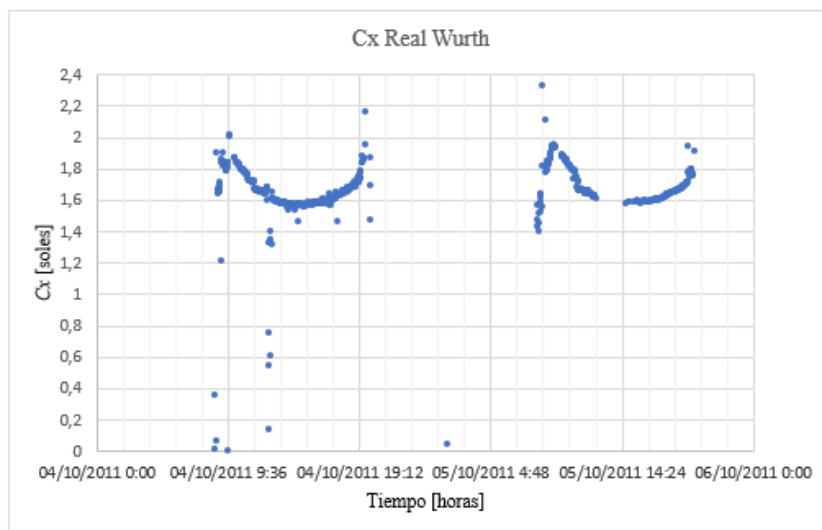


Ilustración 27.  $C_x$  real módulo Wurth

En la Ilustración 26 se observa que valor de  $C_x$  en el módulo Würth oscila en el rango [1,6-1,9], siendo estos valores distantes al  $C_x$  teórico esperado con valor 2,2x. En el caso del prototipo Global Solar (Ilustración 27), los valores del factor de concentración real se encuentran en un rango superior al anterior [1,9-2], siendo estos más cercanos al valor teórico. Estas desviaciones respecto al valor teórico obtenido anteriormente del factor de concentración pueden deberse principalmente al ajuste de los ángulos de inclinación de los espejos. Tal y como se vio en el apartado anterior destinado a la obtención del valor teórico, al pasar de  $58^\circ$  a  $65^\circ$ , es decir, una variación de únicamente  $7^\circ$ , se pasaba de un  $C_x = 2,5x$  a un  $C_x = 2,2x$ , lo cual muestra una notable sensibilidad del  $C_x$  ante pequeñas modificaciones en el ángulo. Como valores promedios, se concluye que el prototipo de Global Solar está operando con un factor de concentración de 1,9x y el prototipo de Würth Solar está operando con un factor de concentración 1,7x. A partir de la Ec. 5, podemos determinar el ángulo real en cada prototipo.

Prototipo	Ancho del panel [mm]	Ancho del espejo [mm]	$C_x$ Teórico	Ángulo Teórico [°]	$C_x$ Real	Ángulo Real [°]
Global Solar	210	300	2,2x	65	1,9x	72°
Würth Solar	600	900	2,2x	66	1,7x	76°

Tabla 2. Factor de concentración y ángulo de inclinación real y teórico de cada prototipo

Comparando las Figuras 24 y 25 donde se ha caracterizado experimentalmente el factor de concentración óptico para los prototipos de Global Solar y Würth respectivamente, se observa además que mientras los datos del primer prototipo ofrecen una estabilidad a lo largo del día, en el caso del prototipo de Würth el factor de concentración disminuye en las horas del mediodía donde mayor radiación se registra; la hipótesis que explica este comportamiento anómalo en el prototipo de Würth es que los espejos empleados no sean adecuados para la aplicación, y durante las horas de mayor radiación y temperatura, estos experimenten una torsión mecánica que modifique su ángulo y por tanto el factor de concentración sobre el módulo fotovoltaico.

Como conclusión, destacar que un error de  $5^\circ$  en la posición del espejo, implica una desviación en el factor de concentración de 0,23x en ambos casos, lo que representa una caída por cada  $5^\circ$  de error del 10% del valor del factor de concentración inicial, hecho que denota la sensibilidad ante este tipo de errores.

#### 4.2.2. Caracterización eléctrica. Curva I-V

Una vez determinado el factor de concentración teórico y real, el siguiente paso consiste en caracterizar el efecto de la concentración óptica en el rendimiento de los prototipos. Para ello se realiza una curva I-V a fin de obtener los parámetros característicos del panel, con y sin espejos. Estos datos fueron tomados en diferentes condiciones de irradiancia y temperatura, por lo que no pueden ser utilizados para realizar comparaciones directamente, y en definitiva analizarlos para extraer conclusiones. Por tanto, en primer lugar, se ha realizado la extrapolación de estos datos tomados en condiciones Outdoor a STC Indoor. Para ello, se ha seguido el procedimiento de corrección 1 descrito en la norma IEC - 60891. Según este procedimiento recogido en la norma, los valores I-V medidos (i) se podrán corregir a los valores STC o a otros cualesquiera (j) utilizando las siguientes ecuaciones:

$$I_j = I_i + \Delta I_{SC} \quad [\text{Ec. 6}]$$

$$V_j = V_i + \Delta V_{OC} \quad [\text{Ec. 7}]$$

$$\Delta I_{SC} = I_{SCi} \cdot \left( \frac{E_j}{E_i} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_j - T_i) \quad [\text{Ec. 8}]$$

$$V_{OC} = \beta \cdot (T_j - T_i) \quad [\text{Ec. 9}]$$

Donde:

- $I_i, V_i$  pertenecen a la curva medida.
- $I_j, V_j$  pertenecen a la curva corregida.
- $E_i, E_j$  son la irradiancia medida con el dispositivo de referencia y la estándar respectivamente.



- $T_i, T_j$  son la temperatura del módulo y la temperatura estándar respectivamente.
- $I_{SC}$  es la corriente de cortocircuito medida del módulo o dispositivo a medir a  $G_1$  y  $T_1$ .
- $\alpha$  y  $\beta$  son los coeficientes de temperatura de la corriente y de la tensión a la irradiancia estándar u objetivo y dentro de los rangos de temperatura de interés.

En la Ilustración 28 se presenta la curva IV del prototipo Wurth Solar con/sin espejos. Los espejos se han orientado para obtener un factor de concentración óptico de 2.2x. Del mismo modo, en la Ilustración 29 se presenta la curva IV para el prototipo construido a partir del módulo fotovoltaico de Global Solar.

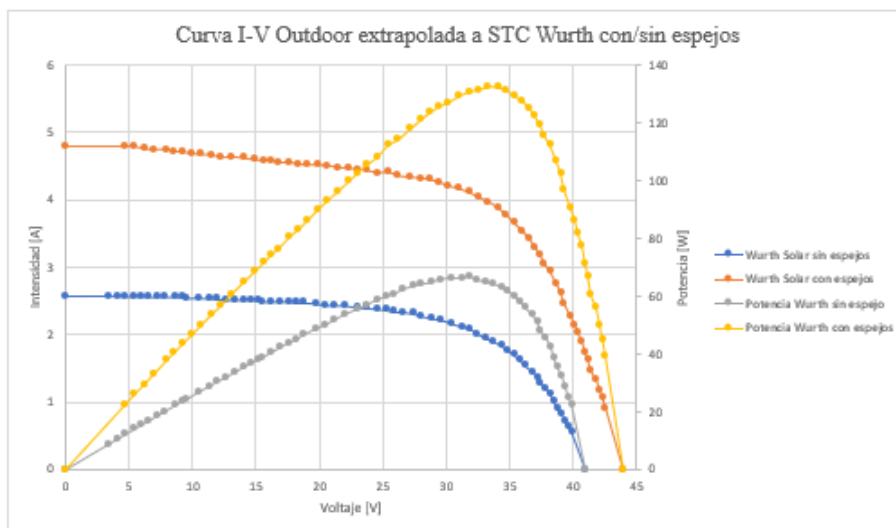


Ilustración 28. Curva I-V extrapolada a STC para Wurth con/sin espejos

Los puntos experimentales en color azul y naranja corresponden a la curva I-V del prototipo fabricado a partir del módulo fotovoltaico de Wurth Solar, con y sin espejos respectivamente. A partir de dichos datos experimentales, se ha calculado la potencia eléctrica generada por el prototipo en cada caso: en color gris sin espejo y en color amarillo con espejo. Observamos como la potencia máxima sin concentración (70 W aproximadamente) se convierten en 130 W aproximadamente cuando el prototipo opera en baja concentración óptica. La relación observada en la potencia eléctrica generada es de aproximadamente 1.85, lo que es coherente con el factor de concentración óptico determinado en la sección 5.2.1.

Para proseguir con el análisis se detallan a continuación (Tabla 3) los parámetros principales obtenidos para el prototipo Wurth operando sin espejos y con espejos.

	Módulo Wurth sin espejos	Módulo Wurth con espejos
T modulo [°C]	50,3	59,6
Irradiancia [ $\frac{W}{m^2}$ ]	796	1777
$I_{sc}$ [A]	2,077	3,930
$V_{OC}$ [V]	37,286	38,749
$I_{PMP}$ [A]	1,583	3,110
$V_{PMP}$ [V]	29,201	29,472
PMP [W]	46,216	91,663

$I_{sc}$ (STC) [A]	2,583	4,797
$V_{oc}$ (STC) [V]	40,021	42,637
$I_{PMP}$ (STC) [A]	2,089	3,978
$V_{PMP}$ (STC) [V]	31,936	33,360
PMP (STC) [W]	66,707	132,695
FF (%)	64,5	64,9
Area [ $m^2$ ]	0,729	0,729
Rendimiento (%)	9,15	8,27

Tabla 3. Parámetros característicos del módulo Würth con/sin espejos

Se observa como al incorporar espejos al módulo e incrementar la irradiancia, se produce un aumento de 9 °C en la temperatura del módulo, lo que a priori es lógico debido al aumento de la energía depositada sobre la célula. Del mismo modo se produce un aumento importante en los valores de la intensidad generada, llegando a una subida del 85% en el caso de la corriente de cortocircuito. En términos de tensión se produce también un aumento, pero resulta mucho menos significativo (~ 4%) que el producido en los valores de la corriente, debido al cambio de temperatura al que está operando el prototipo cuando se consideran los espejos.

El factor de forma permanece prácticamente constante, tal y como se puede observar tanto en la tabla de los parámetros como en la gráfica a través de las pendientes de las rectas tangentes a las curvas en el punto  $V_{oc}$ , que son prácticamente paralelas. Sin embargo, esta disminución de medio punto porcentual al añadir concentración afecta negativamente a los valores de eficiencia alcanzados por el módulo, repercutiendo en una caída de casi un punto porcentual en el rendimiento. Esta caída era esperable y concuerda con lo estudiado durante la caracterización *indoor*.

En la Ilustración 29, al de manera análoga a como ocurría en la gráfica del prototipo Würth, se han representado los datos obtenidos para el prototipo basado en las células de Global Solar. En color azul y naranja la curva I-V del prototipo sin y con espejos respectivamente. En ella se observa el aumento significativo que se produce en la fotocorriente generada, y en el ligero aumento del voltaje de circuito abierto debido principalmente al cambio de temperatura en operación. En color gris y amarillo se representa la curva de máxima potencia en las mismas condiciones: sin y con espejo para generar concentración óptica, observándose como la configuración en concentración genera aproximadamente el doble de potencia.

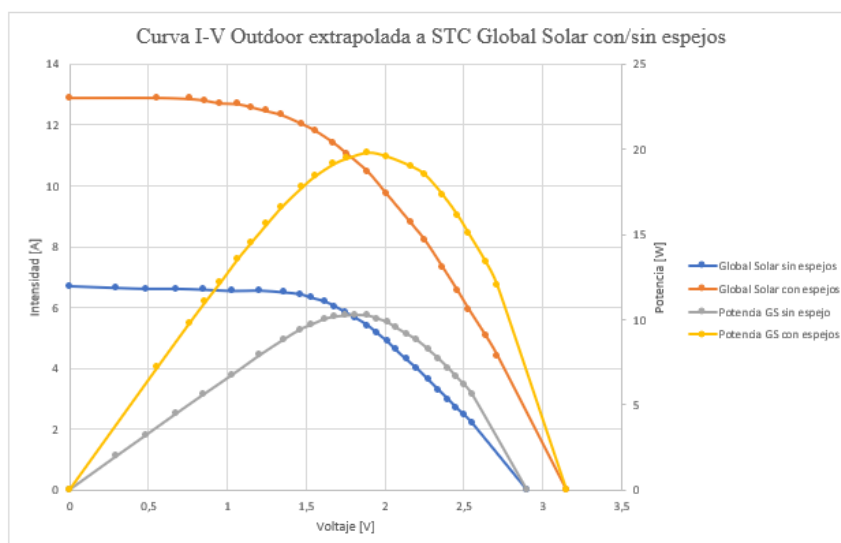


Ilustración 29. Curva I-V extrapolada a STC para Global Solar con/sin espejos

En la Tabla 4 se exponen los parámetros característicos del módulo Global Solar con y sin concentración, y su extrapolación a condiciones STC.

	Módulo Global Solar sin espejos	Módulo Global Solar con espejos
T modulo [°C]	44,9	45,2
Irradiancia [ $\frac{W}{m^2}$ ]	683	1524
I <sub>sc</sub> [A]	4,6	8,993
V <sub>OC</sub> [V]	2,439	2,613
I <sub>PMP</sub> [A]	3,94	7,143
V <sub>PMP</sub> [V]	1,543	1,609
PMP [W]	6,079	11,494
I <sub>sc</sub> (STC) [A]	6,689	12,891
V <sub>OC</sub> (STC) [V]	2,580	2,767
I <sub>PMP</sub> (STC) [A]	5,652	10,455
V <sub>PMP</sub> (STC) [V]	1,813	1,893
PMP (STC) [W]	10,248	19,79
FF (%)	59,4	55,5
Area [m <sup>2</sup> ]	0,105	0,105
Rendimiento (%)	9,76	8,57

Tabla 4. Parámetros característicos Global Solar con/sin espejos

Análogamente a lo ocurrido en el caso de Wurth, la subida de la irradiancia conlleva a un incremento importante de la corriente generada (~93%). El voltaje experimenta una subida, pero bastante menos notoria y la potencia prácticamente se duplica. Sin embargo, el factor de forma disminuye casi un 4%, lo que indica que el diseño de la célula de Global Solar, principalmente en cuanto al mallado que conforma el contacto eléctrico frontal, es más sensible a cambios de radiación. Dicho de otro modo, el diseño actual de la célula no permite una extracción óptima de los portadores de corriente cuando saturamos la fotocorriente generada, ya que el resto de las capas que definen la célula solar (semiconductores tipo -p y tipo -n) son análogos en ambos prototipos. Sin embargo, mientras que el módulo de Wurth Solar basa su diseño en células de menor tamaño que las de Global Solar, con Al:ZnO como único contacto frontal e interconectadas entre sí por el método de integración monolítica, las células de Global Solar ofrecen un área activa de mayor dimensión y las células no se conectan entre sí con la integración monolítica sino con una malla de aluminio. La distancia que el portador de carga debe recorrer hasta ser extraído del dispositivo es mayor en el caso de Global Solar, y por tanto la resistencia serie es mayor. Este parámetro resulta ser dominante a medida que el número de portadores aumenta, como es el caso de iluminación de la célula solar en condiciones de baja concentración. Desde el punto de vista de la eficiencia fotovoltaica, se obtiene que en el caso sin concentración el dispositivo presenta un valor de 9,76%. Al incorporar espejos de concentración el rendimiento disminuye más de un punto porcentual, hasta alcanzar el valor de 8,57%. Esta disminución de los valores del rendimiento era de esperar debido al descenso acusado del factor de forma, y al igual que en el caso del módulo Wurth, concuerda con lo visto en la caracterización *indoor*, donde se vio que al incluir concentración aumentaba la potencia generada pero el rendimiento se veía afectado de forma negativa.

Es decir, comparando el efecto de los espejos en ambos prototipos se concluye que en ambos casos se duplica la fotocorriente generada como era de esperar por el factor de concentración aplicado. Al aumentar en ambos casos la radiación solar incidente en la célula, la temperatura de operación aumenta en el caso de emplear espejos, lo que produce una pequeña modificación en la tensión de circuito abierto. Esta pequeña modificación se produce de acuerdo con la Ecuación 10 [28].

$$\frac{dV_{OC}}{dT} = - \frac{V_{G0} - V_{OC} + \frac{\gamma kT}{q}}{T} \quad [\text{Ec. 10}]$$

Donde:

- $q$  representa la carga del electrón.
- $V_{G0}$  es el *bandgap* de la célula extrapolado al cero absoluto partido por la carga del electrón.
- $\gamma$  es una constante que empleada para considerar las posibles dependencias de temperatura de otros parámetros del material.
- $k$  es la constante eléctrica del medio.

Se realiza a continuación una figura comparativa en la que se muestran las curvas I-V de los dos prototipos que se estudian en este proyecto una vez aplicada la concentración adicional. Utilizando dichas gráficas y las tablas con los parámetros característicos de cada prototipo expuestas anteriormente, se pretenden analizar similitudes y diferencias entre ambos prototipos y formular posibles causas.

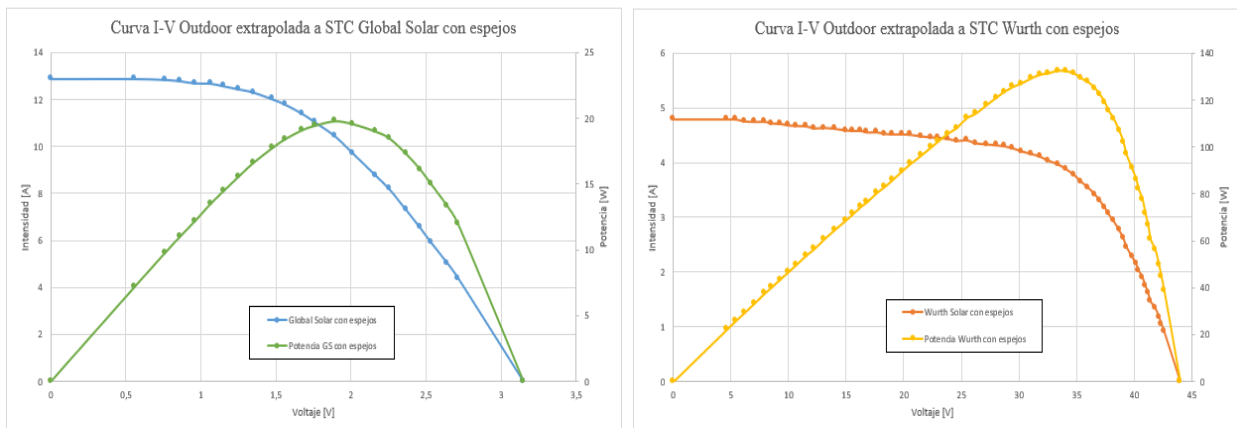


Ilustración 30. Comparativa curvas Global Solar - Wurth con concentración

Al comparar ambas curvas I-V (Ilustración 30) se puede ver que los valores de las intensidades generadas por el módulo Global Solar son mucho mayores (casi tres veces superior en el caso de la  $I_{SC}$ ) que las generadas por el módulo Wurth. Sin embargo, las tensiones alcanzadas por el prototipo Wurth son muy superiores (más de diez veces en el caso del  $V_{OC}$ ) que las del módulo Global Solar. Es por ello que los valores de la potencia alcanzada por el módulo Wurth son en torno a siete veces mayor que los alcanzados por el prototipo Global Solar.

El módulo Wurth está compuesto por un número elevado de pequeñas células (Ilustración 31). Al ser células pequeñas, la corriente eléctrica generada por la célula es también pequeña, y al estar conectadas en serie, ese valor pequeño de corriente es el que circula por todas ellas. No ocurre así con la tensión, ya que, al estar conectadas en serie, el valor de la tensión global será la suma de las tensiones de todas las células interconectadas, por lo que, al tratarse de muchas células, este valor de tensión global es alto, tal y como se observa en los datos obtenidos. Estos valores bajos de intensidades le brindan al prototipo Wurth una característica muy importante a la hora de ser implementados en una instalación fotovoltaica real, ya que las pérdidas óhmicas en cualquier conductor eléctrico vienen dadas por la expresión  $\text{Perdidas} = I^2 \cdot R$ , por lo que estas pérdidas serán menores en este prototipo que en de Global Solar, en el que las pérdidas serán mayores debido a los mayores valores de la corriente generada. Por tanto, se puede afirmar que el módulo Wurth está diseñado para generar intensidades bajas y voltajes mayores.

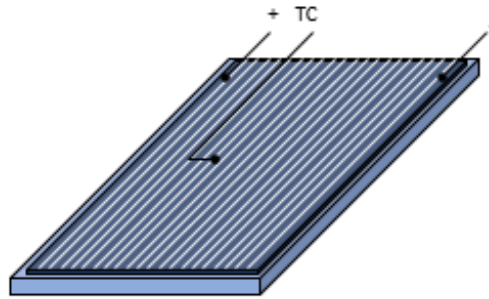


Ilustración 31. Disposición de células en el módulo Wurth

De forma contraria ocurre en el módulo Global Solar, el cual está compuesto únicamente por cinco células grandes interconectadas en serie (Ilustración 32). Al tratarse de células más grandes, la corriente generada por ellas es mayor, por lo que las pérdidas serán mayores. Sin embargo, el número de células interconectadas en el prototipo Global Solar es mucho menor que las que componen el módulo Wurth, por lo que la tensión global es menor.

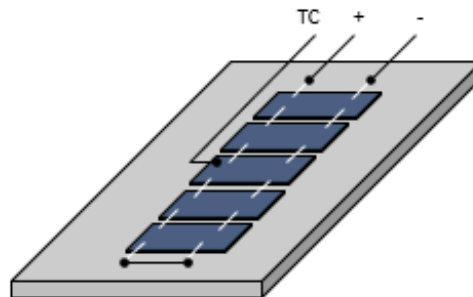


Ilustración 32. Disposición de células en el módulo Global Solar

Así, el prototipo de Global Solar genera corrientes más altas porque el área de cada célula es mayor, y unos voltajes más pequeños porque solo dispone de cinco células conectadas en serie.

Debe analizarse también la variación del factor de forma al aplicar concentración, que tal y como se ha mencionado con anterioridad, se mantenía prácticamente constante en el módulo Wurth y empeoraba alrededor de un 4% al tratarse del módulo Global Solar.

Como conclusión preliminar, los datos obtenidos indican que el aumento relativo de fotocorriente es el mismo en ambos prototipos, pero la disposición eléctrica de las células solares conectadas en cada caso sugiere que el prototipo de Wurth Solar es más adecuado al mostrar un menor descenso del factor de forma, que está relacionado con la resistencia serie, parámetro eléctrico crítico al estudiar el comportamiento del dispositivo en condiciones de iluminación de baja concentración. En ambos casos, la variación relativa de  $V_{oc}$  es similar y menor al 10% en ambos casos.

### 4.2.3. Caracterización térmica

Una vez finalizada una primera caracterización de los prototipos para evaluar la influencia de la concentración en los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos, se realiza una segunda caracterización orientada a analizar aspectos térmicos y su influencia en los parámetros eléctricos. Para ello, los prototipos fueron instalados en el exterior y montados en un seguidor a dos ejes, durante un período de diez días durante los cuales se registraron cada dos minutos principales parámetros (temperatura ambiente, temperatura del módulo, radiación incidente y fotocorriente generada) para su consecuente análisis.

Se midieron las temperaturas de ambas caras de los prototipos con y sin concentración, la frontal, directamente enfrentada al Sol, y la trasera o posterior, en el extremo opuesto del prototipo. En primer lugar, se han representado gráficas que contienen las curvas de las variaciones de temperatura de los dos tipos de prototipos (Global Solar y Wurth) con/sin espejos, en función del tiempo en dos días distintos, 27 y 28 de septiembre. Tal y como se puede observar en la Ilustración 33 e Ilustración 34, las condiciones climáticas (temperatura ambiente y radiación global) eran similares en ambos días.

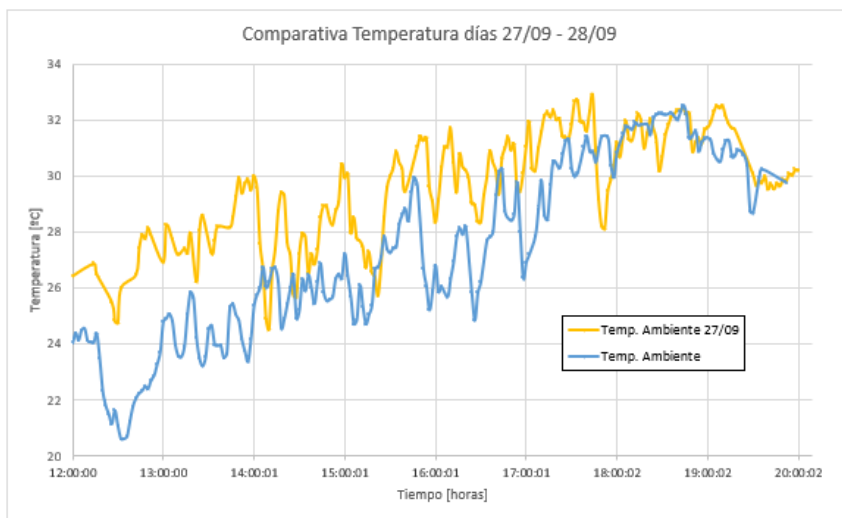


Ilustración 33. Comparativa de temperatura ambiente entre los días 27/09 y 28/09

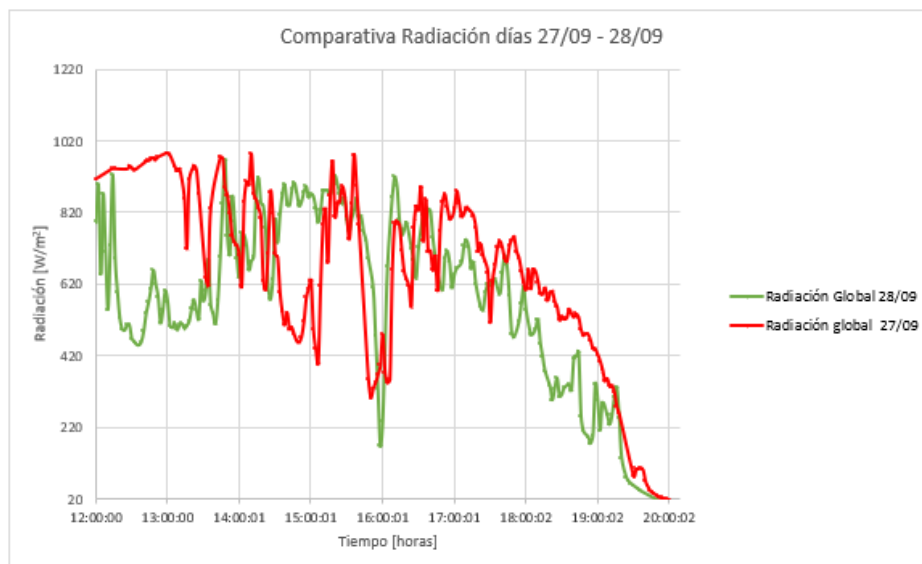


Ilustración 34. Comparativa de la radiación global entre los días 27/09 y 28/09

En la Ilustración 35 e Ilustración 36 se han representado las temperaturas de los módulos sin concentración de los días mencionados. Las curvas verdes y amarillas son las correspondientes a las caras frontal y trasera del módulo Wurth, mientras que la azul y la naranja corresponden a las caras frontal y trasera del módulo Global Solar respectivamente. Además, se ha incluido en cada uno de los gráficos la variación de la temperatura

ambiente (curva celeste), para poder observar relaciones entre esta última y las temperaturas de los prototipos. De los datos representados, se concluye que sin aplicar ningún elemento óptico que genere concentración en el módulo fotovoltaico, las temperaturas de las caras frontal y trasera son similares en ambos prototipos; además, la temperatura del prototipo con células de Wurth Solar son un 20% mayores que la temperatura del prototipo de Global Solar. Esto se explica en la configuración de materiales empleados en el diseño de cada uno: el prototipo de Wurth Solar consiste en un doble encapsulamiento de vidrio-vidrio, mientras que, en el prototipo de Global Solar, el encapsulamiento es vidrio-aluminio. El aluminio como encapsulamiento trasero ofrece una mejor disposición a la disipación de calor que el vidrio, por lo que se genera un equilibrio termodinámico del prototipo a menor temperatura. Esto favorece operación del módulo fotovoltaico, puesto que un aumento de temperatura de operación siempre reduce la potencia eléctrica generada.

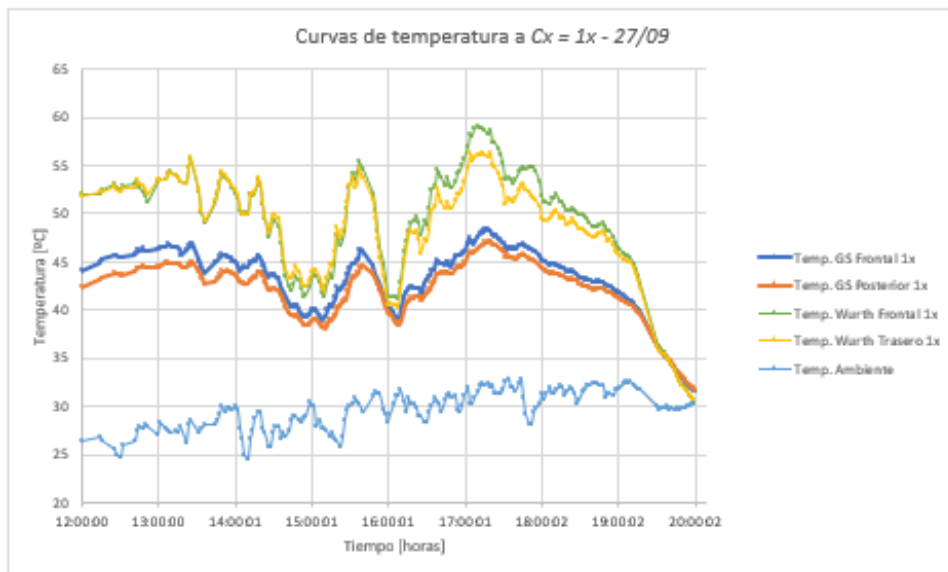


Ilustración 35. Curvas de temperatura a  $Cx = 1x - 27/09$

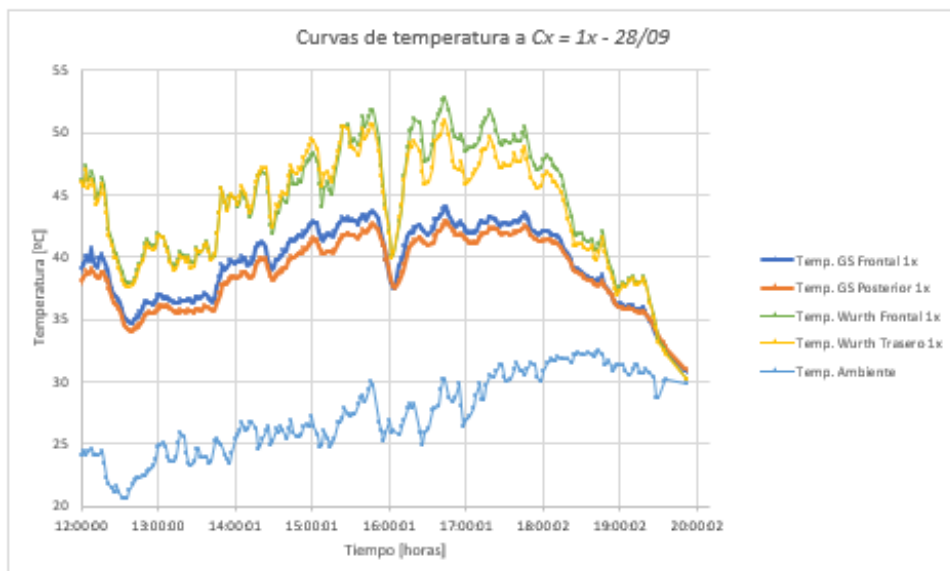


Ilustración 36. Curvas de temperatura a  $Cx = 1x - 28/09$

La tendencia de las curvas de temperatura de ambos módulos es generalmente creciente hasta alrededor de las 17:00, donde se alcanzan los valores máximos para después comenzar un descenso. Esto puede explicarse debido a que a partir de esa hora los valores de la irradiancia que incide sobre los paneles comienzan a disminuir. Se observa una bajada puntual muy aguda alrededor de las 16:00 en ambos días, que puede deberse a la aparición de sombras.



Se incluye a continuación la Ilustración 37 sobre las diferencias de temperatura ( $\Delta T$ ) entre las caras de los módulos frente a la irradiancia recibida, en la que se puede observar como los puntos naranjas, correspondientes a la  $\Delta T$  en el módulo Global Solar 1x, crecen de forma prácticamente lineal al aumentar la irradiancia, dentro del rango [0 a 2] °C. Las  $\Delta T$  del módulo de Wurth 1x, pertenecen por lo general al rango [-1 a 1] °C, siendo menores por norma general a las del módulo Global Solar 1x, exceptuando algunos puntos a irradiancias altas, que justifican el pico anteriormente mencionado de las 17:00.

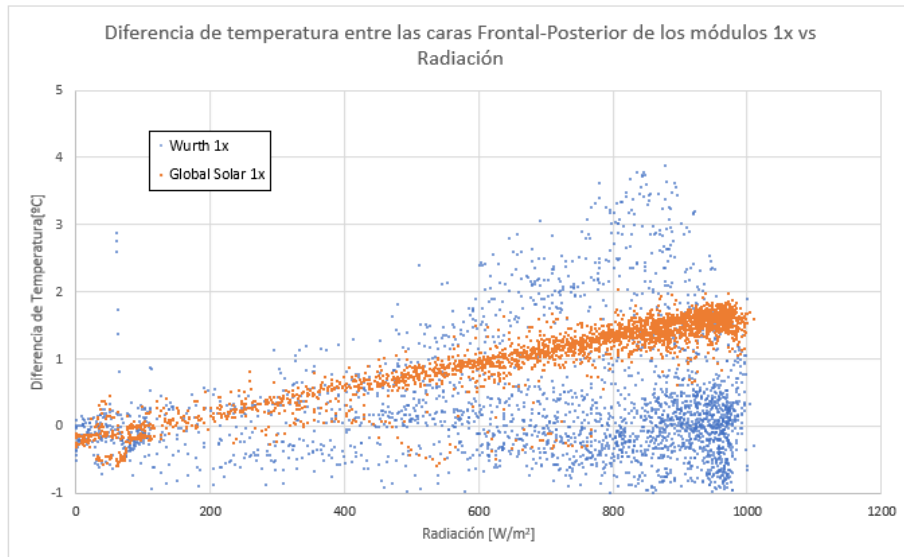


Ilustración 37. Diferencias de temperatura entre las caras frontal y posterior de los módulos sin concentración frente a la irradiancia recibida

A continuación se incluyen los gráficos correspondientes a los prototipos que incluyen concentración óptica adicional, tanto los de las curvas de temperatura frente al tiempo como el de la diferencia de temperatura entre las caras frente a la irradiancia solar.

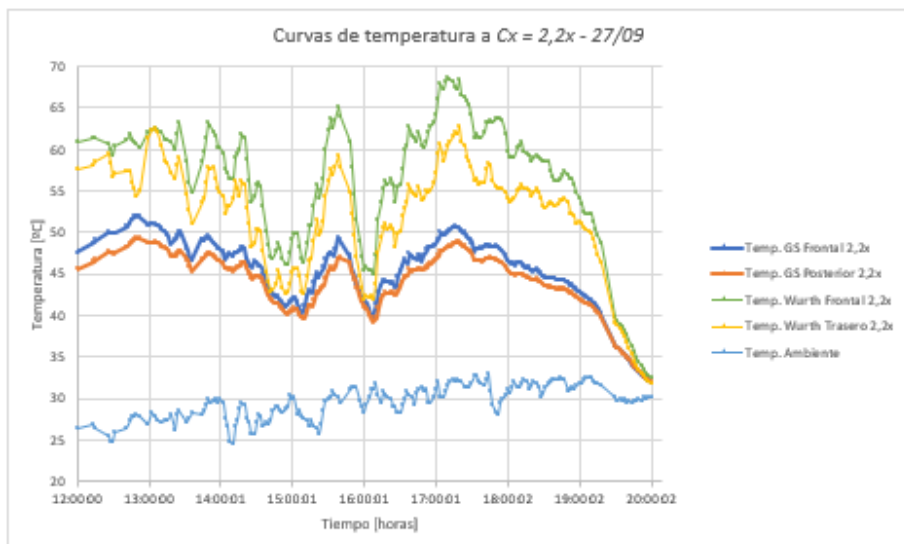


Ilustración 38. Curvas de temperatura a  $Cx = 2,2x$  - 27/09

La Ilustración 38 muestra como al incluir concentradores adicionales aumentan los valores de las temperaturas, llegando a alcanzar picos en el caso del prototipo Wurth de casi 70 °C, mientras que el pico alcanzado el mismo día por el módulo Wurth sin concentración no llegaba a los 60 °C, es decir, casi 10 °C de diferencia al implementar concentración. Sin embargo, en el caso de los módulos Global Solar, el pico de temperatura sin concentración tenía un valor de 48 °C, y con concentración alcanza a los 52 °C, lo que supone un incremento de menos de 5 °C, la mitad que en el prototipo anterior. De nuevo se observa como el material empleado en el dispositivo en su cara trasera, vidrio o aluminio, es crítico, puesto que cuanto mayor sea la temperatura de



operación del dispositivo, menor será su rendimiento fotovoltaico. De hecho, cuanto mayor sea la radiación solar incidente en el dispositivo, mas relevante es este efecto, y por tanto se hace un factor de diseño crítico cuando se orienta el prototipo a condiciones de concentración.

Al pasar a analizar los módulos con espejos (Ilustración 39), ocurre que al igual que en el caso de los prototipos sin concentración, en los prototipos con concentración ocurre que sobre las 16:00 existe una bajada aguda de las temperaturas de todas las caras de los módulos, manteniéndose la temperatura ambiente. La hipótesis sugerida como causa para este fenómeno sigue siendo la misma que se expuso en el caso de los módulos sin concentración.

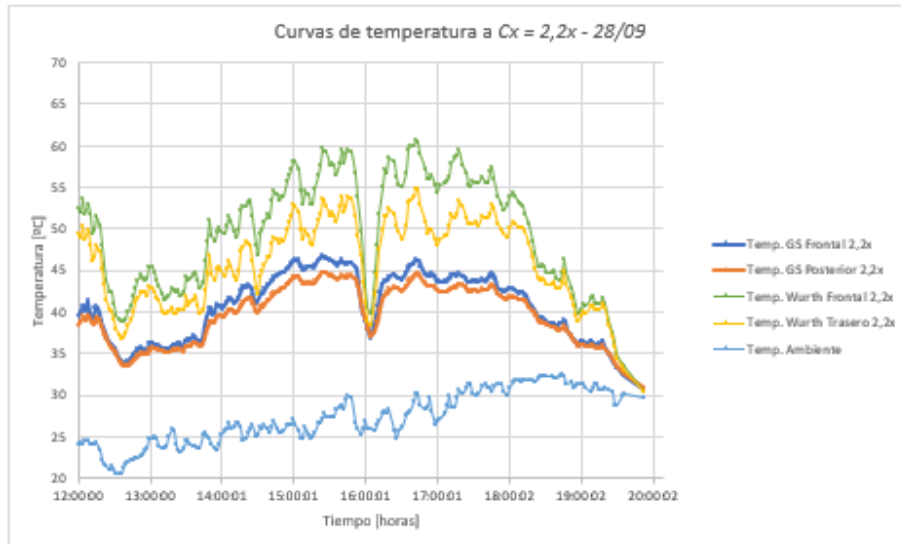


Ilustración 39. Curvas de temperatura a  $Cx = 2,2x - 28/09$

Sin embargo, la diferencia más notable que se puede observar entre los dispositivos sin y con concentración es el aumento de la diferencia de temperatura entre las caras del prototipo Wurth al añadirle concentración adicional. Esta diferencia se puede observar a simple vista en las curvas de temperatura de ambos días, donde existe un gran espacio entre las líneas verde y amarilla, que representan respectivamente la cara frontal y posterior del prototipo Wurth con concentración. Del mismo modo, puede observarse como la diferencia de temperatura entre las caras del prototipo Global Solar son del mismo orden tanto con concentración como sin ella.

Todo esto puede analizarse de manera más exacta con la Ilustración 40, que refleja las diferencias de temperatura entre las caras de los prototipos en función de la irradiancia solar.

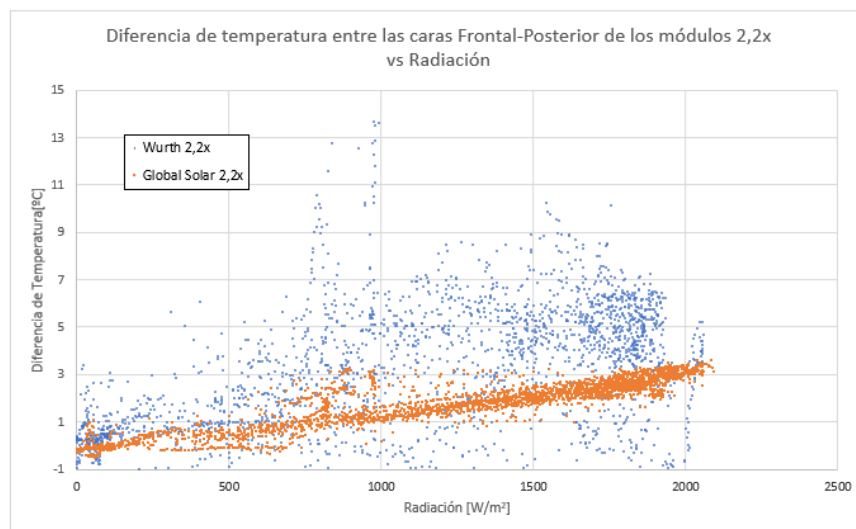


Ilustración 40. Diferencias de temperatura entre las caras frontal y posterior de los módulos con concentración frente a la irradiancia recibida

En ella puede observarse como la  $\Delta T$  en el módulo Global Solar 2,2x crece de forma lineal con la irradiancia en el rango aproximado de 0 a 3 °C, de forma similar a como lo hacía el mismo módulo sin concentración, aunque en este último caso, el rango era menor (en torno a 0 – 2 °C). Por el contrario, el módulo Wurth con concentración presenta un comportamiento muy diferente a como lo hacía al no disponer de concentración adicional ya que, en este último caso, las  $\Delta T$  se encontraban por regla general en el rango de [(-1) a 1] °C, siendo por tanto menores que las del prototipo Global Solar. Sin embargo, al añadir concentración al módulo Wurth se observa cómo se ha ampliado el rango de las  $\Delta T$  al pasar de [(-1) a 1] °C a [(-1) a 7] °C, superando por tanto a las obtenidas con el prototipo Global Solar.

En la Tabla 5 se han incluido los promedios de las temperaturas que alcanzan las caras frontal y posterior de los diferentes módulos tanto con como sin concentración adicional y el promedio de la diferencia de temperatura entre dichas caras.

	Temperatura promedio GS 1x [°C]	Temperatura promedio GS 2,2x [°C]	Temperatura promedio Wurth 1x [°C]	Temperatura promedio Wurth 2,2x [°C]
Cara frontal promedio	39,64	41,06	44,88	50,83
Cara posterior promedio	38,73	39,95	44,38	47,13
Diferencia caras promedio	0,89	1,11	0,48	3,70

Tabla 5. Promedios de las temperaturas de las caras de los módulos y de la diferencia entre estas

Como complemento a los datos monitorizados de temperatura anteriormente expuestos, se incluyen a continuación imágenes captadas por termografía de los módulos durante su funcionamiento. La técnica de termografía capta la radiación infrarroja del espectro electromagnético, permitiendo determinar temperaturas a distancia y sin necesidad de contacto con el objeto a estudiar. En este proyecto, se utiliza la termografía IR como medida de la calidad del prototipo, para detectar puntos calientes, gradientes de temperatura

Comenzando por el prototipo Global Solar sin espejos, en la Ilustración 42 no se observan puntos calientes en la superficie del módulo, sin embargo, existe un ligero gradiente de temperatura entre la parte inferior y la parte superior. Este hecho puede deberse a la deposición de suciedad o polvo en la superficie del módulo, sobre todo en las partes cercanas a bordes y esquinas.

En el caso del módulo con espejos (Ilustración 44) los gradientes de temperatura entre la parte central y los extremos del prototipo son mucho más notables, pudiendo deberse a lo explicado anteriormente de la suciedad y deposiciones. Del mismo modo se aprecian claramente dos puntos con un color más claro que el resto, uno situado en la zona central y otro en la parte inferior del módulo. Estos son los ya mencionados puntos calientes.

Como ya se explicó en el apartado de Metodología, los puntos calientes son inestables y por lo general se intensifican y pueden llegar a anular en gran medida el rendimiento del módulo completo. Además, contribuyen a una degradación acelerada de los materiales y por tanto disminuyen la vida útil de los módulos. Es por ello por lo que se debe hacer todo lo posible para evitar su aparición.

Las causas por la que pueden haber aparecido dichos puntos son diversas. En primer lugar, pueden deberse a un mal acoplamiento en serie de las células interconectadas. A su vez, una baja calidad de los materiales o daños producidos en el módulo durante el proceso de producción y montaje también acentúan la aparición de este tipo de defectos. Otro motivo por los que pueden aparecer puntos calientes son las sombras, lo que genera una inversión de polaridad en las células afectadas, haciendo que esta consuma la potencia producida por el resto de células y se sobrecaliente.

Se han incluido fotografías de los prototipos (Ilustración 41 e Ilustración 43) tomadas en el mismo momento que se realizaron las termografías para mostrar que estos defectos no son apreciables a simple vista en la superficie de los módulos.

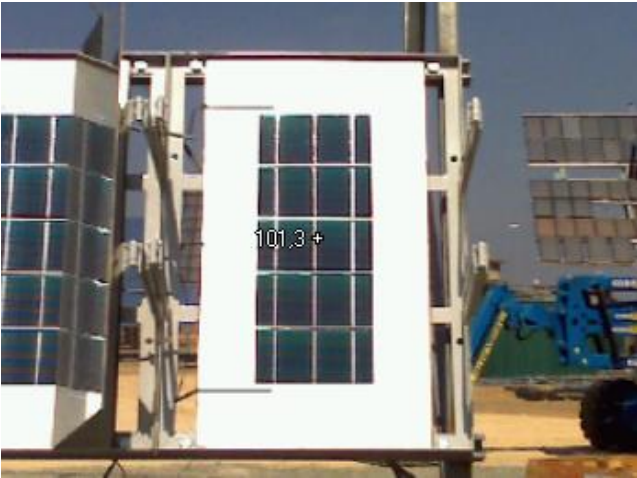


Ilustración 41. Fotografía del módulo Global Solar 1x tomada el 03/10

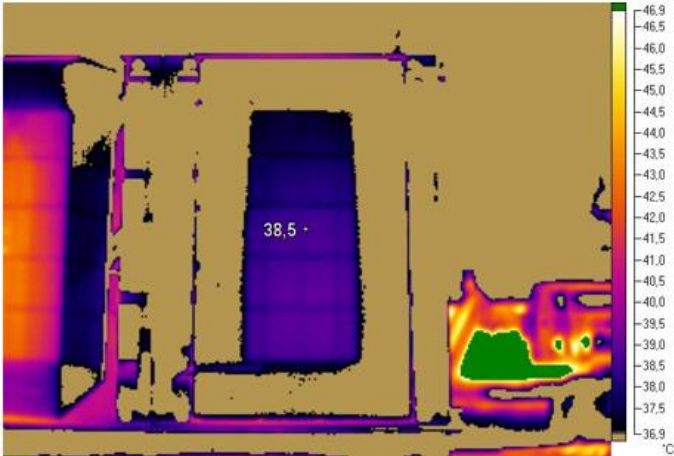


Ilustración 42. Termografía del módulo Global Solar 1x tomada el 03/10



Ilustración 43. Fotografía del módulo Global Solar 2,2x tomada el 03/10

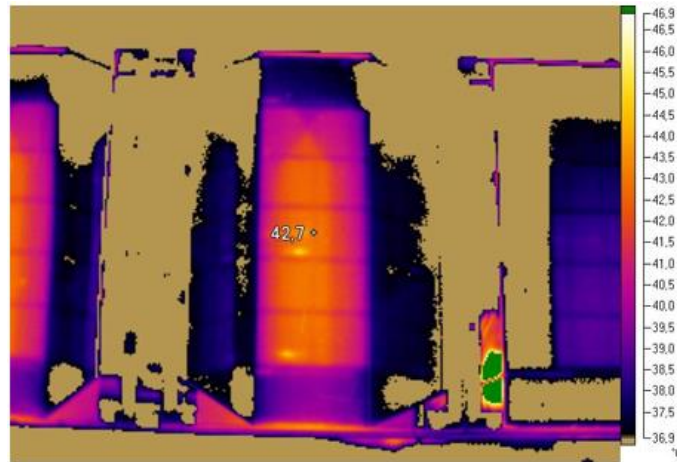


Ilustración 44. Termografía del módulo Global Solar 2,2x tomada el 03/10

Del mismo modo se incluyen a continuación las termografías realizadas al prototipo Wurth, con y sin espejos.

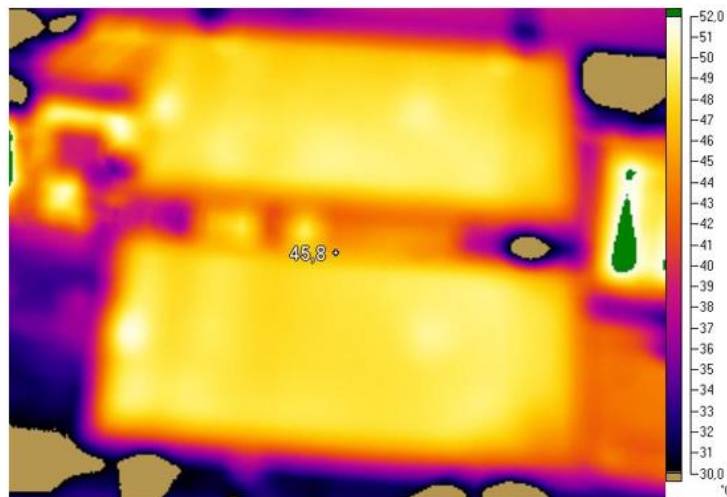


Ilustración 45. Termografía del módulo Wurth 1x tomada el 03/10

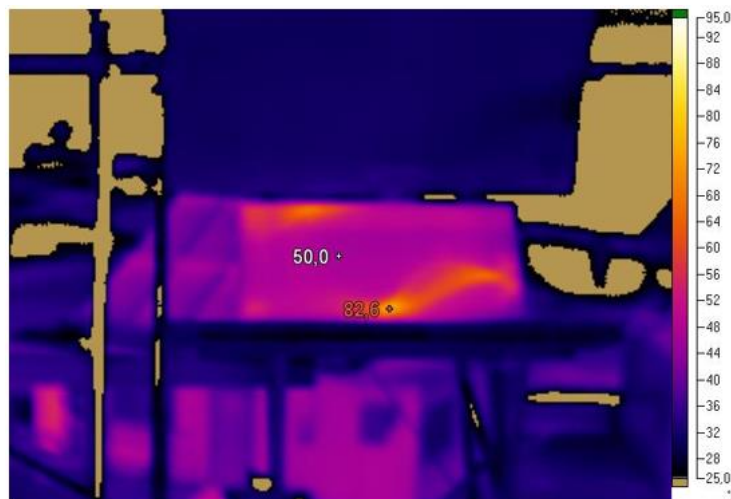


Ilustración 46. Termografía del módulo Wurth 2,2x tomada el 03/10

En la Ilustración 45, correspondiente al módulo Wurth sin espejos, se observan zonas de color blanco, que representan puntos calientes. En el caso del módulo Wurth con concentración (Ilustración 46), a simple vista se ven dos zonas que poseen una mayor temperatura que el resto del panel. Las posibles causas de los puntos calientes existentes en los módulos Wurth son las mismas descritas anteriormente para los prototipos Global Solar.

De manera similar a lo realizado con la temperatura, se muestran a continuación las figuras correspondientes a la potencia obtenida en los distintos prototipos frente a la irradiancia incidente.

Se han representado los valores de la potencia en continua para los módulos con y sin concentración adicional. Se puede observar como en ambos prototipos se produce un aumento considerable de la potencia a medida que se incrementa la irradiancia sobre los módulos. En el caso del módulo Global Solar (Ilustración 47) los valores máximos de potencia obtenidos sin utilizar concentración se encuentran en torno a 100 W para valores de irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, pasando a alcanzar máximos de 140 W al doblar prácticamente (~2000 W/m<sup>2</sup>) la irradiancia sobre el módulo cuando se añaden espejos. Esto representa un aumento del 40% de la potencia proporcionada al añadir concentración. Para los módulos Wurth (Ilustración 48) los valores máximos de la potencia alcanzados alcanzan, en el caso en el que no se incorporan espejos, a 80 W para 1000 W/m<sup>2</sup>. Al incorporar concentración óptica el módulo Wurth proporciona una potencia de 100 W para ~ 2000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia, lo que representa en este caso un aumento del 20% de la potencia proporcionada al añadir concentración, inferior al 40% ganado por el módulo Global Solar.

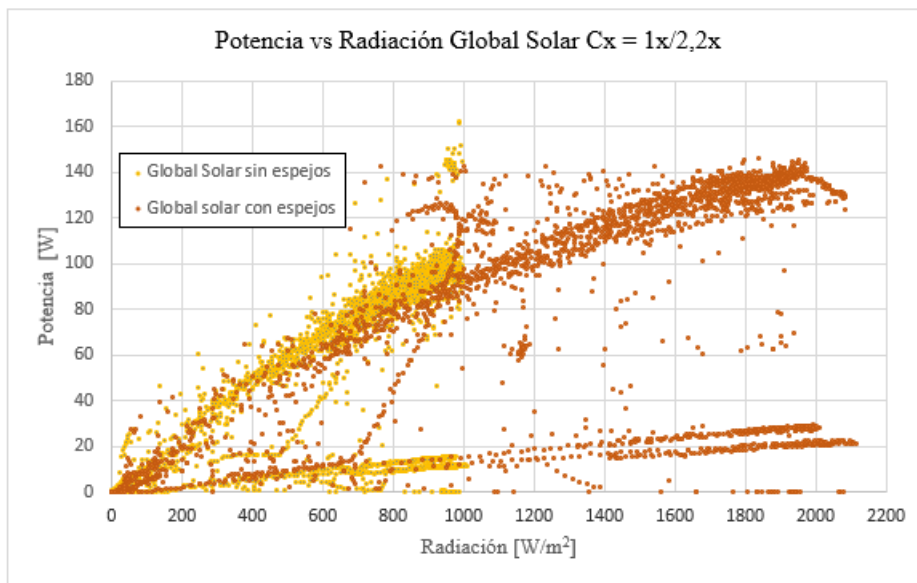


Ilustración 47. Potencia vs Irradiancia módulos Global Solar 1x/2,2x

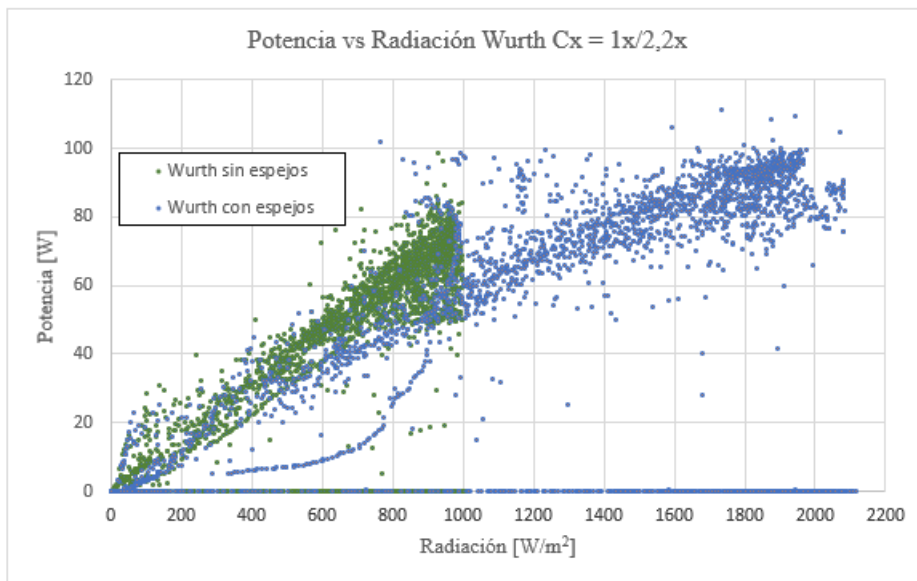


Ilustración 48. Potencia vs Irradiancia módulos Wurth 1x/2,2x

Tal y como se ha mencionado anteriormente, otro aspecto estrechamente relacionado con la potencia es la intensidad generada, que depende a su vez de la irradiancia sobre el panel. Por lo tanto, ver cómo varía la corriente en función de la irradiancia puede resultar interesante como objeto de estudio. A continuación, se



muestran las gráficas de la  $I_{SC}$  obtenida por ambos prototipos con y sin concentración frente a la radiación incidente.

Se observa como en ambos prototipos los valores de intensidad poseen la misma tendencia creciente con la irradiancia que describían los valores de la potencia. En el prototipo Global Solar sin espejos el valor de corriente obtenida supera los 6,5 A, llegando a alcanzar los 12 A al añadir espejos. Del mismo modo, en el prototipo se obtienen valores de 2,5 A sin espejos y 4,5 A. En ambos prototipos se llega casi a duplicar los valores de corriente generada, lo cual es lógico debido a que prácticamente la radiación incidente se ha prácticamente duplicado.

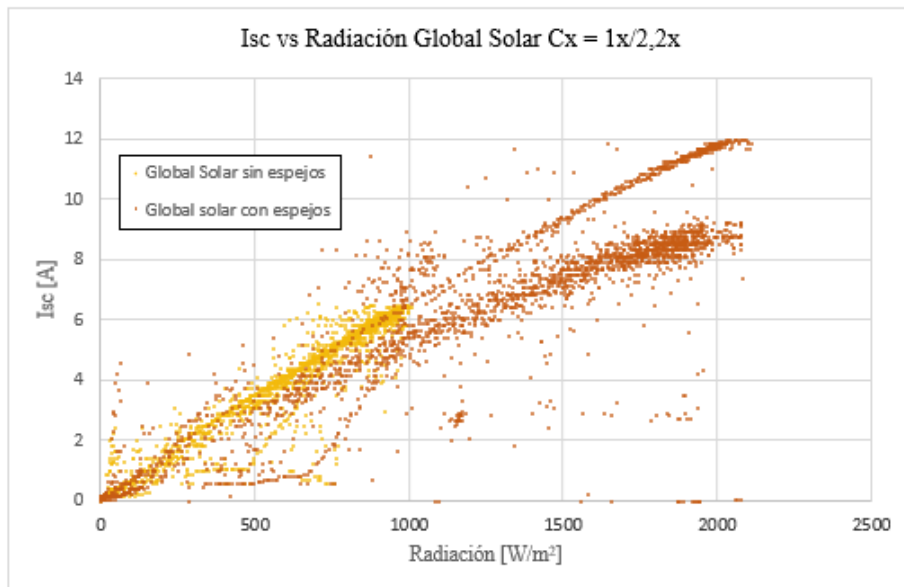


Ilustración 49.  $I_{SC}$  vs Irradiancia módulos Global Solar 1x/2,2x

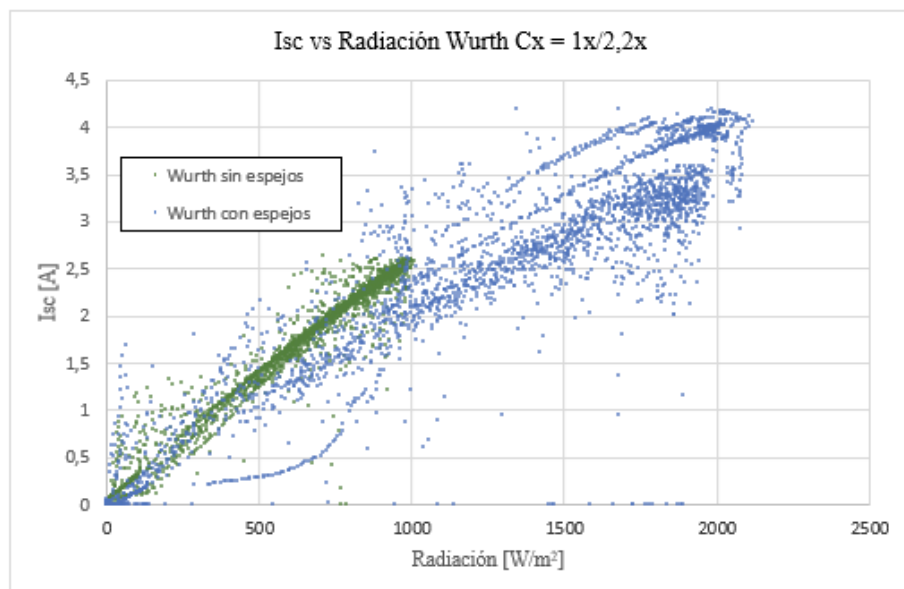


Ilustración 50.  $I_{SC}$  vs Irradiancia módulos Wurth 1x/2,2x

Las células solares empleadas en el diseño y fabricación de los prototipos de Global Solar tienen un área de  $21 \times 10 = 210 \text{ cm}^2$ , mientras que en el caso del prototipo de Wurth Solar, las células son de  $0,4 \times 100 = 40 \text{ cm}^2$ . La intensidad eléctrica generada por cualquier dispositivo fotovoltaico es proporcional a la radiación solar y a la superficie de captación. Por tanto, a igual de radiación en ambos prototipos, como el área de la célula es mayor en el caso de Global Solar, esto explica porque la corriente generada es superior al prototipo de Wurth.

Por otro lado, el prototipo de Global Solar dispone de 5 células solares conectadas en serie, mientras que el prototipo de Wurth dispone de 100 células conectadas en serie. La tensión eléctrica de salida de cada prototipo

es el resultado de considerar la suma de las tensiones de cada célula, por lo que en este caso se observa que la tensión de salida en Global Solar es menor que Wurth.

La potencia en continua generada por los prototipos, será el resultado de multiplicada la tensión por la corriente; desde el punto de vista de escalabilidad a plantas fotovoltaicas de gran tamaño, es más conveniente el diseño del prototipo de Wurth que el de Global Solar, puesto que las pérdidas eléctricas en el transporte de la electricidad generada son proporcionales al cuadrado de la intensidad, siendo esta mayor en el caso de Global Solar.





# 5 CONCLUSIONES Y ESTUDIOS FUTUROS

---

## 5.1. Conclusiones

Las conclusiones obtenidas una vez realizados y presentados los distintos puntos a estudiar de este proyecto son las siguientes:

- a. Queda justificada la elección como objeto de estudio de células solares de lámina delgada CIGS frente a otras tecnologías fotovoltaicas, debido a las altas eficiencias alcanzadas por este tipo de módulos, además de su posible implantación sobre sustratos rígidos o flexibles, lo que permite la adaptación de las células CIGS a aplicaciones tanto terrestres como espaciales. A esto se añaden las ventajas que presentan los materiales constitutivos, que además de no ser tóxicos, pueden llegar a reducir en gran medida los costes de producción de las células, lo que puede suponer que la tecnología CIGS pueda llegar a suponer una alternativa a las células fotovoltaicas de primera generación.
- b. Del análisis *indoor* se concluye que conforme aumenta el valor del factor de concentración, aumenta la irradiancia sobre la célula y por tanto la intensidad. Sin embargo, la eficiencia del panel comienza a decaer a partir de cierto valor crítico del factor de concentración, debido a que esta es proporcional al factor de forma de la célula, que disminuye debido al aumento de la resistencia en serie por problemas de optimización de las metalizaciones a altos niveles de concentración.
- c. El análisis *outdoor* de los parámetros optoelectrónicos revela que al aplicar concentración a los módulos aumenta la fotocorriente de forma proporcional al grado de concentración aplicado, sin embargo, los valores de las tensiones generadas apenas aumentan al aplicar concentración. Esto es de esperar puesto que la fotocorriente es proporcional a la radiación solar, mientras que la tensión de circuito abierto es dependiente de la temperatura, y debido al diseño de los prototipos para evacuar el calor la diferencia de temperatura, como consecuencia de la concentración óptica, no es significativa. La disposición eléctrica de las células solares interconectadas influye en el factor de forma del módulo, relacionado con la resistencia en serie, parámetro crítico al estudiar el comportamiento de estos dispositivos en condiciones de baja concentración, por lo que habrá que tener en cuenta este hecho a la hora de seleccionar un módulo u otro.
- d. Del análisis térmico se concluye que sin aplicar ningún elemento óptico que genere concentración en el módulo fotovoltaico, existen diferencias importantes de temperatura entre los dos prototipos estudiados. Esto es debido a la configuración de materiales empleados en el diseño de cada uno: uno de los prototipos presentaba un encapsulamiento de vidrio-aluminio, mientras que, en el segundo prototipo, el encapsulamiento era vidrio-vidrio. El aluminio como encapsulamiento trasero ofrece una mejor disposición a la disipación de calor que el vidrio, por lo que se genera un equilibrio termodinámico del prototipo a menor temperatura. Esto favorece operación del módulo fotovoltaico, puesto que un aumento de temperatura de operación siempre reduce la potencia eléctrica generada. Al incluir concentración adicional la temperatura de los módulos aumenta debido a los mayores niveles de energía incidente sobre ellos. Finalmente, las termografías captadas indicaban la aparición de puntos calientes debido a deposición y acumulación de polvo y suciedad.

## 5.2. Estudios futuros

Uno de los problemas que presenta la concentración es el aumento de temperatura de las superficies de los módulos fotovoltaicos. Durante el desarrollo del proyecto, en el mes de septiembre, los prototipos llegaron a alcanzar temperaturas superiores a los 65 °C, superando los 85 °C en los meses más calurosos del año. Esto es un problema que pone en riesgo la garantía de los fabricantes, ya que los módulos se certifican y garantizan para operar bajo condiciones que no superen los 85°C y el 85% de humedad del aire.

Este hecho ocurría en la planta fotovoltaica comercial de Sevilla PV situada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla), donde se emplean módulos fotovoltaicos de silicio convencional con espejos para concentrar la radiación solar,

donde al añadir concentración óptica y medir las temperaturas alcanzadas por los módulos se superaban los 85 °C. El problema lo solucionaban desenfocando los espejos concentradores cuando se superaba el límite de temperatura, pero esta solución presenta el inconveniente de que al desenfocar disminuye la potencia producida, la electricidad generada y por tanto esta manera de actuar ante el problema puede tener efectos económicos negativos.

Por ello se plantea como línea de trabajo futuro el estudio de métodos de evacuación de calor alternativos, para lo que haría falta un análisis profundo de variables como la temperatura ambiente, la velocidad del viento, la radiación incidente y los materiales que componen los módulos. De tal forma se podrán sugerir y comparar métodos de evacuación diferentes que podrán ser tanto activos, por ejemplo, desenfocar los espejos, como pasivos, como el uso de materiales como el aluminio o la implementación de aletas en los módulos. Una vez se analicen los diferentes métodos propuestos se podrá decidir cual es la solución más adecuada e implementarla en los dispositivos.

## 6 REFERENCIAS

---

- [1] S. L. Ortiz, «Constitución de la materia,» Veracruz, 2012.
- [2] A. Dixon, «16 - PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION: THEORY, PRESENT AND FUTURE SOLAR CELLS,» de *Solar Energy Conversion II*, R. S. A.F. Janzen, Ed., Pergamon, 1981, pp. 243-259.
- [3] EGE PV NEWS, «¿Qué es el EVA?,» ECO GREEN ENERGY, 11 11 2019. [En línea]. Available: <https://www.eco-greenenergy.com/es/que-es-el-eva/>. [Último acceso: 21 10 21].
- [4] T. Krieger, «Environmental impacts of Tedlar PVF film for use in photovoltaic modules,» 2006.
- [5] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), «Photovoltaics Report,» Friburgo, 2021.
- [6] N. P. Rodríguez, *Optimización de los sistemas fotovoltaicos en viviendas unifamiliares aisladas*, 2015.
- [7] Xcellity Technologies, «Solar panel manufacturing process,» 11 10 2017. [En línea]. Available: <https://xcellity.wordpress.com/2017/10/11/solar-panel-manufacturing-process/>. [Último acceso: 10 10 2021].
- [8] I. M. Alarifi, «Advanced selection materials in solar cell efficiency and their properties - A comprehensive review,» *Materials Today: Proceedings*, 2021.
- [9] J. A. A. Lorenzo, «Células Fotovoltaicas: Explicación de qué son los lingotes y obleas de silicio solar,» SunFields Europe, 2018. [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/celula-fotovoltaica-lingotes-obleas/>. [Último acceso: 21 10 2021].
- [10] F. Ferraza, «Chapter I-2-A - Crystalline Silicon: Manufacture and Properties,» de *McEvoy's Handbook of Photovoltaics (Third Edition)*, S. A. Kalogirou, Ed., Academic Press, 2018, pp. 75-93.
- [11] D. Kang, J.Ryu y M. Konagai, «High-Performance Amorphous Silicon Thin Film Solar Cells Prepared at 100 °C: Toward Flexible Building-Integrated Photovoltaics,» *Electron. Mater. Lett*, n° 15, pp. 623-629, 2019.
- [12] J. A. A. Lorenzo, «Paneles Solares,» Sunfields Europe, 12 2018. [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/>. [Último acceso: 9 10 2021].
- [13] C. Lane, «Types of solar panels: Which one is the best choice?,» Solar Reviews, 2021. [En línea]. Available: <https://www.solarreviews.com/blog/pros-and-cons-of-monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels>.
- [14] W. A. Badawy, «A review on solar cells from Si-single crystals to porous materials and quantum dots,» *Journal of Advanced Research*, vol. 6, n° 2, pp. 123-132, 2015.
- [15] B. v. Roedern, «Photovoltaic Materials, Physics of,» de *Encyclopedia of Energy*, C. J. Cleveland, Ed., Elsevier, 2004, pp. 47-59.
- [16] M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis y X. Hao, «Solar cells efficiency

- tables (Version 58),» *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 29, nº 7, pp. 657-667, 2021.
- [17] S. Sundaram, K. Shanks y H. Upadhyaya, «18 - Thin Film Photovoltaics,» de *A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems*, Academic Press, 2018, pp. 361-370.
- [18] R. Corkish, *Solar Cells*, Elsevier, 2013.
- [19] J. Ramanujam y U. P. Singh, «Copper indium gallium selenide based solar cells - A review,» *Energy & Environmental Science*, vol. 2017, nº 10, pp. 1306-1319, 2017.
- [20] Solar Energy Technologies Office, «Multijunction III-V Photovoltaics Research,» Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2021. [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/solar/multijunction-iii-v-photovoltaics-research>. [Último acceso: 15 10 2021].
- [21] E. F. Fernández, F. Almonacid, P. M. Rodrigo y P. J. Pérez-Higueras, «Chapter II-4-A: Soteris A. Kalogirou,» de *McEvoy's Handbook of Photovoltaics (Third Edition)*, Academic Press, 2018, pp. 931-985.
- [22] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE); National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology,» 2016.
- [23] Solar Energy Technologies Office, «Perovskite Solar Cells,» Office of Energy Efficiency & Renewable Energy , 2021. [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/solar/perovskite-solar-cells>. [Último acceso: 18 10 2021].
- [24] D. Zhou, T. Zhou, Y. Tian, X. Zhu y Y. Tu, «Perovskite-Based Solar Cells: Materials, Method and Future Perspectives,» *Journal of Nanomaterials*, vol. 2018, p. 15, 2018.
- [25] M. Grätzel, «Photoelectrochemical cells,» *Nature*, vol. 414, pp. 338-344, 2001.
- [26] M. He, C. Yan, J. Li, M. P. Suryawanshi, J. Kim, M. A. Green y X. Hao, «Kesterite Solar Cells: Insights Into Current Strategies and Challenges,» *Advanced Science*, vol. 8, nº 9, 2021.
- [27] Auto Solar, «¿Cuáles son los problemas más habituales de los paneles solares de baja calidad?,» 2020 03 20. [En línea]. Available: <https://autosolar.es/blog/placas-fotovoltaicas/cuales-son-los-problemas-mas-habituales-de-los-paneles-solares-de-baja-calidad>. [Último acceso: 27 10 2021].
- [28] C. Honsberg y S. Bowden, «Efecto de la Temperatura,» Photovoltaics Education Website, 2019. [En línea]. Available: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/4-operaci%C3%B3n-de-c%C3%A9lulas-solar/efecto-de-la-temperatura>.