



Universidad de Valladolid

**Escuela de Ingeniería de la Industria Forestal,
Agronómica y de la Bioenergía**

Campus de Soria

MÁSTER EN INGENIERÍA DE LA BIOENERGÍA Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

TRABAJO FIN DE MÁSTER

TÍTULO:

FOTOLUMINISCENCIA PARCIAL EN CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

~~~~~

**AUTOR:** ALBERTO REDONDO PLAZA

**DEPARTAMENTOS:** INGENIERÍA AGRÍCOLA Y FORESTAL y FÍSICA APLICADA

**TUTORES:** LUIS HERNÁNDEZ CALLEJO Y VÍCTOR ALONSO GÓMEZ

SORIA, JULIO DE 2022

## **AUTORIZACIÓN del TUTOR del TRABAJO FIN DE GRADO**

D. Luis Hernández Callejo profesor del departamento de Ingeniería Agrícola y Forestal, como Tutor del TFM titulado "Fotoluminiscencia parcial en células fotovoltaicas", presentado por el alumno D. Alberto Redondo Plaza, da el Vº. Bº. y autoriza la presentación del mismo, considerando que el TFM presentado es de calidad y cumple con los objetivos requeridos en la elaboración del mismo.

Soria, 24 de junio de 2021

El Tutor del TFM,

Fdo.: Luis Hernández Callejo

D. Víctor Alonso Gómez del departamento de Física Aplicada, como Cotutor del TFM titulado "Fotoluminiscencia parcial en células fotovoltaicas", presentado por el alumno D. Alberto Redondo Plaza, da el Vº. Bº. y autoriza la presentación del mismo, considerando que el TFM presentado es de calidad y cumple con los objetivos requeridos en la elaboración del mismo.

Soria, 24 de junio de 2021

El Cotutor del TFM,

Fdo.: Víctor Alonso Gómez

# **AUTORIZACIÓN DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD**

D. Alberto Redondo Plaza, estudiante del Máster de Ingeniería de la Bioenergía y Sostenibilidad Energética de la Escuela de Ingeniería de la Industria Forestal, Agronómica y de la Bioenergía de la Universidad de Valladolid.

## **DECLARO QUE:**

El trabajo que presento para su exposición y defensa titulado “Fotoluminiscencia parcial en células fotovoltaicas” es original y no he utilizado fuentes de información, sin mencionar de forma clara y estricta su origen, tanto en el cuerpo del texto como en la bibliografía.

Soria, Julio de 2022

Fdo.: Alberto Redondo Plaza

# RESUMEN DEL TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

**TÍTULO:** FOTOLUMINISCENCIA PARCIAL EN CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

**DEPARTAMENTOS:** Ingeniería Agrícola y Forestal y Física Aplicada

**TUORES:** Luis Hernández Callejo y Víctor Alonso Gómez

**AUTOR:** Alberto Redondo Plaza

## RESUMEN:

La energía solar fotovoltaica se presenta como una de las principales herramientas para combatir el cambio climático y lograr una transición hacia un modelo eléctrico descarbonizado. Tal es así que, se espera que más de la mitad de la nueva potencia eléctrica renovable instalada en los próximos años se corresponda con la presente tecnología.

Un objetivo continuo de la investigación y desarrollo en la energía solar fotovoltaica es la reducción de los precios, donde las técnicas de inspección juegan un papel fundamental. Entre las técnicas de inspección más usadas destaca la inspección visual, medidas corriente voltaje, termografía infrarroja y electroluminiscencia. Esta última se basa en la captura de la radiación electromagnética del silicio (emisión de luminiscencia) cuando se inyecta corriente a un panel o célula fotovoltaica. Las imágenes de electroluminiscencia resultan de gran interés, ya que aportan información sobre el estado de la célula fotovoltaica de alto valor añadido en comparación con otras técnicas de inspección. Sin embargo, existen una serie de inconvenientes que dificultan su expansión en el sector fotovoltaico, especialmente en la toma de imágenes de módulos en campo. Estas desventajas están relacionadas con el requerimiento de fuentes de corriente continua para producir la inyección de corriente necesaria y la necesidad de realizar las medidas durante la noche, ya que la emisión de electroluminiscencia es mucho más débil que la radiación solar.

En el presente trabajo se presenta una técnica similar denominada fotoluminiscencia parcial. La fotoluminiscencia es una técnica similar a la electroluminiscencia, donde la emisión de luminiscencia es producida por una excitación óptica en lugar de la inyección de corriente. Esto permite utilizar un dispositivo de iluminación uniforme o la propia luz solar como fuente de excitación. Así se propone una técnica parcial, donde una parte de la célula se ilumina mientras el resto de esta permanece en un entorno oscuro donde se produce la captura de la señal de fotoluminiscencia. Posteriormente se ilumina y captura las partes contrarias de la célula para obtener así dos medidas que muestren el total de la célula. Todo ello permite dar lugar a una técnica donde se puede utilizar la luz solar como fuente de excitación y tomar medidas con altas condiciones de irradiancia, superando así las principales desventajas de la electroluminiscencia parcial.

El experimento ha sido realizado en laboratorio, utilizando como fuente de excitación una placa de diodos LEDs infrarrojos y una cámara InGaAs para la captura de la emisión de luminiscencia. Posteriormente las imágenes han sido tratadas y corregidas, además de combinadas en una única imagen que permite la caracterización y detección de fallos en la célula fotovoltaica.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

|        |                                                               |    |
|--------|---------------------------------------------------------------|----|
| 1.     | INTRODUCCIÓN .....                                            | 1  |
| 1.1.   | CAMBIO CLIMÁTICO .....                                        | 1  |
| 1.2.   | TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA .....                     | 4  |
| 1.3.   | ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....                               | 6  |
| 1.4.   | TÉCNICAS DE INSPECCIÓN Y CARACTERIZACIÓN EN FOTOVOLTAICA..... | 9  |
| 1.5.   | FOTOLUMINISCENCIA.....                                        | 12 |
| 2.     | OBJETIVOS Y PROPÓSITO DEL ESTUDIO .....                       | 18 |
| 3.     | PRINCIPIO FÍSICO.....                                         | 19 |
| 3.1.   | EFECTO FOTOELÉCTRICO .....                                    | 19 |
| 3.2.   | MODELADO ELÉCTRICO.....                                       | 20 |
| 4.     | MATERIALES Y MÉTODOS.....                                     | 24 |
| 4.1.   | DISPOSITIVO EXPERIMENTAL EMPLEADO .....                       | 24 |
| 4.1.1. | CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....                                    | 25 |
| 4.1.2. | PLACA LED .....                                               | 26 |
| 4.1.3. | CÁMARA InGaAs.....                                            | 28 |
| 4.2.   | METODOLOGÍA.....                                              | 29 |
| 4.2.1. | PROCESO DE OBTENCION DE IMÁGENES.....                         | 29 |
| 4.2.2. | TIEMPO DE EXPOSICIÓN.....                                     | 29 |
| 5.     | RESULTADOS EXPERIMENTALES.....                                | 32 |
| 5.1.   | VARIACIÓN DE PARAMETROS .....                                 | 32 |
| 5.2.   | DETECCIÓN DE FALLOS.....                                      | 34 |
| 6.     | CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS .....                         | 36 |
| 7.     | REFERENCIAS.....                                              | 38 |
|        | ANEXO I: CALIBRADO DE LA PLACA LED .....                      | 41 |
|        | ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS .....                               | 45 |

# ÍNDICE DE FIGURAS

|                                                                                                                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1: Evolución de la temperatura terrestre y la concentración de CO <sub>2</sub> atmosférico .....                                                           | 1  |
| Figura 2: Evolución de las emisiones de GEI a nivel mundial y de la Unión Europea .....                                                                           | 2  |
| Figura 3: Distribución de las emisiones de GEI por sectores a nivel mundial, europeo y nacional (2019) .....                                                      | 3  |
| Figura 4: Producción eléctrica mundial, europea y nacional por tecnologías (2019-2020).....                                                                       | 4  |
| Figura 5: Emisiones de ciclo de vida para las principales tecnologías de generación eléctrica ....                                                                | 5  |
| Figura 6: Crecimiento histórico y previsiones de la nueva capacidad renovable .....                                                                               | 6  |
| Figura 7: Evolución histórica del precio del módulo fotovoltaico (1975-2020) .....                                                                                | 7  |
| Figura 8: Evolución de la potencia fotovoltaica mundial por sectores .....                                                                                        | 8  |
| Figura 9: Distribución de la capacidad fotovoltaica instalada por países (2019) .....                                                                             | 8  |
| Figura 10: Curva IV y sus parámetros clave.....                                                                                                                   | 10 |
| Figura 11: Cadena de valor de la tecnología solar fotovoltaica (monocristalina).....                                                                              | 13 |
| Figura 12: Eficiencia cuántica (QE) de detectores de Si e InGaAs .....                                                                                            | 14 |
| Figura 13: Representación de la polarización sobre la curva IV para EL (rojo) y PL (azul) .....                                                                   | 15 |
| Figura 14: Efecto de fotoluminiscencia parcial .....                                                                                                              | 20 |
| Figura 15: Modelo de un diodo .....                                                                                                                               | 20 |
| Figura 16: Modelo eléctrico de célula iluminada parcialmente.....                                                                                                 | 21 |
| Figura 17: Punto de trabajo de la célula .....                                                                                                                    | 22 |
| Figura 18: Variación de la corriente en el diodo de la célula en oscuridad en función de la corriente de la fuente de corriente de la célula en iluminación ..... | 23 |
| Figura 19: Dispositivo experimental empleado .....                                                                                                                | 24 |
| Figura 20: Respuestas espectrales e intensidades relativas de los dispositivos empleados .....                                                                    | 25 |
| Figura 21: Respuesta espectral de distintas tecnologías fotovoltaicas.....                                                                                        | 26 |
| Figura 22: Metodología para la obtención de las imágenes de fotoluminiscencia parcial .....                                                                       | 29 |
| Figura 23: Imágenes e histogramas variando el tiempo de exposición .....                                                                                          | 30 |
| Figura 24: Ejemplo de ajuste de contraste en una imagen de luminiscencia.....                                                                                     | 31 |
| Figura 25: Imágenes e histogramas variando el tiempo de exposición e intensidad de iluminación .....                                                              | 32 |
| Figura 26: Imágenes e histogramas variando el área capturada/iluminada.....                                                                                       | 33 |
| Figura 27: Iluminación procedente de la placa LED que penetra en la cámara de captura .....                                                                       | 34 |
| Figura 28: Imágenes de fotoluminiscencia parcial en células con defectos .....                                                                                    | 35 |
| Figura 29: Dispositivos para la calibración de la placa LED .....                                                                                                 | 41 |
| Figura 30: Medidas corriente irradiancia en la célula fotovoltaica de calibrado.....                                                                              | 42 |
| Figura 31: Medidas de corriente en la placa LED y corriente de cortocircuito de la célula de calibrado.....                                                       | 43 |

## ÍNDICE DE TABLAS

|                                                                                                            |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1: Costes de las principales tecnologías renovables (2010 y 2020) .....                              | 5  |
| Tabla 2: Características técnicas de las células fotovoltaicas .....                                       | 25 |
| Tabla 3: Características técnicas de los diodos LED .....                                                  | 27 |
| Tabla 4: Características técnicas de los diodos LED .....                                                  | 27 |
| Tabla 5: Caracterización de la irradiación de la placa LED .....                                           | 28 |
| Tabla 6: Características técnicas de la cámara InGaAs .....                                                | 28 |
| Tabla 7: Ejemplo imágenes de fotoluminiscencia parcial y electroluminiscencia .....                        | 32 |
| Tabla 8: Corrientes correspondientes a las intensidades de iluminación de la placa LED.....                | 41 |
| Tabla 9: Medidas corriente irradiancia en la célula fotovoltaica de calibrado .....                        | 42 |
| Tabla 10: Medidas de corriente en la placa LED y corriente de cortocircuito de la célula de calibrado..... | 44 |
| Tabla 11: Caracterización de la irradiación de la placa .....                                              | 44 |

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. CAMBIO CLIMÁTICO

El cambio climático es uno de los principales problemas a los que se enfrenta la sociedad actual. Es causado fundamentalmente por el aumento de la concentración de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) seguido del metano ( $\text{CH}_4$ ). Dichos gases producen el denominado efecto invernadero, responsable del aumento de la temperatura media del planeta Terra. Fijándose en la evolución histórica de la temperatura media anual de la Tierra y la evolución de la concentración de  $\text{CO}_2$  en la atmosfera (valores que quedan graficados en la Figura 1), se puede observar una relación clara entre ambos parámetros.

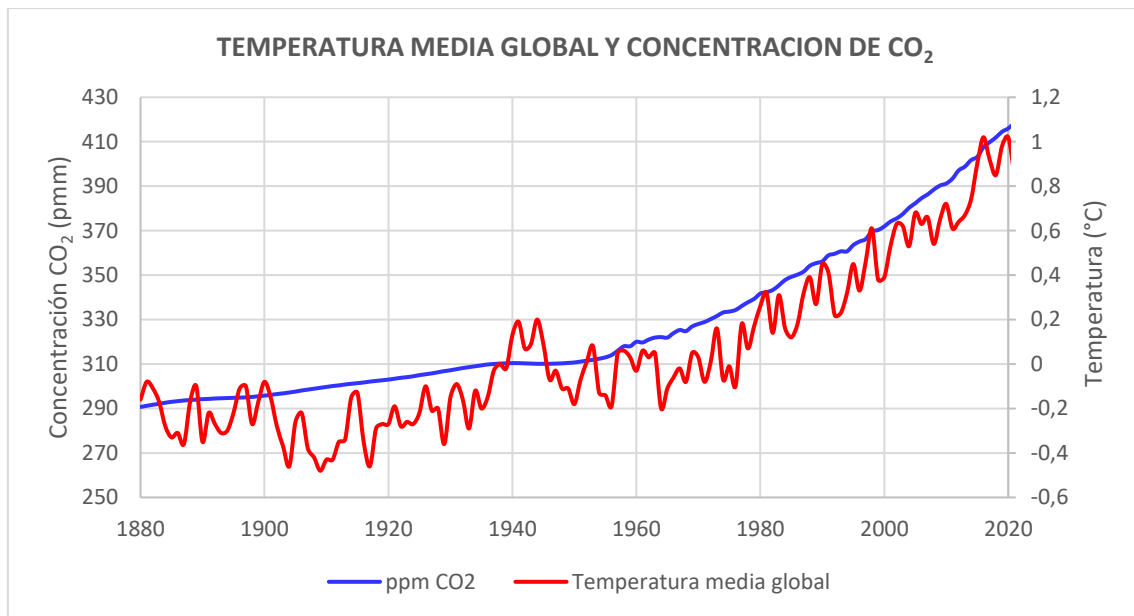


Figura 1: Evolución de la temperatura terrestre y la concentración de  $\text{CO}_2$  atmosférico  
Fuente: elaboración propia con datos de la NASA [1]

A día de hoy, la concentración de  $\text{CO}_2$  atmosférico alcanza las 418 ppm, lo cual se traduce en un aumento de la temperatura global de 1,01 °C con respecto a los niveles de 1980 [1]. Se prevé que la temperatura media terrestre alcance un incremento de 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales [2], dando lugar a una serie de consecuencias, entre las que cabe destacar, el aumento de eventos climáticos extremos, incremento del nivel del mar, cambios en los ecosistemas, desaparición de especies o propagación de enfermedades entre otros.

Como respuesta al cambio climático surge el Acuerdo de París, un tratado internacional sobre el cambio climático, jurídicamente vinculante, el cual fue adoptado por 196 países en la COP-21 en París el 12 de diciembre de 2015, incluyéndose China y Estados Unidos, países que juntos constituyen el 40% [3] de las emisiones de GEI a nivel mundial. El objetivo del citado tratado es limitar el calentamiento mundial por debajo de los 2 °C, preferiblemente a 1,5 °C, reconociendo que esto reducirá significativamente los riesgos y efectos del cambio climático.

Para alcanzar este objetivo de temperatura a largo plazo, los países proponen alcanzar el máximo nivel de emisiones de efecto invernadero lo antes posibles, todo ello con el fin de lograr un planeta con unas emisiones netas de GEI nulas para mediados de siglo. Como se puede observar en la Figura 2, las emisiones de GEI a nivel mundial siguen aumentando año tras año,



mientras que la Unión Europea ya alcanzó su pico de emisión y cada año reduce la cantidad de CO<sub>2</sub> que emite a la atmosfera.

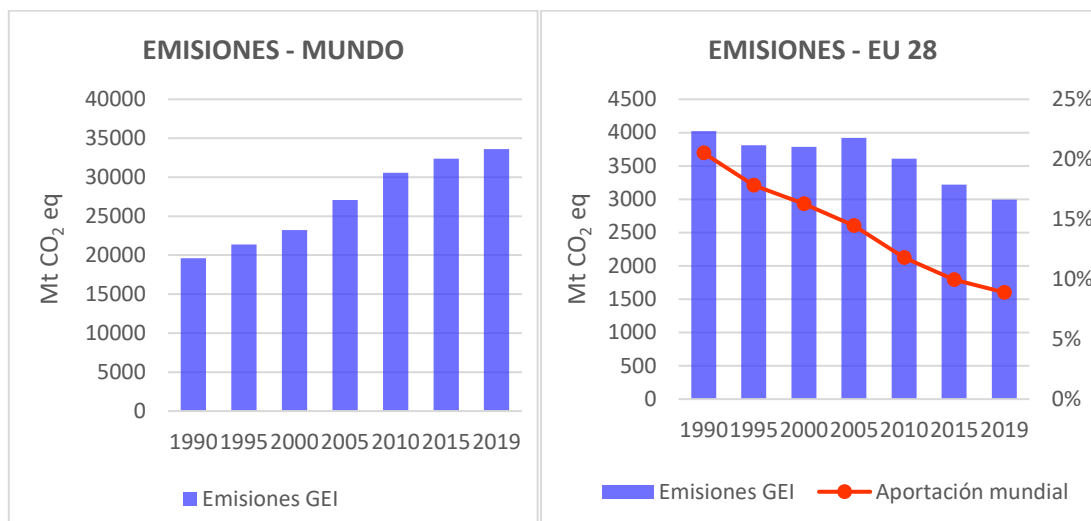


Figura 2: Evolución de las emisiones de GEI a nivel mundial y de la Unión Europea  
Fuente: elaboración propia con datos de la EIA [3]

En este contexto y con el fin de cumplir lo acordado en el Acuerdo de París, la Unión Europea presentó en 2016 el denominado “paquete de invierno”, que se ha desarrollado a través de diversos reglamentos y directivas referentes a energías renovables, eficiencia energética, diseño del mercado eléctrico, seguridad en el suministro y reglas de Gobernanza para la Unión de la Energía. El objetivo de esta normativa es facilitar el cumplimiento de los objetivos vinculantes de la Unión Europea en 2030:

- 40% de reducción de emisiones de gases de efecto de invernadero respecto a 1990.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% de interconexión eléctrica de los Estados miembros.

Concretamente la UE demanda a cada estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).

El PNIEC 2021-2030 de España [4] pretende buscar la descarbonización del sistema energético nacional, sentando las bases de acuerdo con una trayectoria de neutralidad de carbono en el horizonte 2050. Las medidas contempladas en el presente plan permitirán alcanzar los siguientes objetivos nacionales:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto de invernadero respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Como consecuencia de las medidas del PNIEC las emisiones nacionales pasarían de los 319,3 MtCO<sub>2</sub>-eq en el año 2020, a 221,8 MtCO<sub>2</sub>-eq en el año 2030. El sector económico que mayor contribución realizará en reducción de GEI será el de la generación eléctrica, con una reducción de 36 MtCO<sub>2</sub>-eq, seguido del sector del transporte con 27 MtCO<sub>2</sub>-eq. Esto significa que en la consecución de los objetivos climáticos nacionales es determinante una modificación del mix

eléctrico nacional, convirtiendo en protagonistas a las tecnologías de generación eléctrica renovable.

Estas tecnologías no solo jugarán un papel fundamental en la descarbonización del sistema eléctrico español, sino que tendrán una gran relevancia en la descarbonización de la economía a nivel internacional, ya que como se puede observar en la Figura 3, el sector de la generación eléctrica supone el 42%, 31% y 23% de las emisiones de GEI en el mundo, la Unión Europea y España respectivamente, convirtiendo a la generación de electricidad junto al transporte en las dos actividades humanas con mayor contribución al cambio climático.

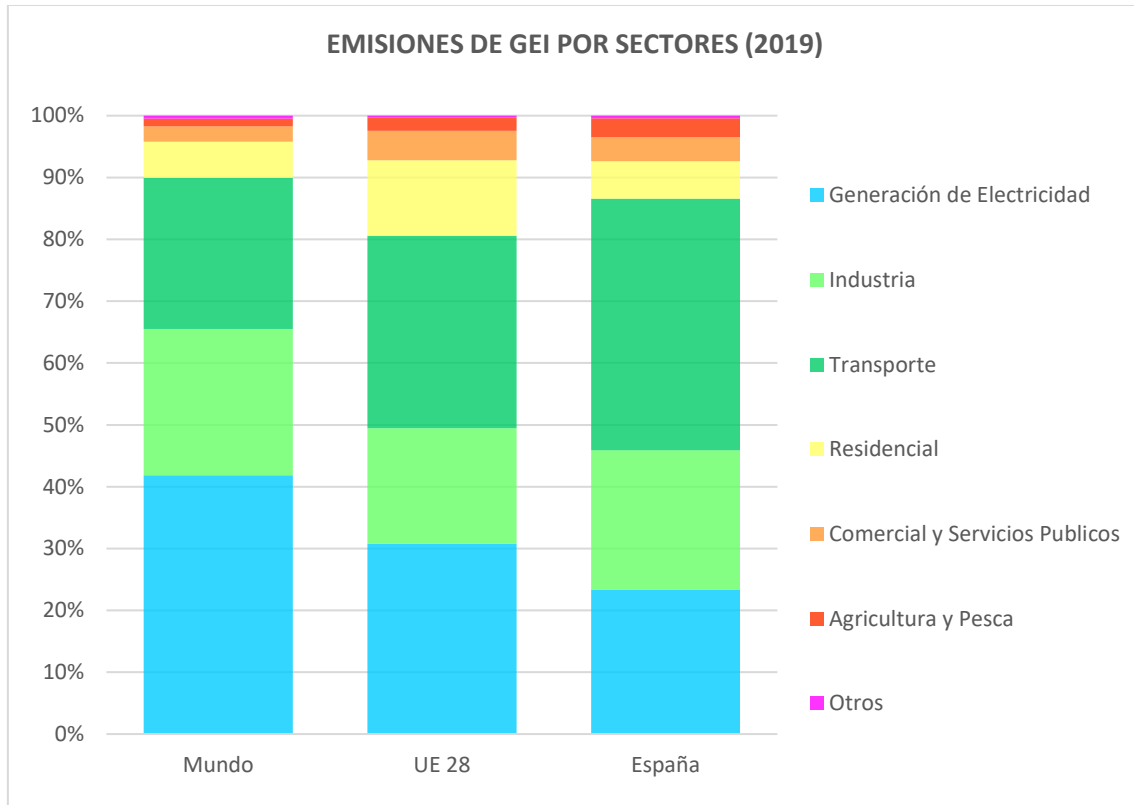


Figura 3: Distribución de las emisiones de GEI por sectores a nivel mundial, europeo y nacional (2019)  
Fuente: elaboración propia con datos de la EIA [3]

De este modo, queda evidenciada la importancia de reducir la huella energética del sector de la generación eléctrica. Tal y como se ha comentado anteriormente, España plantea reducir sus niveles de emisión de GEI situando en el centro al sector de la generación eléctrica, a pesar de que, tal y como muestra la Figura 3, no es el sector con mayor niveles de emisión. Esto evidencia la gran capacidad que tienen las tecnologías de generación eléctrica renovable de reducir las emisiones de GEI en los próximos años, permitiendo la consecución de los objetivos del Acuerdo de París.

Además, la generación de energía de carácter renovable constituye una herramienta clave en la política estratégica de los distintos estados miembros de la Unión Europea; ya que la generación renovable permite reducir la fuerte dependencia energética de la Unión Europea, la cual ha tenido que importar de países terceros una media del 55% [5] de la energía que ha consumido los últimos años. Esto, junto a la necesidad de reducir las emisiones de GEI, permite entender el crecimiento que han sufrido y sufrirán las tecnologías de generación eléctrica renovable.

## 1.2. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Hoy en día existen distintas tecnologías disponibles para la generación eléctrica. Estas y su aportación a la producción de energía final quedan reflejadas en la Figura 4. Se puede observar que el 63%, 35% y 33% de la energía eléctrica generada en el mundo, la Unión Europea y España respectivamente, proviene de combustibles fósiles, evidenciando así el gran cambio que debe sufrir el mix energético mundial para alcanzar un escenario de neutralidad de carbono.

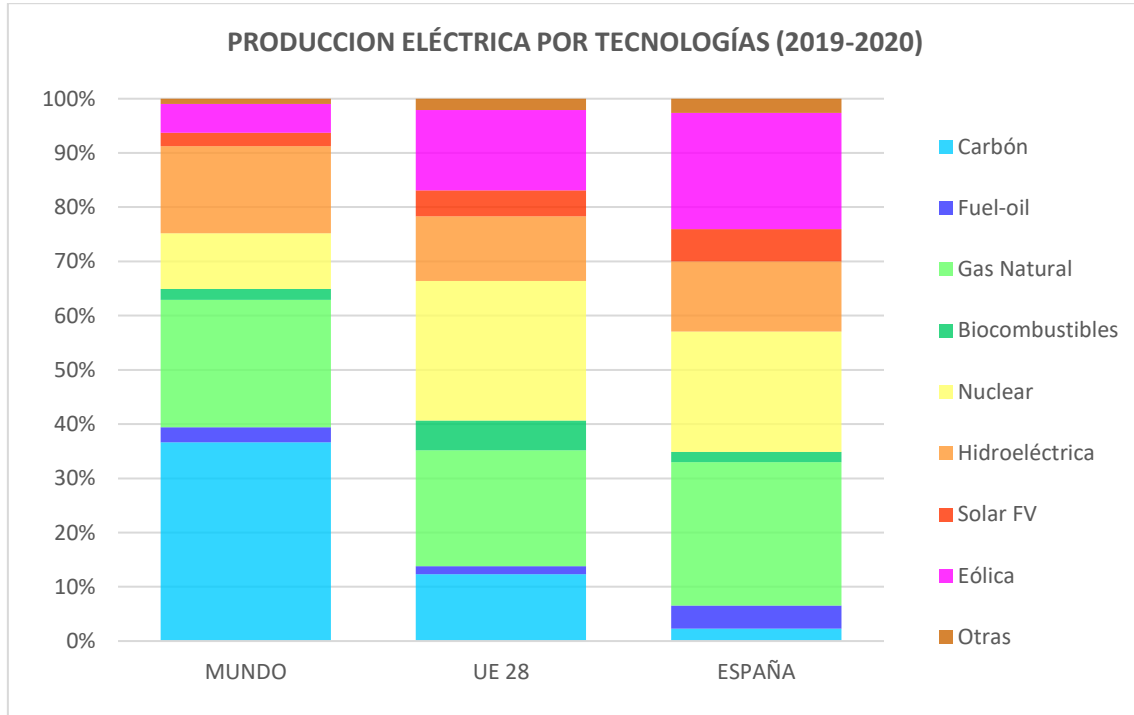


Figura 4: Producción eléctrica mundial, europea y nacional por tecnologías (2019-2020)  
Fuente: elaboración propia con datos de la EIA [3]

Como se ha comentado anteriormente, resultan de gran interés aquellas tecnologías de generación eléctrica con una reducida huella de carbono. Para ello, resulta fundamental un análisis del ciclo de vida de cada una de las tecnologías que permita estimar la cantidad de GEI emitidos por unidad de energía producida. A continuación, en la Figura 5, se muestran las emisiones medias, mínimas y máximas de ciclo de vida para las principales tecnologías de generación eléctrica.

Como es evidente, son la tecnología solar, eólica, hidráulica, nuclear y geotérmica las que presentan unos niveles de emisión significativamente inferiores a las tecnologías térmicas clásicas a base de carbón o gas natural. Mientras que las primeras no superan los 50 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh, producir electricidad con carbón o gas natural producen unas emisiones de 820 y 490 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh respectivamente.

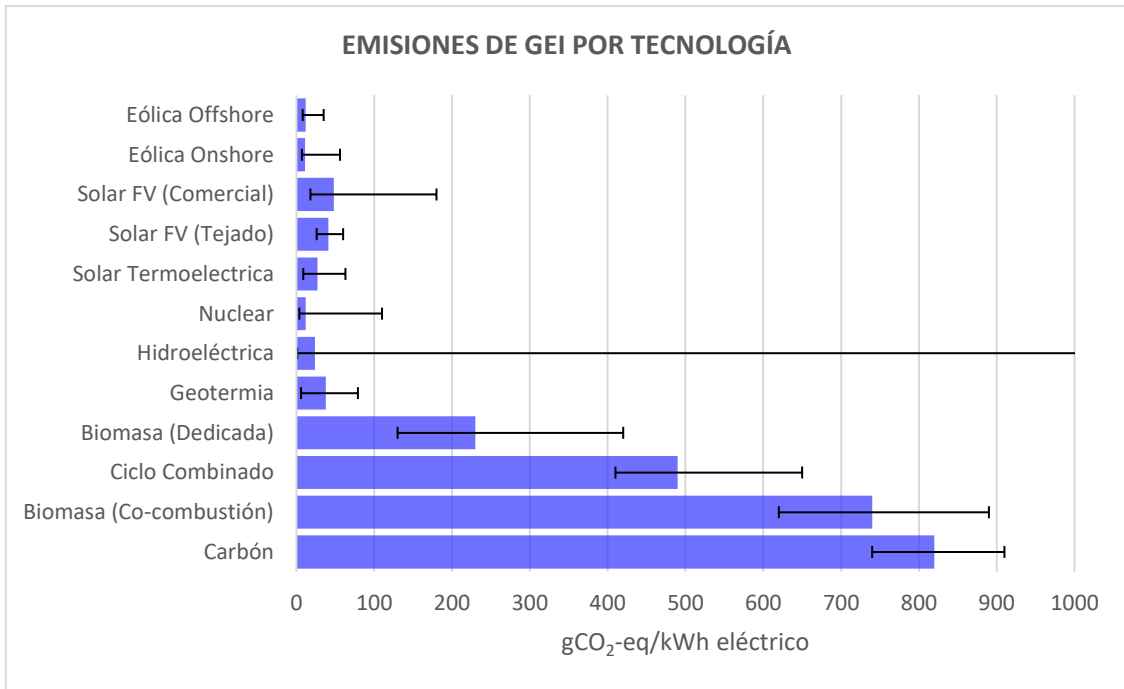


Figura 5: Emisiones de ciclo de vida para las principales tecnologías de generación eléctrica  
 Fuente: elaboración propia con datos del IPCC [6]

Además de presentar menores niveles de emisiones de GEI, la continua reducción en los costes de instalación y operación de las tecnologías renovables ha permitido que las mismas sean competitivas frente a las tecnologías de generación clásica sin necesidad de incentivos por parte de los Gobiernos. En un escenario con un precio de la tonelada de carbón 89 €/tCO<sub>2</sub> [7], las tecnologías térmicas de carbón y ciclo combinado a base de gas natural presentan unos costes medios de generación eléctrica de 133 y 107 €/MWh respectivamente [6]. Como se puede ver en la Tabla 1, las tecnologías renovables presentan un coste medio de la electricidad significativamente inferior al de las tecnologías no renovables, superando incluso a la energía nuclear, con un coste medio de la electricidad de 88 €/MWh [6].

Tabla 1: Costes de las principales tecnologías renovables (2010 y 2020)  
 Fuente: elaboración propia con datos de IRENA [8]

|                             | Costes de instalación |       |        | Factor de capacidad |      |        | Coste de la electricidad (LCOE) |      |        |
|-----------------------------|-----------------------|-------|--------|---------------------|------|--------|---------------------------------|------|--------|
|                             | (€/kW)                |       |        | (%)                 |      |        | (€/MWh)                         |      |        |
|                             | 2010                  | 2020  | Cambio | 2010                | 2020 | Cambio | 2010                            | 2020 | Cambio |
| <b>Bioenergía</b>           | 2.331                 | 2.263 | -3%    | 72                  | 70   | -3%    | 68                              | 68   | 0%     |
| <b>Geotérmica</b>           | 2.332                 | 3.977 | 71%    | 87                  | 83   | -5%    | 44                              | 63   | 45%    |
| <b>Hidroeléctrica</b>       | 1.129                 | 1.664 | 47%    | 44                  | 46   | 5%     | 34                              | 39   | 16%    |
| <b>Solar FV</b>             | 4.211                 | 786   | -81%   | 16                  | 17   | 6%     | 381                             | 51   | -85%   |
| <b>Solar Termoelectrica</b> | 8.095                 | 4.077 | -50%   | 30                  | 42   | 40%    | 303                             | 96   | -68%   |
| <b>Eólica Onshore</b>       | 1.754                 | 1.206 | -31%   | 27                  | 36   | 33%    | 79                              | 35   | -56%   |
| <b>Eólica Offshore</b>      | 4.188                 | 2.835 | -32%   | 38                  | 40   | 5%     | 144                             | 75   | -48%   |

La tecnología que ha sufrido una mayor reducción de sus costes en los últimos 10 años es, sin duda alguna, la energía solar fotovoltaica, tecnología que ha experimentado una reducción del 87% de sus costes con respecto a 2010. Le sigue la energía eólica onshore y offshore, que han experimentado una reducción de costes del 56% y 48% respectivamente. Esta reducción de los costes explica el gran crecimiento que han tenido ambas tecnologías en los últimos años, convirtiéndolas en tecnologías competitivas frente a la generación eléctrica clásica.

La Figura 6 muestra la evolución histórica de la nueva capacidad renovable instalada en el mundo, además de una previsión hasta 2026 para las nuevas plantas de generación eléctrica. A principios de la década las tecnologías más instaladas eran la eólica y la hidroeléctrica. Sin embargo, la tendencia ha cambiado, situando a la solar fotovoltaica como la tecnología más instalada desde 2016. Por otro lado, las previsiones de crecimiento indican que en los próximos años se instalará una media anual de 181 GW de energía solar fotovoltaica, haciendo que el 60% de la nueva capacidad renovable se corresponda con esta tecnología [9].

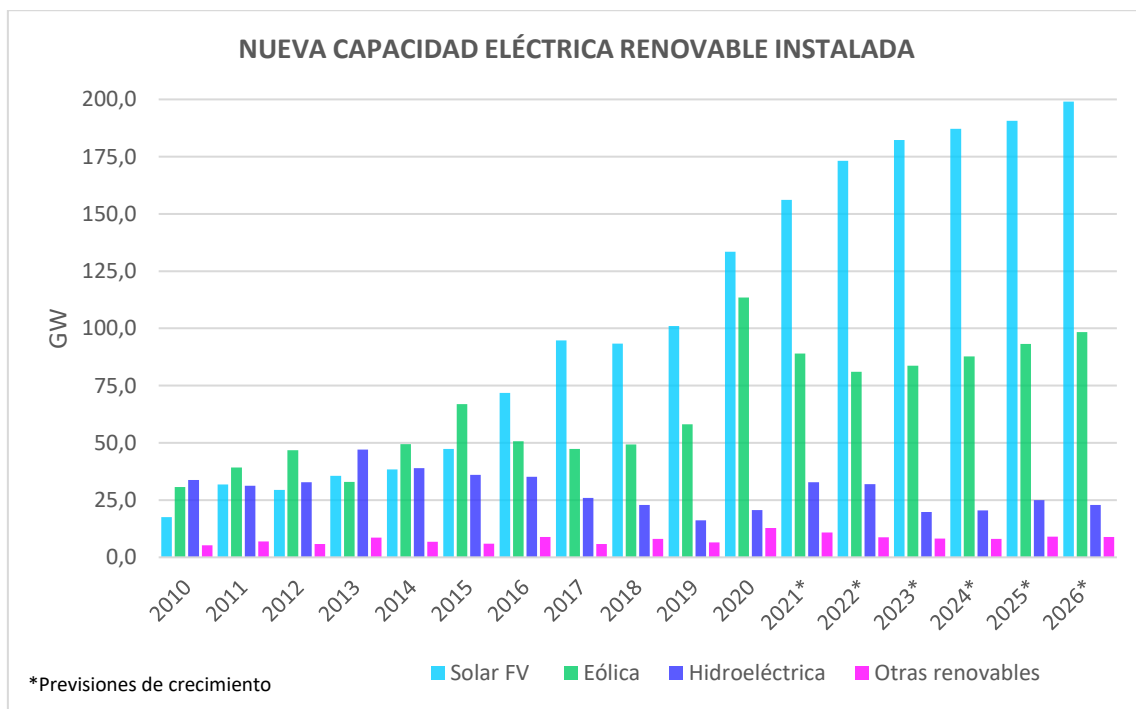


Figura 6: Crecimiento histórico y previsiones de la nueva capacidad renovable  
Fuente: elaboración propia con datos de EIA [9]

### 1.3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La solar fotovoltaica se ha convertido en una de las tecnologías más atractivas para la generación eléctrica debido a varios motivos, entre los que cabe destacar sus bajos costes de instalación (786 €/kW) [8], bajos costes de generación eléctrica (51 €/MWh) [8] y unas emisiones de ciclo de vida bajas (41 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh) [6] en comparación con la generación térmica.

La mayor partida económica para la construcción de un sistema de generación fotovoltaico conectado a red se corresponde con el precio de adquisición de los módulos fotovoltaicos, que actualmente supone de media un tercio de los costes totales de construcción [9]. El gran crecimiento de la potencia instalada que ha sufrido la energía solar fotovoltaica se debe

fundamentalmente a la reducción del precio del módulo fotovoltaico, que actualmente se sitúa por debajo de los 0,20 €/Wp [10]. Como se puede observar en la Figura 7, el precio del módulo fotovoltaico se ha reducido exponencialmente en los últimos años, pasando de 95 €/Wp en 1975 a los actuales 0,20 €/Wp.

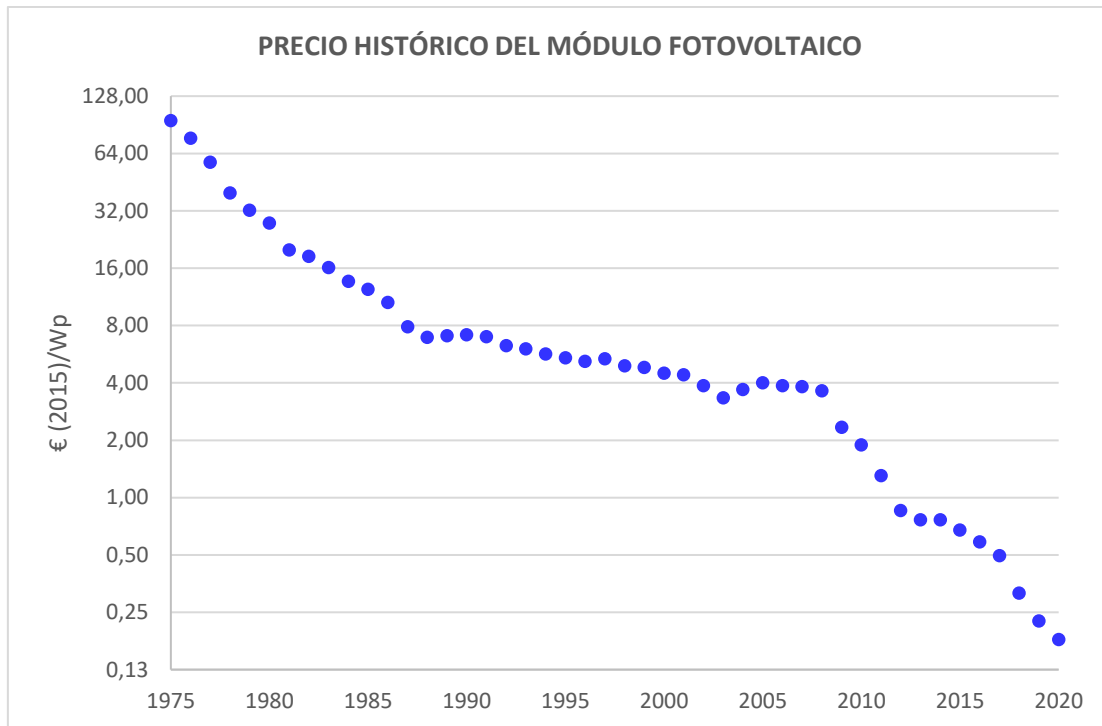


Figura 7: Evolución histórica del precio del módulo fotovoltaico (1975-2020)  
Fuente: elaboración propia con datos de EIA [10]

En los próximos años la capacidad fotovoltaica mundial espera un gran crecimiento en sus distintos sectores donde la mayor aportación se prevé gracias a la instalación de grandes plantas fotovoltaicas de generación. Sin embargo, el sector residencial, industrial y comercial realizarán aportaciones significativas, tal y como muestra la Figura 8. De este modo, se espera que la capacidad fotovoltaica en el mundo alcance los 1.826 GW en 2026, lo que se traduce en una duplicación de la potencia instalada en tan solo 5 años, evidenciando las altas perspectivas de crecimiento de la energía solar fotovoltaica.

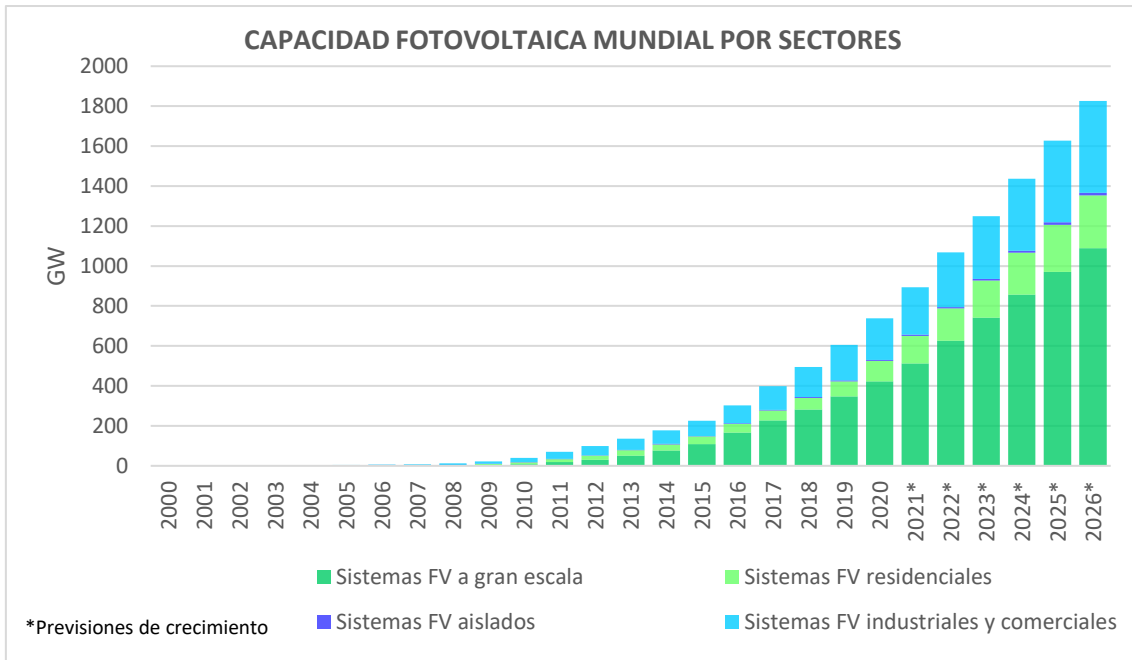


Figura 8: Evolución de la potencia fotovoltaica mundial por sectores  
 Fuente: elaboración propia con datos de EIA [9]

La Figura 9 muestra la distribución de la capacidad fotovoltaica en los distintos países del mundo. A la cabeza se encuentra China con una capacidad fotovoltaica instalada superior a los 200 GW. A gran distancia le siguen por orden Japón, Estados Unidos y Alemania.

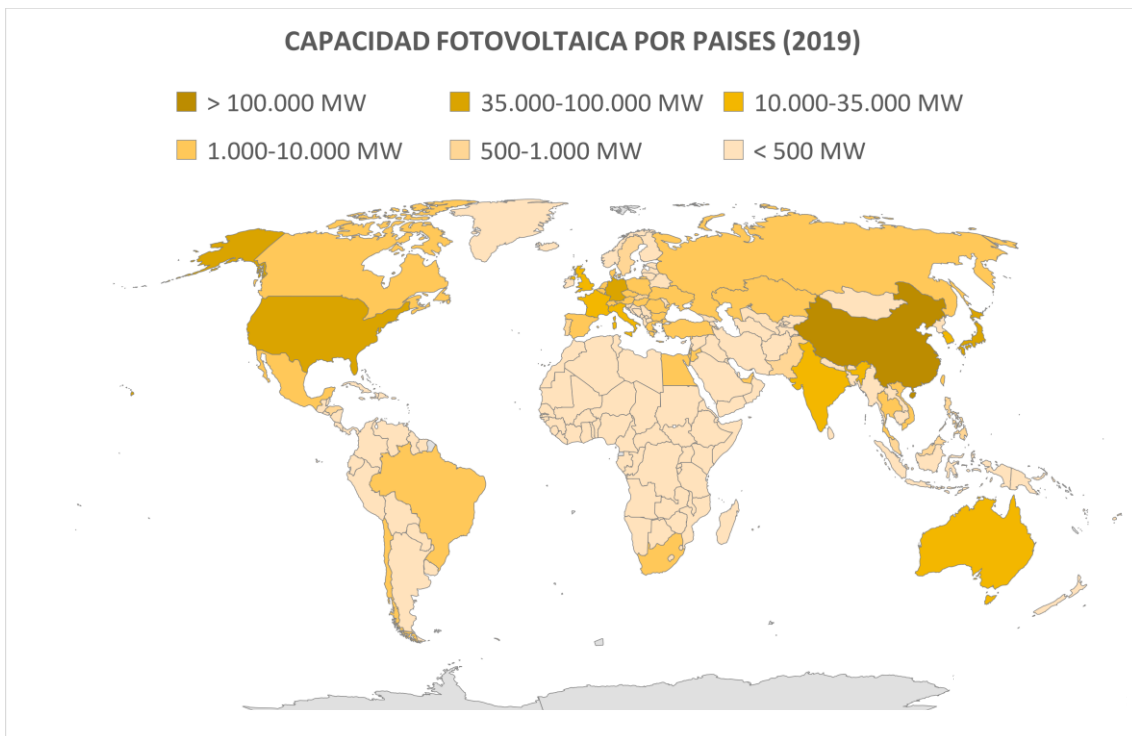


Figura 9: Distribución de la capacidad fotovoltaica instalada por países (2019)  
 Fuente: elaboración propia con datos de IRENA [11]

España se sitúa como el onceavo país con mayor capacidad fotovoltaica instalada. Actualmente la potencia instalada se sitúa en torno a los 15.000 MW, los cuales se corresponde con el 13% de la capacidad total del sistema eléctrico nacional [12].

Las previsiones en nuestro país también muestran un gran crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada. Entre 2022 y 2026 se prevé la instalación de 19 GW de capacidad [9], convirtiendo a la solar fotovoltaica en la tecnología renovable con mayor crecimiento y perspectivas en España. Este futuro crecimiento también queda reflejado en el calendario de subastas para la instalación de nuevas plantas de generación renovables propuesto por el Gobierno. Este calendario propone desde 2022 hasta 2025 la subasta anual de 1.800 MW de solar fotovoltaica, conformando así el 60% de la nueva potencia instalada mediante el mecanismo de subastas.

#### 1.4. TÉCNICAS DE INSPECCIÓN Y CARACTERIZACIÓN EN FOTOVOLTAICA

Un objetivo continuo en la investigación y desarrollo de la energía solar fotovoltaica es la reducción de los costes en toda la cadena fotovoltaica: fabricación, instalación y operación. Todo ello con el fin de convertir la tecnología fotovoltaica en una alternativa a los combustibles fósiles, sin la necesidad de incentivos económicos por parte de los Gobiernos. En este sentido, las técnicas de inspección y caracterización de células y módulos fotovoltaicos juegan un papel fundamental en dicha reducción de los precios. Existen distintos métodos que permiten la caracterización y detección de fallos en módulos fotovoltaicos. Entre ellos, los más utilizados son la inspección visual, mediciones de corriente-voltaje (Curvas I-V), fluorescencia ultravioleta, termografía infrarroja e imágenes de luminiscencia [11] [12].

- **Inspección visual:** se trata del método más efectivo y rápido para la detección de defectos en módulos fotovoltaicos. Sin embargo, requiere de la utilización de métodos armonizados para la inspección visual que permitan el tratamiento estadístico y comparación de los resultados obtenidos. Este método permite la detección de grietas, células fragmentadas, superficies desalineadas o dobladas, delaminación del material encapsulante o corrosiones entre otros.
- **Mediciones corriente-voltaje:** se trata de medidas de pares de puntos corriente-voltaje, obteniendo la denominada curva I-V de una célula o módulo fotovoltaico. Dicha curva permite la extracción de parámetros clave para la caracterización de módulos fotovoltaicos: la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), el voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) o el punto de máxima potencia ( $P_{mpp}$ ). Dichos parámetros, así como una curva I-V típica, quedan reflejados en la Figura 10. Teniendo en cuenta que la potencia que se extrae de una célula o módulo fotovoltaico se puede definir como el producto de la tensión por la corriente, existe un punto intermedio en la curva I-V donde se extrae la máxima cantidad de potencia. Se trata del punto de máxima potencia, determinado por el voltaje de máxima potencia ( $V_{mpp}$ ) y la corriente de máxima potencia ( $I_{mpp}$ ).



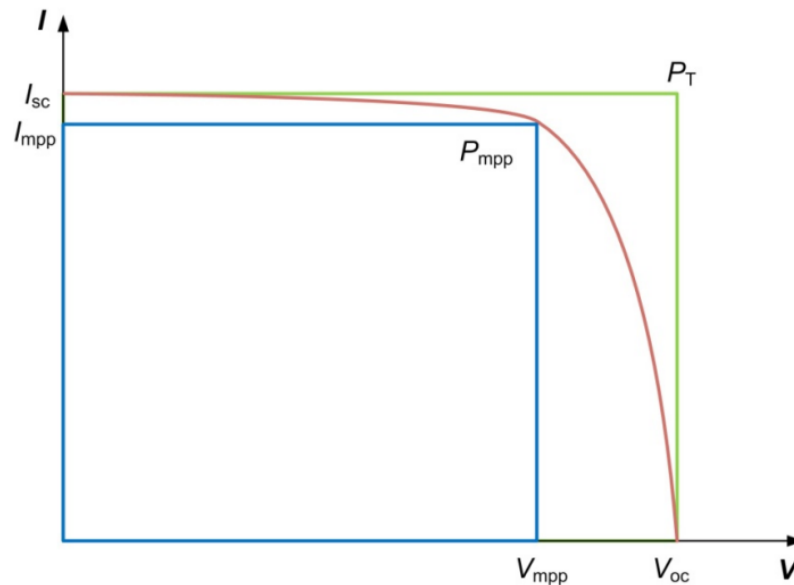


Figura 10: Curva IV y sus parámetros clave

Fuente: [13]

Surge así el denominado factor de forma (FF) de un dispositivo fotovoltaico, factor adimensional que relaciona la potencia máxima que entrega el dispositivo ( $P_{mpp}$ ) con la potencia virtual ( $P_T$ ) que entregaría el mismo si operara a voltaje de circuito abierto y corriente de cortocircuito.

Así mismo, la pendiente que presenta la curva IV se relaciona con la inversa de la resistencia serie y resistencia paralelo que presenta una célula o módulo fotovoltaico. La resistencia serie es un parámetro que representa la agrupación de la resistencia que ofrecen los distintos elementos que atraviesa la corriente por un dispositivo fotovoltaico. Por otro lado, la resistencia en paralelo se relaciona con las corrientes de derivación que aparecen en un dispositivo fotovoltaico. En este sentido, la pendiente que presenta la curva I-V en su inicio indica la inversa de la resistencia en paralelo, interesando que esta resistencia sea lo más alta posible (mínima pendiente). Por otro lado, la pendiente en la parte final de la curva IV se relaciona con la inversa de la resistencia en serie, interesando que esta resistencia sea lo más pequeña posible (máxima pendiente).

La curva IV supone una herramienta realmente útil para la cuantificación de los fallos que afectan a la potencia que entregan los sistemas fotovoltaicos, pero tiene la desventaja de que no permite la identificación concreta del elemento (célula o panel) que conlleva a esa pérdida de potencia.

- **Fluorescencia ultravioleta:** se trata de una técnica que consiste en la toma de imágenes de células solares excitadas por una fuente de luz ultravioleta. Debido a la exposición de la lámina EVA frente a la luz solar, especialmente la fracción ultravioleta, las moléculas del encapsulado se descomponen originando nuevas moléculas, las cuales emiten una radiación en el rango de los 325 a 800 nm si estas son estimuladas por una fuente de luz ultravioleta. Dichas imágenes de fluorescencia ultravioleta pueden usarse para la caracterización de la degradación del material encapsulante, así como para la detección de grietas en módulos fotovoltaicos.

- **Termografía infrarroja:** técnica de inspección en dispositivos fotovoltaicos que se puede dividir en termografía bajo condiciones normales de operación, termografía de pulso y termografía lock-in. La primera de ellas permite la caracterización de módulos en campo bajo condiciones normales de operación mientras que las dos últimas requieren la toma de medidas en laboratorio.

La termografía bajo condiciones de operación es una técnica no destructiva y sin contacto que permite un diagnóstico del funcionamiento térmico y eléctrico de módulos fotovoltaicos. Estas imágenes permiten la detección de zonas con una distribución de temperaturas no homogéneas inducidas por la exposición a la luz solar (normalmente más de  $700 \text{ W/m}^2$ ) o por una corriente eléctrica externa (menos del 130% de la corriente de cortocircuito para evitar daños permanentes). Esta técnica permite la detección rápida y sencilla de numerosos fallos, como módulos desconectados, diodos de bypass cortocircuitados, módulos cortocircuitados, efectos de derivación masivos, efectos de sombreado o células rotas entre otros.

- **Luminiscencia:** se trata de una técnica de inspección basada en la captación de la radiación emitida por la estructura cristalina del silicio en células fotovoltaicas, conocida como radiación de luminiscencia. Dicha radiación puede ser capturada mediante cámaras con dispositivos de silicio o InGaAs. El efecto de luminiscencia se produce por una fuente de excitación externa que puede ser la inyección de corriente eléctrica en el módulo o célula fotovoltaica (electroluminiscencia) o mediante la excitación con una fuente de luz con la adecuada longitud de onda (fotoluminiscencia).

Normalmente las imágenes de luminiscencia se suelen realizar en ambientes oscuros, ya que la emisión de luminiscencia, cercana a los  $1.150 \text{ nm}$ , es muy baja en comparación con la luz solar, dificultando así la toma de medidas. Con el fin de obtener imágenes de luminiscencia bajo luz natural se pueden implementar filtros de paso. Otra forma de eliminar el ruido que genera la luz de fondo es la sustracción del fondo de la imagen. Para ello se toma una imagen del dispositivo en el que se encuentre emitiendo y otra en la que no. Mediante la resta de ambas imágenes se puede eliminar el ruido que genera el fondo, obtenido así una imagen de mejor calidad.

Las técnicas de luminiscencia (electroluminiscencia y fotoluminiscencia) son herramientas usadas para la detección de fallos como grietas y microgrietas, defectos por cargas mecánicas, potencial inducido de degradación, defectos en los diodos de bypass, interrupciones en los fingers metálicos o efectos de corrosión entre otros.

## 1.5. FOTOLUMINISCENCIA

La fotoluminiscencia es una técnica de inspección y caracterización de muestras de silicio que se emplea en casi toda la cadena de valor fotovoltaica. En este sentido, dicha técnica puede ser utilizada para la evaluación de obleas de silicio, obleas parcialmente procesadas, células y módulos fotovoltaicos completos, ya sea en fábrica o en planta.

Para entender la utilidad de la presente técnica de inspección resulta interesante conocer la cadena de valor fotovoltaica. Actualmente, el silicio es el material semiconductor más usado para la fabricación de células fotovoltaicas, representando aproximadamente el 95% del total de los módulos vendidos actualmente [15]. Se trata del segundo elemento más abundante en la Tierra después del oxígeno, y el semiconductor más usado para la fabricación de microchips. Dentro de la tecnología del silicio para la fabricación de células fotovoltaicas encontramos la tecnología del silicio monocristalino y policristalino, que copan el 80% y 15% del mercado respectivamente [15].

El proceso de fabricación de células solares comienza con la obtención de silicio metalúrgico puro al 98%. Se obtiene de piedras de cuarzo (el proceso industrial no parte de la arena). Posteriormente, se purifica hasta que la concentración en impurezas sea del orden de una parte por millón, obteniendo así el denominado silicio de grado solar.

Con el silicio fundido se realiza el proceso de crecimiento cristalino del mismo, dando lugar a lingotes de silicio cuya forma es cilíndrica en silicio monocristalino y de ortoedro en silicio policristalino. Posteriormente, los lingotes son cortados en obleas de silicio con un espesor en torno a los 200  $\mu\text{m}$ . A continuación, las obleas son tratadas mediante agentes dopantes para la obtención de la unión P-N que permita la extracción de corriente. Además, las obleas presentan irregularidades debidas a defectos de corte, lo cual puede disminuir notablemente el rendimiento de la futura célula fotovoltaica. Por ello, se realiza un conjunto de procesos que permiten mejorar la superficie, tales como lavado, eliminación de defectos por ultrasonidos, decapado, pulido, limpieza con productos químicos o procesos de texturizado. Después de dichos tratamientos se realiza la metalización de la célula.

Finalmente, mediante la asociación de varias células fotovoltaicas (típicamente 72 células asociadas en serie) se conforma un panel fotovoltaico. Este suele estar formado por un marco de aluminio que agrupa un cristal templado y una lámina trasera. Entre estas capas se encuentran las células fotovoltaicas encapsuladas entre dos láminas de EVA. Los módulos fotovoltaicos también cuentan con una caja de conexiones en la que alojan los diodos de bypass. La asociación de módulos permite la conformación de una planta solar fotovoltaica para generación eléctrica. Dicha cadena de valor queda esquematizada en la Figura 11.

La producción de células fotovoltaicas requiere grandes cantidades de energía debido al gran consumo energético necesario para la purificación del silicio y a las altas temperaturas requeridas en el proceso de cristalización del mismo. Se estima que un módulo fotovoltaico debe trabajar alrededor de 2 a 3 años [16] para producir la energía que fue necesaria para su fabricación.



Figura 11: Cadena de valor de la tecnología solar fotovoltaica (monocristalina)  
Fuente: elaboración propia

En esta cadena de valor la técnica de fotoluminiscencia puede ser usada para la caracterización de obleas de silicio, permitiendo la predicción de la calidad y comportamiento eléctrico de la futura célula. Dicha técnica es usada para la detección de fallos y extracción de parámetros físicos en células y módulos fotovoltaicos, ya sea en la etapa de fabricación o en campo durante la fase de uso de los paneles fotovoltaicos.

La fotoluminiscencia (PL) se basa en la excitación óptica del silicio, induciendo así un voltaje en la muestra de silicio y generando una radiación electromagnética conocida como luminiscencia. Dicha emisión de luminiscencia no solo se puede conseguir mediante la excitación óptica, sino que también se puede producir mediante la inyección de corriente en la célula o panel fotovoltaico, dando lugar a la electroluminiscencia (EL). Tanto EL como PL son emisiones de luminiscencia, las cuales se diferencian por la fuente de excitación utilizada; óptica para PL y eléctrica para EL.

La radiación de luminiscencia se encuentra en el infrarrojo cercano, presentando un pico de emisión en los 1.150 nm de longitud de onda para muestras de silicio. Dicha radiación cae fuera del espectro visible para los seres humanos (380 a 750 nm) y para la captura de la misma se pueden utilizar dos tipos de dispositivos:

- **Sensores CCD (Charge Coupled Devide):** En este grupo destacan las cámaras con sensores de silicio CDD. Estos dispositivos fueron los primeros en ser usados cuando la luminiscencia comenzó a ser popular en la inspección y caracterización de dispositivos fotovoltaicos [17], principalmente por su bajo coste y alta resolución. Así mismo, cámaras DSLR modificadas (eliminación del filtro infrarrojo) pueden ser usadas para la adquisición de imágenes de luminiscencia con bajos coste y alta resolución.

- Sensores CMOS (Complementary Metal Oxide Semiconductor): Sensores basados en semiconductores con una menor energía de gap, como el Arseniuro de Galio (InGaAs), presentan una alta eficiencia cuántica en pico de emisión de la luminiscencia. Los sensores CMOS de InGaAs permiten la adquisición de imágenes de luminiscencia de manera más rápida. Sin embargo, estos tienden a contar con una menor resolución y mayor coste que los dispositivos CCD de Silicio.

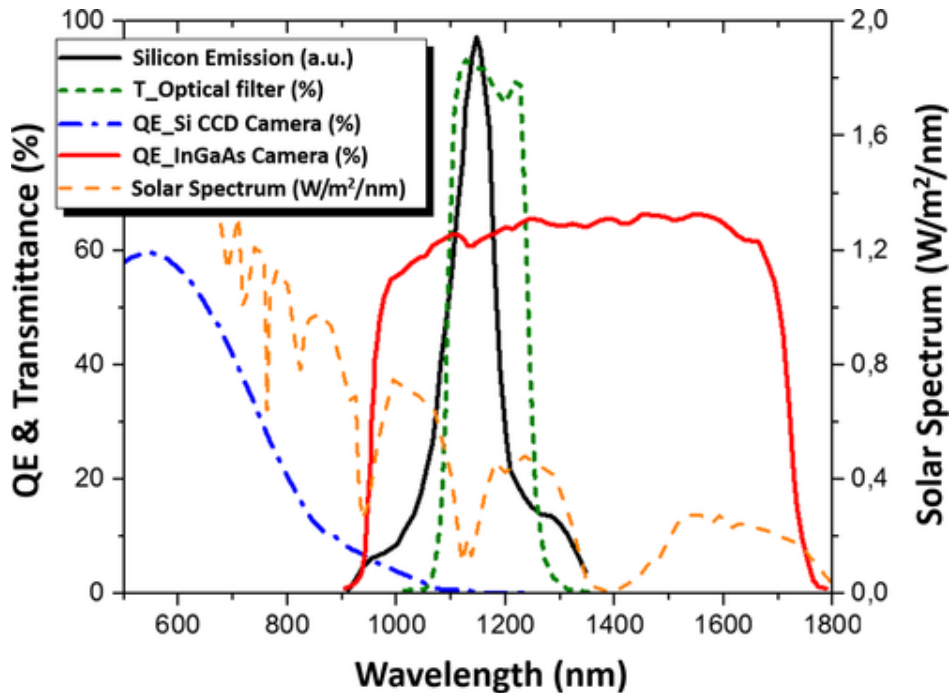


Figura 12: Eficiencia cuántica (QE) de detectores de Si e InGaAs  
Fuente: [18]

En la Figura 12 se puede observar la eficiencia cuántica de ambos dispositivos, es decir, aquellas longitudes de onda a las que los sensores son más sensibles. Los dispositivos de silicio tienen una baja eficiencia cuántica (línea azul) en la longitud de onda de emisión del silicio (línea negra). Mientras, los dispositivos de InGaAs presenta una eficiencia cuántica (línea roja) máxima que coincide con la emisión de luminiscencia.

Con el fin de evitar que ambos sensores capten radiación fuera del espectro de emisión del silicio, se pueden utilizar filtros ópticos con una transmitancia (línea verde) que solo permita pasar la radiación con una longitud de onda igual a la de la luminiscencia. Sin embargo, parte del espectro solar (línea amarilla) tiene una longitud de onda coincidente con la radiación de luminiscencia, por lo que independiente del uso de dispositivos ópticos es imposible capturar únicamente la radiación de luminiscencia mediante el uso exclusivo de filtros.

Por todo lo explicado, EL y PL se han realizado tradicionalmente en ambientes oscuros. Esto no supone un gran problema para la toma de imágenes de luminiscencia en laboratorio o en fábricas de células y módulos fotovoltaicos. Sin embargo, la implementación de dichas técnicas en campo supone una serie de retos de ingeniería. EL y PL en plantas fotovoltaicas se pueden realizar durante la noche o en laboratorios móviles con el fin de evitar los problemas que genera la radiación solar. Sin embargo, ambas opciones no son muy atractivas.

En este sentido se han desarrollado numerosas técnicas que permiten la eliminación del ruido generado por la radiación solar, permitiendo la toma de imágenes diurnas con altos niveles de irradiancia y suficiente calidad de imagen. Estas técnicas utilizan principalmente la metodología lock-in [12] [14]–[16]. Dicha técnica se basa en la toma de una imagen de luminiscencia en la que la cámara captura tanto la señal emitida por el silicio como la radiación ambiente. Posteriormente se deja de excitar la muestra fotovoltaica para que la misma deje de emitir la señal de luminiscencia, tomando aquí otra imagen que solo capture la radiación ambiente. Posteriormente se realiza un restado de imágenes que permite sustraer la señal de fondo en la primera de las imágenes, obteniendo así una imagen de mayor calidad donde se elimina el ruido generado por la luz ambiente o de excitación.

Esta técnica implica la necesidad de alternar entre dos estados la célula o módulo fotovoltaico, uno de emisión y otro de no emisión, permitiendo así la sustracción del fondo mediante el restado de imágenes. En el caso de EL y PL con iluminación artificial este efecto se puede conseguir fácilmente actuando sobre la propia fuente de excitación, inyectando o no corriente en EL o iluminando o no en PL. Por otro lado, cuando se pretende realizar una imagen de PL utilizando a la luz del sol como fuente de excitación resulta más complicado, ya que no se puede actuar sobre la propia fuente de excitación, el Sol. Para solucionar esto algunos autores [12] [14] [15] consiguen el efecto deseado actuando sobre el punto de trabajo de la célula o módulo fotovoltaico. Se alterna así el estado del módulo fotovoltaico a medir entre circuito abierto, donde encontramos una alta radiación de luminiscencia y cortocircuito, donde no hay emisión de fotoluminiscencia. La alternancia de estados para la toma de imágenes tanto de electroluminiscencia como fotoluminiscencia queda representada en la Figura 13.

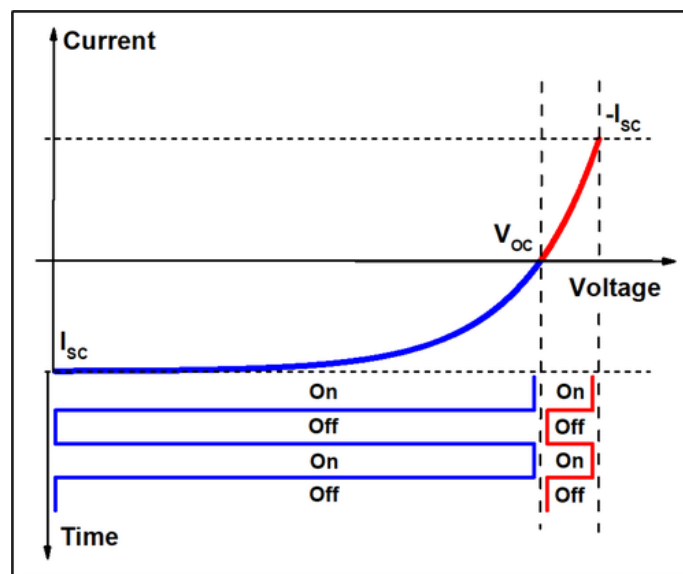


Figura 13: Representación de la polarización sobre la curva IV para EL (rojo) y PL (azul)  
Fuente: [18]

Los trabajos teóricos y experimentales llevados a cabo en los años noventa, particularmente por el equipo de investigación de Peter Würfel en la Universidad de Karlsruhe (Alemania), establecieron la fotoluminiscencia como una técnica para la caracterización de muestras de silicio, especialmente en el contexto de aplicaciones fotovoltaicas [21]–[23]. Sin embargo, dicha técnica de caracterización no ha sido ampliamente utilizada hasta los últimos años,

fundamentalmente por la dificultad de interpretar las imágenes de PL en términos de parámetros físicos, además de la falta de herramientas comerciales disponibles.

En el año 2005 se demostró la capacidad de la fotoluminiscencia para determinar la vida útil de los portadores minoritarios en obleas de silicio [24], parámetro físico determinante para la caracterización y clasificación de obleas de silicio. Desde este momento y gracias al desarrollo de técnicas para la toma de imágenes de PL y EL, ambas técnicas han sufrido un rápido desarrollo y crecimiento, convirtiéndose en métodos estándares tanto en laboratorios de investigación como en fábricas de obleas, células y módulos fotovoltaicos en todo el mundo.

A lo largo de los últimos años son numerosas las aplicaciones desarrolladas para la caracterización de parámetros físicos de obleas y células fotovoltaicas. Entre las principales y más importantes aplicaciones destacan:

- Determinación de la vida útil de los portadores minoritarios en obleas de silicio [24].
- Imágenes de resistencia serie de la célula sin contacto [25].
- Determinación de los valores de derivación en células solares [26].
- Determinación del voltaje de operación de células fotovoltaicas [27].
- Cuantificación de grietas y microgrietas en módulos fotovoltaicos [28].
- Determinación de parámetros eléctricos de la célula como la resistencia serie o corriente de saturación [29].
- Detección del potencial inducido de degradación en módulos fotovoltaicos [30].

Las imágenes EL requieren de contacto eléctrico además de una fuente de corriente continua que permita inyectar corriente en el módulo. Dicho problema puede ser solucionado mediante el uso de un inversor bidireccional [31], el cual permite extraer o inyectar corriente en un conjunto fotovoltaico, pudiendo así prescindir de contactos eléctricos y fuentes de corriente continua para hacer medidas de EL. Aunque las imágenes PL no requieren de contacto eléctrico, lo que supone una ventaja frente a imágenes de EL, tradicionalmente las imágenes de EL han sido más usadas para la inspección de módulos en campo. Esto se debe a los retos de ingeniería que supone la creación de dispositivos que generen una iluminación homogénea con la longitud de onda adecuada para producir el efecto de fotoluminiscencia. Por ello se han desarrollado varios métodos para la toma de imágenes de PL utilizando como fuente de excitación la luz solar [12] [15].

Otra solución que permite lidiar con la dificultad de desarrollar e implementar dispositivos que generen una iluminación homogénea con la suficiente intensidad y adecuada longitud de onda es el uso técnicas de iluminación parcial [32]–[34]. Dichas técnicas se basan en la excitación óptica de una región de la célula. Cuando la luz de excitación se localiza en una región de la célula, las estructuras conductoras y de contacto permiten que el voltaje inducido se propague al resto de la célula [34], extendiendo la emisión de luminiscencia al resto de la célula. Las imágenes de luminiscencia parcial pueden diferir con imágenes de luminiscencia con iluminación uniforme [35] debido a que en iluminación parcial aparecen corrientes laterales que deben de tenerse en cuenta a la hora interpretar las imágenes. Además, es fundamental tener en cuenta la posición relativa de la muestra observada, además del área excitada y observada. Estas técnicas de iluminación parcial, especialmente las técnicas de escaneo e iluminación lineal [28] [29], resultan útiles para la detección de roturas en fingers o defectos de resistencia serie, siendo más efectivas que las imágenes EL o PL convencionales y planteándose como una técnica adecuada para la inspección de células o módulos fotovoltaicos en fábrica. Además, las técnicas

de iluminación parcial tienen el potencial de poder ser integradas en robots diseñados para la limpieza de módulos fotovoltaicos [36], permitiendo y automatizando la inspección en campo.

En el presente TFM se propone y analiza un método para la obtención de imágenes de PL con iluminación parcial en célula fotovoltaica, así como su comparación con imágenes de EL convencionales. Dicho método es realizado en laboratorio y se basa en la excitación óptica, mediante una placa de diodos LED, de una región de la célula fotovoltaica. La emisión en el resto de la célula se captura mediante una cámara con sensor de InGaAs en un ambiente oscuro libre de radiación lumínica externa.



## 2. OBJETIVOS Y PROPÓSITO DEL ESTUDIO

El objetivo general del presente estudio es la demostración de la viabilidad de la toma de imágenes de fotoluminiscencia parcial en células fotovoltaicas, excitando una fracción de la célula mediante una fuente de iluminación con la adecuada longitud de onda. El resto de la fracción de célula se encontrará en un ambiente oscuro donde un dispositivo de InGaAs captura la señal de fotoluminiscencia.

El objetivo principal es complementado por una serie de objetivos secundarios:

- Toma de imágenes de fotoluminiscencia a distintas condiciones de irradiancia para su comparación.
- Toma de imágenes de fotoluminiscencia con distintos tiempos de exposición para su comparación.
- Comparación de imágenes de fotoluminiscencia parcial con imágenes de electroluminiscencia convencional.
- Comparación de imágenes con variaciones en la proporción de área iluminada.

### 3. PRINCIPIO FÍSICO

#### 3.1. EFECTO FOTOELÉCTRICO

En un semiconductor expuesto a la luz, un fotón es capaz de arrancar uno de los electrones del material semiconductor, creando a la vez un “hueco” en el átomo excitado. Normalmente, el electrón encuentra rápidamente otro hueco para volver a llenarlo, y la energía proporcionada por el fotón, por tanto, se disipa en forma de calor. El principio de una célula fotovoltaica es obligar a los electrones a avanzar hacia el lado opuesto del material en lugar de simplemente recombinarse en él. Para ello, se crea un campo eléctrico permanente, a través de una unión pn:

- La capa superior de la celda, que se compone de silicio dopado de tipo n, tiene un número de electrones libres mayor que en una capa de silicio puro. El material permanece eléctricamente neutro, ya que tanto los átomos de silicio como los del material dopante son neutros: pero la red cristalina tiene globalmente una mayor presencia de electrones que en una red de silicio puro.
- La capa inferior de la celda, que se compone de silicio dopado de tipo p, tiene una cantidad media de electrones libres menor que una capa de silicio puro. Los electrones están ligados a la red cristalina, que es eléctricamente neutra, pero presenta un defecto de electrones.

En el momento de la creación de la unión pn, los electrones libres de la capa n entran instantáneamente en la capa p y se recombinan con los huecos en la región p. Esto da lugar a la creación de un campo eléctrico en la unión, haciendo la célula se comporte como un diodo y solo deje pasar la corriente en un sentido.

En funcionamiento, cuando un fotón arranca un electrón a la matriz, se crea un electrón libre y un hueco. Bajo el efecto del campo eléctrico los electrones se acumulan en la región n mientras que los huecos se acumulan en la región dopada p. La presencia de este campo eléctrica es la que obliga a los electrones a salir por los contactos de la célula, evitando la recombinación del par electrón hueco generado y permitiendo la extracción de potencia de la célula.

Sin embargo, cuando la célula fotovoltaica es excitada adecuadamente este efecto se invierte. Es decir, se produce un consumo de energía que da lugar a que la célula solar emita fotones. Esta emisión se conoce como luminiscencia y puede ser conseguida mediante la excitación del dispositivo fotovoltaico con una luz de adecuada longitud de onda e intensidad. Es por ello que cuando se ilumina una célula solar, esta emite una señal de luminiscencia, la cual es mucho más pequeña que la señal de excitación.

Además, cuando solo se ilumina una parte de la célula, las cargas son capaces de distribuirse por toda la célula, haciendo que el efecto de luminiscencia aparezca en toda la superficie. Esto resulta especialmente interesante ya que permite iluminar una fracción de la célula y capturar la señal de fotoluminiscencia, en la otra mitad de la célula, en un ambiente oscuro, evitando así los problemas que genera la luz de excitación (ver Figura 14).

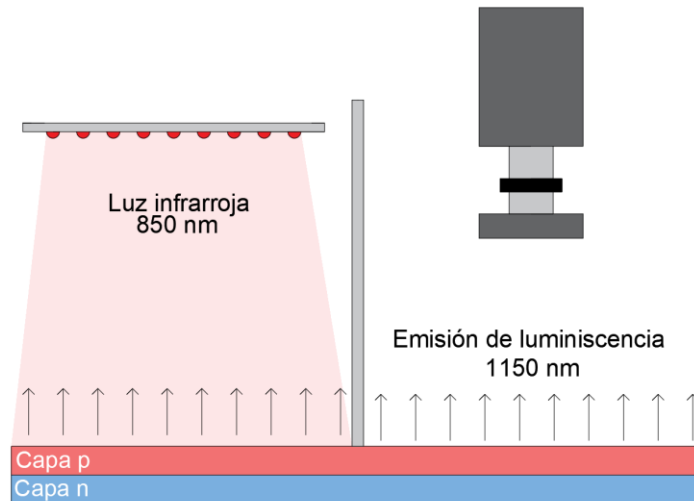


Figura 14: Efecto de fotoluminiscencia parcial  
Fuente: elaboración propia

### 3.2. MODELADO ELÉCTRICO

El comportamiento de una célula fotovoltaica se puede modelar eléctricamente mediante el modelo de un diodo. Este modelo simula el comportamiento eléctrico de una célula y consta de una fuente de corriente, un diodo y dos resistencias (ver Figura 15).

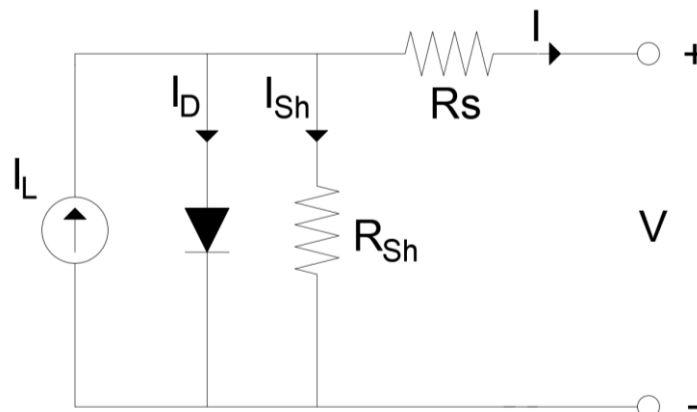


Figura 15: Modelo de un diodo  
Fuente: elaboración propia

La corriente que se extrae de la célula según el modelo de un diodo es la corriente que genera la fuente menos la corriente que pasa por el diodo y la que se pierde por la resistencia en paralelo.

$$I = I_L - I_D - I_{Sh}$$

La corriente que atraviesa el diodo ( $I_D$ ) se puede modelar mediante la ecuación de Shockley:

$$I_D = I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{V_D}{n \cdot V_T}\right) - 1 \right]$$

Donde:

- $I_0$ : corriente de saturación del diodo
- $n$ : factor de idealidad del diodo (1 a 2)
- $V_T$ : voltaje térmico. El cual se define como  $(k \cdot T) / q$  donde  $k$  es la constante de Boltzmann ( $1,381 \times 10^{-23} \text{ J} \cdot \text{K}^{-1}$ ),  $T$  la temperatura y  $q$  la carga del electrón ( $1,602 \times 10^{-19} \text{ C}$ ).
- $V_D$ : voltaje al que se encuentra sometido el diodo. Se puede expresar en función del voltaje que se extrae de la célula. Para ello se tiene en cuenta que el voltaje al que está sometido el diodo es igual al voltaje que se extrae de la célula más la caída de voltaje que se produce en la resistencia en serie.

$$V_D = V + R_s \cdot I$$

La corriente que atraviesa la resistencia en paralelo ( $I_{sh}$ ) se puede definir como:

$$I_{sh} = \left( \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \right)$$

Finalmente sustituyendo se obtiene la ecuación del modelo de un diodo, ecuación que responde con la conocida curva IV de un dispositivo fotovoltaico y que depende fundamental de 5 parámetros: corriente de saturación ( $I_0$ ), corriente de iluminación ( $I_L$ ), factor de idealidad del diodo ( $n$ ), resistencia serie ( $R_s$ ) y resistencia paralelo ( $R_{sh}$ ).

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{V + R_s \cdot I}{n \cdot V_T}\right) - 1 \right] - \left( \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \right)$$

En el presente trabajo se ha definido un modelo para simular el comportamiento de una célula iluminada parcialmente. El modelo propuesto consta de dos células fotovoltaicas asociadas en paralelo (ver Figura 16). La primera de ellas cuenta con una fuente de corriente cuya intensidad es directamente proporcional a la superficie iluminada de la célula. La segunda célula se corresponde con la parte en oscuridad, por lo que carece de corriente de iluminación.

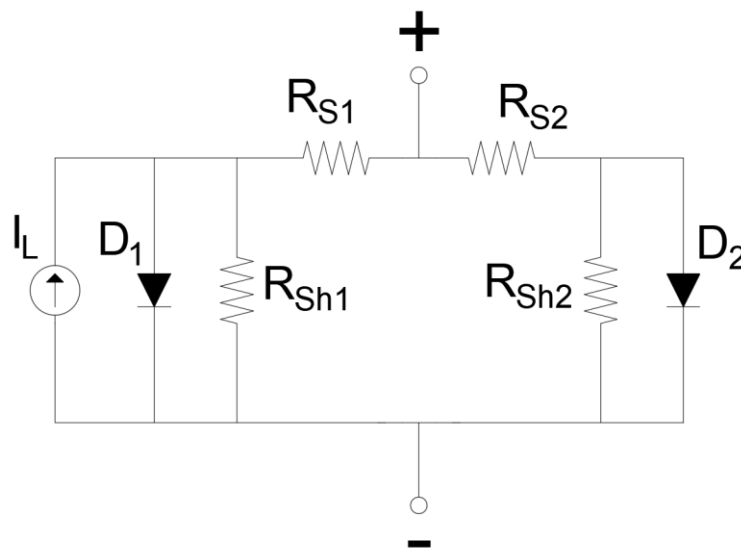


Figura 16: Modelo eléctrico de célula iluminada parcialmente  
Fuente: elaboración propia

El modelo planteado se ha simulado en LTspice, un software que permite la simulación de circuitos eléctricos. Se ha simulado una célula con un voltaje de circuito abierto de 0,635 V, sombreada al 50% y con una corriente de cortocircuito de 9 A. Como se puede observar el modelo simulado da lugar a una curva IV con una corriente de cortocircuito de 4,5 A (ver Figura 17).

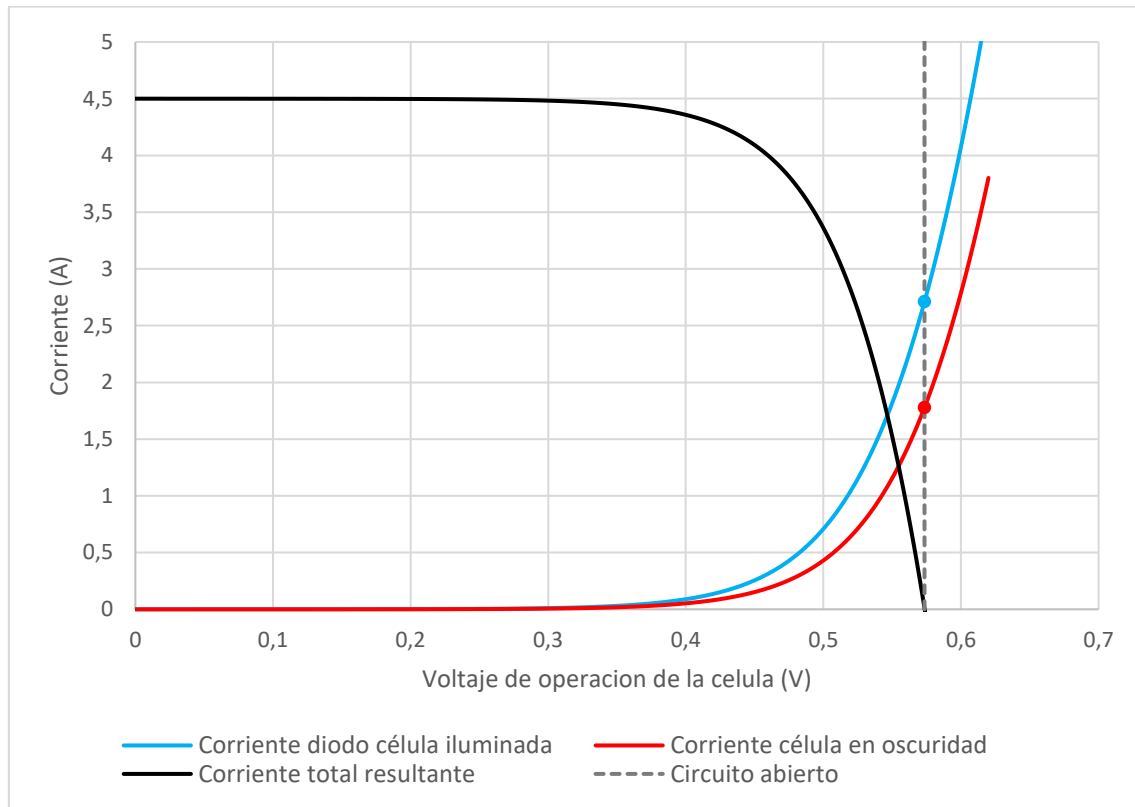


Figura 17: Punto de trabajo de la célula  
Fuente: elaboración propia

Así mismo se puede ver como varía la corriente que atraviesa cada uno de los diodos del modelo planteado, donde la corriente que atraviesa los diodos va aumentando según se incrementa el voltaje. La intensidad de la corriente observada en la célula en oscuridad se puede interpretar como la señal de luminiscencia que emite la célula solar. Es por ello que resulta conveniente medir las células en circuito abierto, donde la intensidad que atraviesa el diodo es alta y, por tanto, la señal de luminiscencia también lo es.

En la Figura 18 se puede observar cómo la simulación muestra que según se aumenta la corriente de iluminación, parámetro relacionado con la intensidad de iluminación y superficie iluminada, la corriente que circula por el diodo aumenta de manera lineal.

En resumen, se puede concluir que la señal de luminiscencia puede ser relacionada como las corrientes que atraviesan los diodos. Por tanto, para una mayor intensidad de luminiscencia se requiere de una mayor superficie, mayor intensidad de iluminación y trabajar en el punto de circuito abierto.

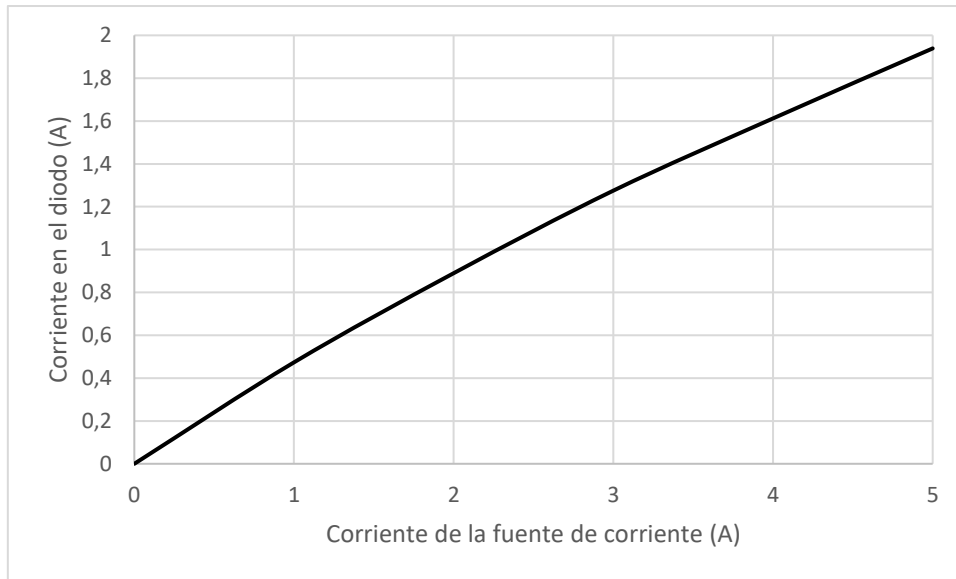


Figura 18: Variación de la corriente en el diodo de la célula en oscuridad en función de la corriente de la fuente de corriente de la célula en iluminación  
Fuente: elaboración propia

## 4. MATERIALES Y MÉTODOS

### 4.1. DISPOSITIVO EXPERIMENTAL EMPLEADO

Con el fin de cumplir los objetivos del presente estudio de investigación se ha desarrollado un dispositivo que permite la adquisición de imágenes de electroluminiscencia parcial. Un esquema del mismo queda representado en la Figura 19. Como se puede observar cuenta con dos espacios separados por una lámina opaca y extraíble. El primero de los espacios cuenta con una placa LED refrigerada que permite la iluminación de la porción de la célula que se sitúa en este primer espacio. El segundo espacio se encuentra en oscuridad gracias a la lámina opaca que divide ambos recintos. La porción de célula situada en este espacio es fotografiada por una cámara de InGaAs.

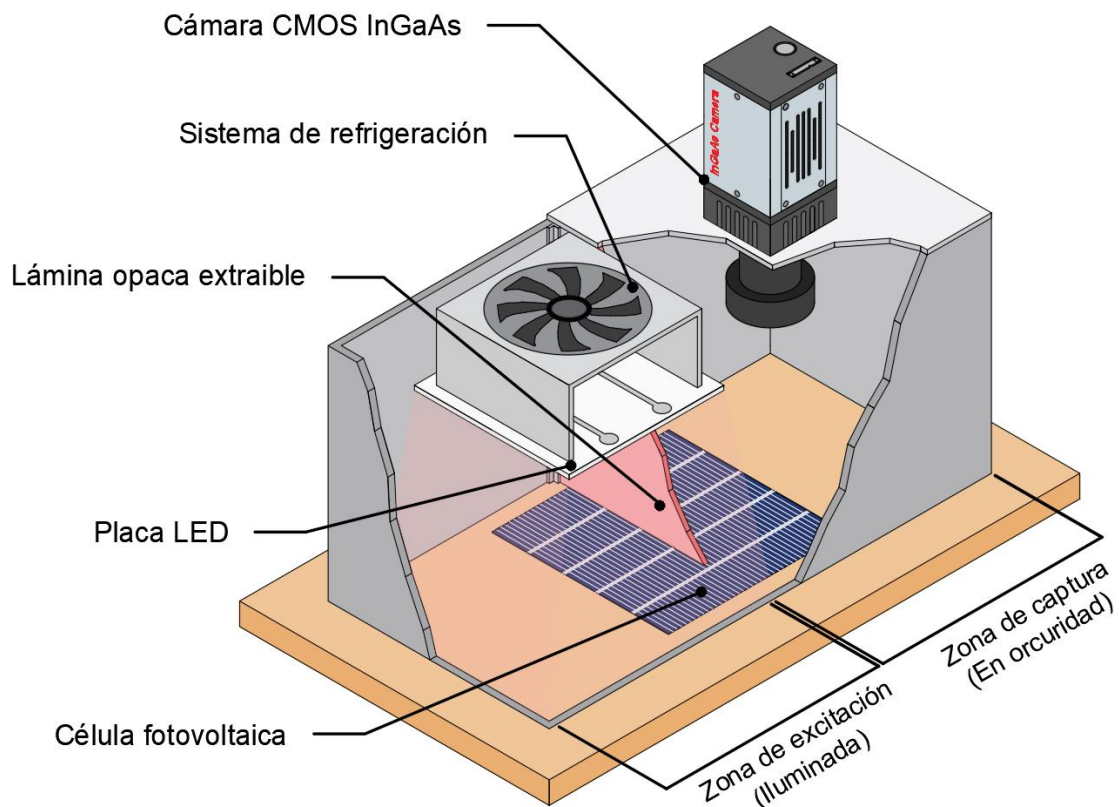


Figura 19: Dispositivo experimental empleado

Fuente: elaboración propia

La Figura 20 muestra la respuesta espectral de la cámara utilizada, es decir, las longitudes de onda a las que es sensible el sensor que utiliza el dispositivo. Así mismo, la respuesta espectral del silicio policristalino queda representada en dicha grafica. Finalmente, también se puede observar la intensidad relativa de la emisión de luminiscencia (emisión de silicio) y la intensidad relativa de los LEDs que componen la placa utilizada.

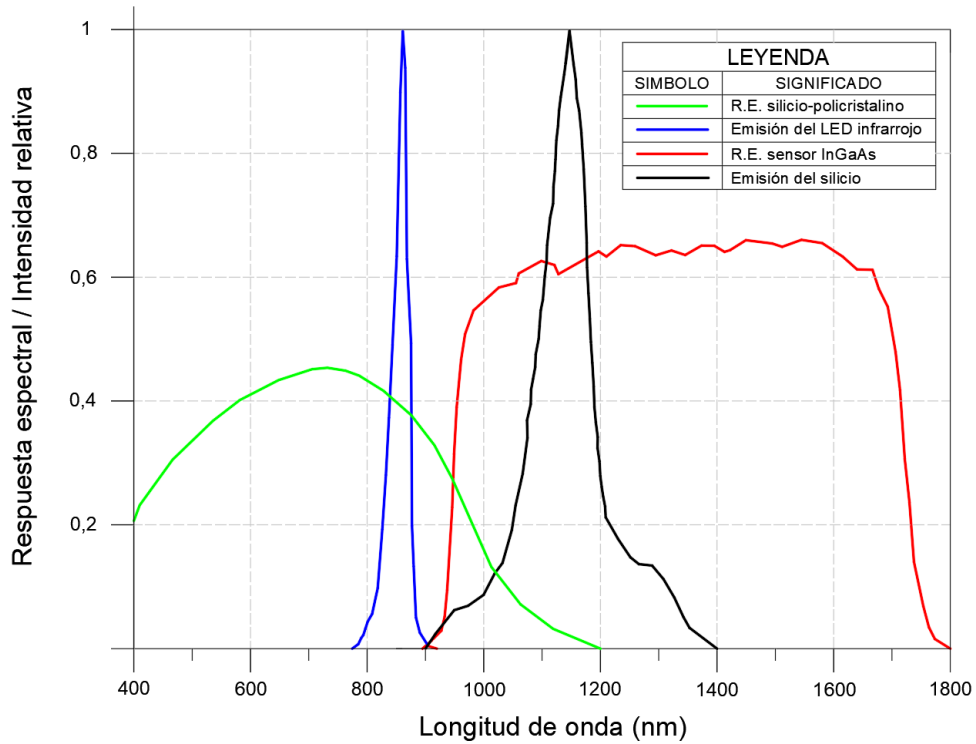
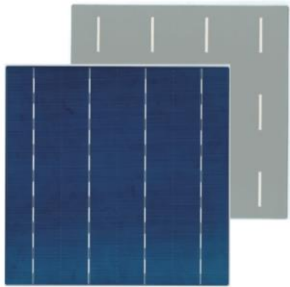


Figura 20: Respuestas espectrales e intensidades relativas de los dispositivos empleados  
Fuente: elaboración propia

#### 4.1.1. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Para la realización del experimento se han ensayado diferentes células fotovoltaicas de silicio policristalino, una de las tecnologías más comunes en la producción de módulos fotovoltaicos convencionales. Las principales características de la célula fotovoltaica quedan reflejadas en la Tabla 2. La ficha técnica completa de las mismas puede encontrarse en el ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS.

Tabla 2: Características técnicas de las células fotovoltaicas  
Fuente: elaboración propia

| Fabricante y modelo                            |           | MOTECH – IM156B4 Multicrystalline I-Cell Efficiency Code: 190                                         |
|------------------------------------------------|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Características eléctricas (STC)</b>        |           | <b>Imagen</b><br> |
| Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )  | 8,99 A    |                                                                                                       |
| Voltaje de circuito abierto (V <sub>oc</sub> ) | 0,645 W   |                                                                                                       |
| Potencia                                       | 4,67 P    |                                                                                                       |
| Eficiencia                                     | 19,00 %   |                                                                                                       |
| <b>Características físicas</b>                 |           |                                                                                                       |
| Ancho                                          | 156,75 mm |                                                                                                       |
| Largo                                          | 156,75 mm |                                                                                                       |
| Espesor                                        | 250 μm    |                                                                                                       |



Durante la realización se han medido varias células fotovoltaicas, algunas de ellas en buen estado y otras con grietas o defectos de soldadura, todo ello con el fin de poder determinar la viabilidad del método para detectar fallos en células fotovoltaicas.

#### 4.1.2. PLACA LED

La placa LED es el elemento encargado de generar una irradiación con la adecuada intensidad y longitud de onda para producir el efecto de fotoluminiscencia, el cual se extenderá al total de la célula. La placa utiliza cuenta con LEDs infrarrojos. Resulta fundamental elegir una fuente de excitación con la adecuada longitud de onda. En este sentido hay que tener en cuenta la eficiencia cuántica del dispositivo fotovoltaico a medir. En la Figura 21 se puede ver la denominada eficiencia cuántica o respuesta espectral de las células fotovoltaicas que se pretenden medir. Este parámetro indica la cantidad radiación útil para la célula fotovoltaica en función de la longitud de onda con la que se irradie. Esto se traduce en que la intensidad del fenómeno de fotoluminiscencia no solo está condicionada por la intensidad de la irradiación, sino que también se ve ampliamente influido por la longitud de onda de la radiación utilizada.

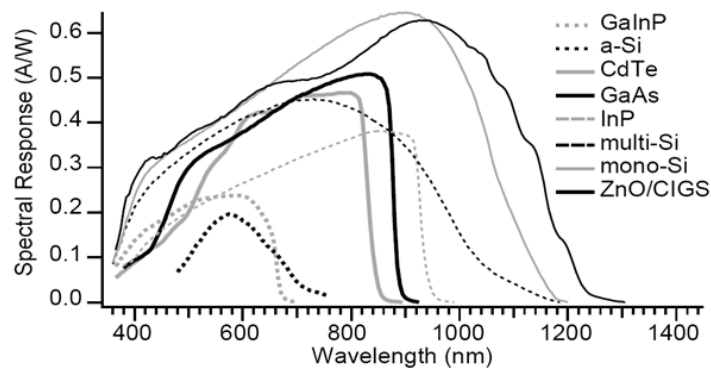
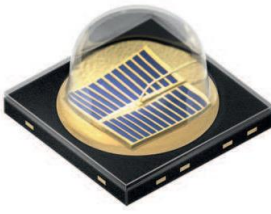
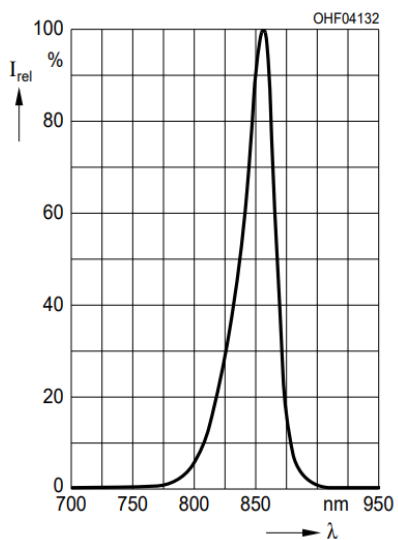
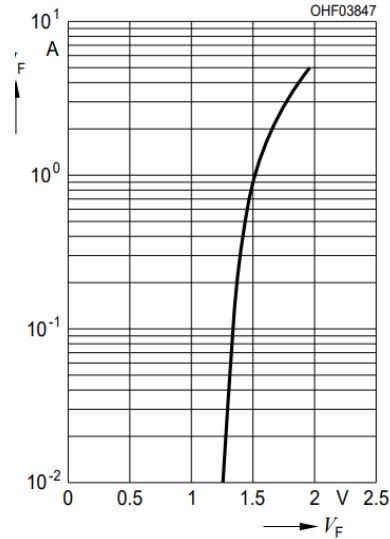


Figura 21: Respuesta espectral de distintas tecnologías fotovoltaicas  
Fuente: [37]

Las células fotovoltaicas de silicio policristalino, al igual que monocristalino, presentan una alta respuesta espectral en el rango de los 700-1.000 nm. Por tanto, resulta ideal elegir una fuente de excitación que también se encuentre cerca de estos valores. En el caso de utilizar un LED con una menor longitud, por ejemplo 500 nm (luz verde), sería necesaria una mayor intensidad de iluminación para conseguir el mismo efecto en comparación con los LEDs infrarrojos. Sin embargo, hay que destacar que el uso de longitudes de onda menores resultaría interesante en aquellas aplicaciones donde la luz de excitación supone un problema a la hora de tratar e interpretar las imágenes de fotoluminiscencia. Esto se debe a que las cámaras de InGaAs tienen una respuesta espectral nula en estas longitudes de onda, ya que su rango de visión se encuentra entre los 900 y 1.800 nm aproximadamente.


La fuente de excitación elegida es una iluminación con LEDs infrarrojos con un centro de emisión en los 850 nm, longitud de onda que se encuadra dentro del rango de máxima respuesta espectral del silicio policristalino y monocristalino. Las características principales de los mismos quedan reflejadas en la Tabla 3, mientras que la ficha técnica completa de los mismos se encuentra en el ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS.

Tabla 3: Características técnicas de los diodos LED  
Fuente: ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS

| Fabricante y modelo                                                                |                       | OSRAM Opto Semiconductor OSLOM Black Series (850 nm) - 90° versión 1.5 SFH 4715     |  |
|------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|--|
| Características                                                                    |                       | Imagen                                                                              |  |
| Temperatura de operación                                                           | -40 – 125 °C          |  |  |
| Voltaje directo ( $V_F$ ) (1 A, 100 $\mu$ s)                                       | 1,5 V                 |                                                                                     |  |
| Corriente directa ( $I_F$ )                                                        | 1.000 mA              |                                                                                     |  |
| Pico de radiación                                                                  | 860 nm                |                                                                                     |  |
| Centro de radiación                                                                | 850 nm                |                                                                                     |  |
| Dimensiones                                                                        | 3,85 x 3,85 x 2,41 mm |                                                                                     |  |
| Emisión espectral (25 °C, 1 A, 10 ms)                                              |                       | Corriente directa (25 °C, pulso único, 100 $\mu$ s)                                 |  |
|  |                       |  |  |

La placa LED utilizada se encuentra compuesta por un total de 42 LEDs, los cuales se distribuyen en una cuadrícula de 7x6. Eléctricamente la placa cuenta con 3 líneas en paralelo, donde cada una de ellas cuenta con una asociación de 14 LEDs en serie. Las características de la placa LED utilizada pueden ser observadas en la Tabla 4.

Tabla 4: Características técnicas de los diodos LED  
Fuente: elaboración propia

| Placa LED infrarroja     |              | Imagen                                                                               |  |
|--------------------------|--------------|--------------------------------------------------------------------------------------|--|
| Características          |              | Imagen                                                                               |  |
| Longitud de onda         | 850 nm (IR)  |  |  |
| Voltaje de excitación    | 21 V         |                                                                                      |  |
| Intensidad directa       | 3 A          |                                                                                      |  |
| Potencia eléctrica       | 43 W         |                                                                                      |  |
| Número ramas en paralelo | 3            |                                                                                      |  |
| Número de LEDs en serie  | 14           |                                                                                      |  |
| Dimensiones              | 150 x 150 mm |                                                                                      |  |

Como se ha mencionado anteriormente, la finalidad de la placa LED es la excitación óptica de la célula fotovoltaica para que la misma produzca el efecto de fotoluminiscencia. En este sentido, resulta fundamental hacer una caracterización de la misma y conocer como varía la irradiación que recibe la célula fotovoltaica en función de la corriente que es inyectada en la placa LED. Esto se ha conseguido mediante un proceso de calibrado que queda explicado en el ANEXO I: CALIBRADO DE LA PLACA LED. Este proceso de calibrado nos permite conocer la irradiación equivalente en función de la corriente inyectada en la placa LED. La Tabla 5 recoge las intensidades requeridas para proporcionar cada uno de los niveles de irradiancia que se utilizarán en la adquisición de las imágenes de fotoluminiscencia.


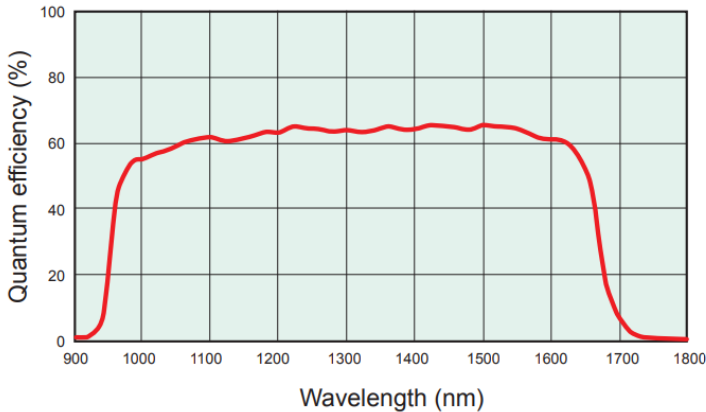
Tabla 5: Caracterización de la irradiación de la placa LED  
Fuente: elaboración propia

| CARACTERIZACIÓN DE LA IRRADIACIÓN DE LA PLACA LED |                         |
|---------------------------------------------------|-------------------------|
| Corriente inyectada                               | Irradiación equivalente |
| 2,36 A                                            | 1000 W/m <sup>2</sup>   |
| 1,11 A                                            | 500 W/m <sup>2</sup>    |
| 0,57 A                                            | 250 W/m <sup>2</sup>    |

#### 4.1.3. CÁMARA InGaAs

El dispositivo utilizado para la captura de la radiación de luminiscencia es una cámara CMOS con sensor de InGaAs, cuyas principales características técnicas se pueden ver en la Tabla 6 además de en el ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS.

Tabla 6: Características técnicas de la cámara InGaAs  
Fuente: ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS

| Fabricante y modelo                                                                  | Hamamatsu – InGaAs Camera C12741-03 |                                                                                      |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| Características técnicas                                                             |                                     | Imagen                                                                               |
| Resolución                                                                           | 640 x 512 pixeles                   |  |
| Tasa de refresco                                                                     | 58,774 Hz                           |                                                                                      |
| Salida digital                                                                       | 16 bit                              |                                                                                      |
| Tiempo de exposición                                                                 | 16,7 ms a 1 s                       |                                                                                      |
| Dimensiones                                                                          | 56 x 56 x 98 mm                     |                                                                                      |
| Peso                                                                                 | 0,52 kg                             |                                                                                      |
| Respuesta espectral                                                                  |                                     |                                                                                      |
|  |                                     |                                                                                      |

## 4.2. METODOLOGÍA

### 4.2.1. PROCESO DE OBTENCION DE IMÁGENES

En el presente trabajo de investigación se procede a medir varias células fotovoltaicas. Se han tomado distintas imágenes variando los siguientes parámetros: tiempo de exposición de la cámara, intensidad de iluminación y superficie de iluminación. En el proceso de toma de imágenes se ha procedido a la toma de dos imágenes para la misma medida, una con emisión de luminiscencia y otra sin esta emisión. Todo ello con el fin de proceder a un posterior restado de las imágenes que permita la sustracción del ruido de la imagen. Además, se utilizará un script programado en Python para corregir el efecto de deformación que provoca la lente. Finalmente, las dos porciones de la célula se combinan en una única imagen. El proceso mencionado queda esquematizado en la Figura 22.

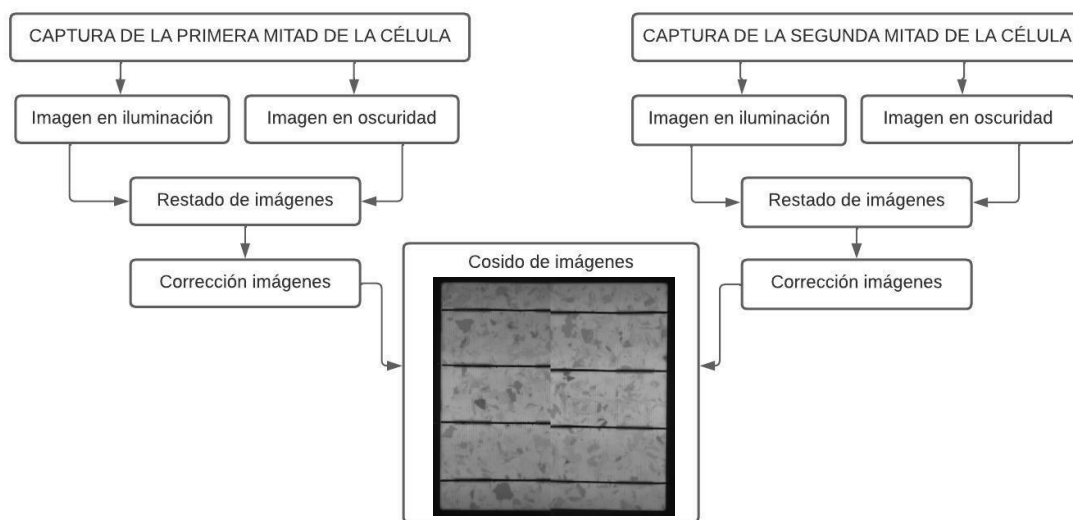


Figura 22: Metodología para la obtención de las imágenes de fotoluminiscencia parcial

Fuente: elaboración propia

### 4.2.2. TIEMPO DE EXPOSICIÓN

El tiempo de exposición es el tiempo durante el cual el obturador de la cámara se abre dejando pasar a los fotones y permitiendo la incidencia de estos contra el sensor. La elección del tiempo de exposición es fundamental para obtener una imagen de buena calidad que muestre la mayor cantidad de información posible. La cámara utilizada cuenta con un sensor de 14 bits, lo que se traduce en que para cada uno de los píxeles es capaz de otorgar un valor digital entre 0 y 16383. Al aumentar el tiempo de exposición para una misma medida el sensor capturarán más fotones, dando un mayor valor digital. En este sentido, el tiempo de exposición tiene que ser lo suficiente bajo como para que no existan una cantidad de píxeles significativa con el valor digital máximo posible (16383), lo que daría lugar a una imagen saturada. Por otro lado, si el tiempo de exposición es muy bajo la mayoría de los píxeles tendrían valores muy bajos. Ambos casos suponen una pérdida de información y obligan a elegir un tiempo de exposición que permita la obtención de una imagen de calidad.

En la Figura 23 se pueden observar cómo varían los histogramas cuando se modifica el tiempo de exposición. La primera imagen se corresponde con un bajo tiempo de exposición (50 ms). La última imagen (500 ms) se encuentra saturada, ya que gran parte de los píxeles se concentran en los valores más altos del histograma. Por último, la imagen del medio (200 ms) cuenta con un tiempo de exposición que da lugar a que la mayoría de los píxeles se encuentren en los valores intermedios del histograma, lo que supone la obtención de una imagen con la mayor cantidad de información y calidad posible.

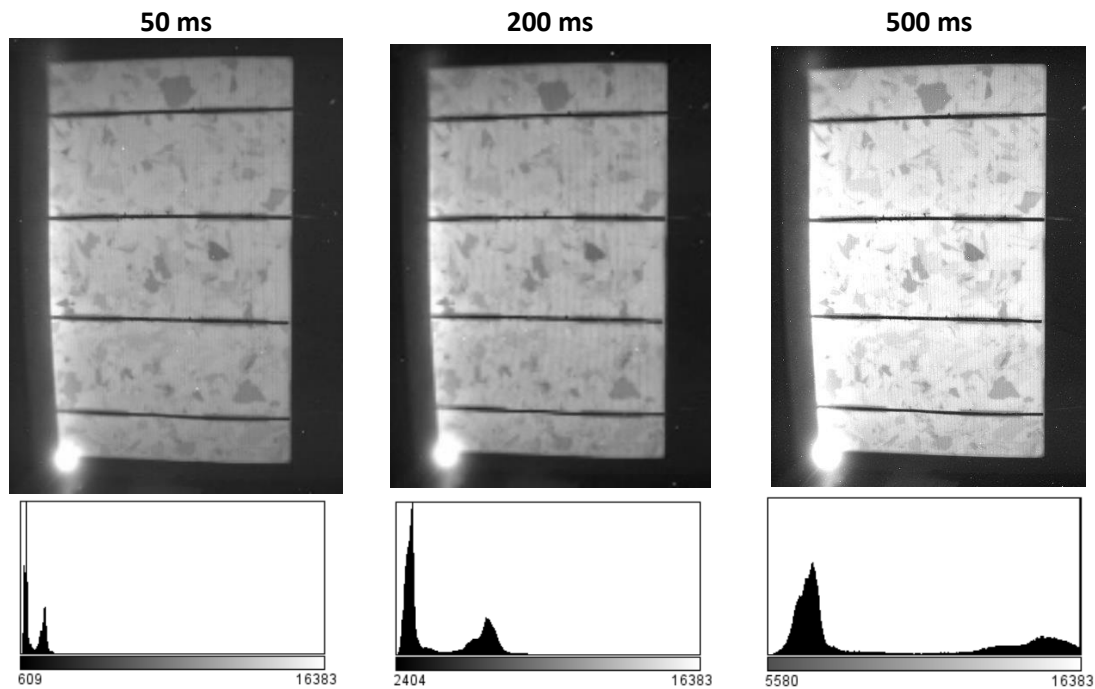


Figura 23: Imágenes e histogramas variando el tiempo de exposición  
Fuente: elaboración propia

Teniendo en cuenta lo mencionado, se selecciona un tiempo de exposición diferente en función de la intensidad de iluminación que se utilizará en cada una de las medidas. Así mismo, cuando se aumenta el área capturada el tiempo de exposición permanece constante para poder hacer una comparativa entre ambas imágenes.

Llegado este punto es importante resaltar la diferencia entre el valor digital que genera la cámara InGaAs para cada uno de sus píxeles y el valor que aparece en la propia imagen. El primero de ellos es un valor fijo que como se ha mencionado anteriormente varía entre 0 y 16383. Sin embargo, el valor que aparece en la imagen ha sufrido un ajuste del brillo para el aumento del contraste y la consecuente mejor visualización de la imagen al ojo humano.

En la Figura 24 se puede observar la diferencia entre una imagen sin ajuste y con ajuste de contraste. En la imagen sin ajuste de contraste los píxeles con valor digital menor que 279 reciben un valor de negro total y los píxeles con valor superior a 15519 reciben un valor de blanco total. Sin embargo, a partir del valor digital 9000 aproximadamente la imagen cuenta con información irrelevante tal y como se observa en el histograma. Esto hace posible un ajuste de contraste sin que se pierda información. En este caso, se ha otorgado el negro a todos los valores

por debajo de 279 y el blanco a todos los valores por encima de 9825, dando lugar a un mayor contraste y una mejor visualización de la célula.

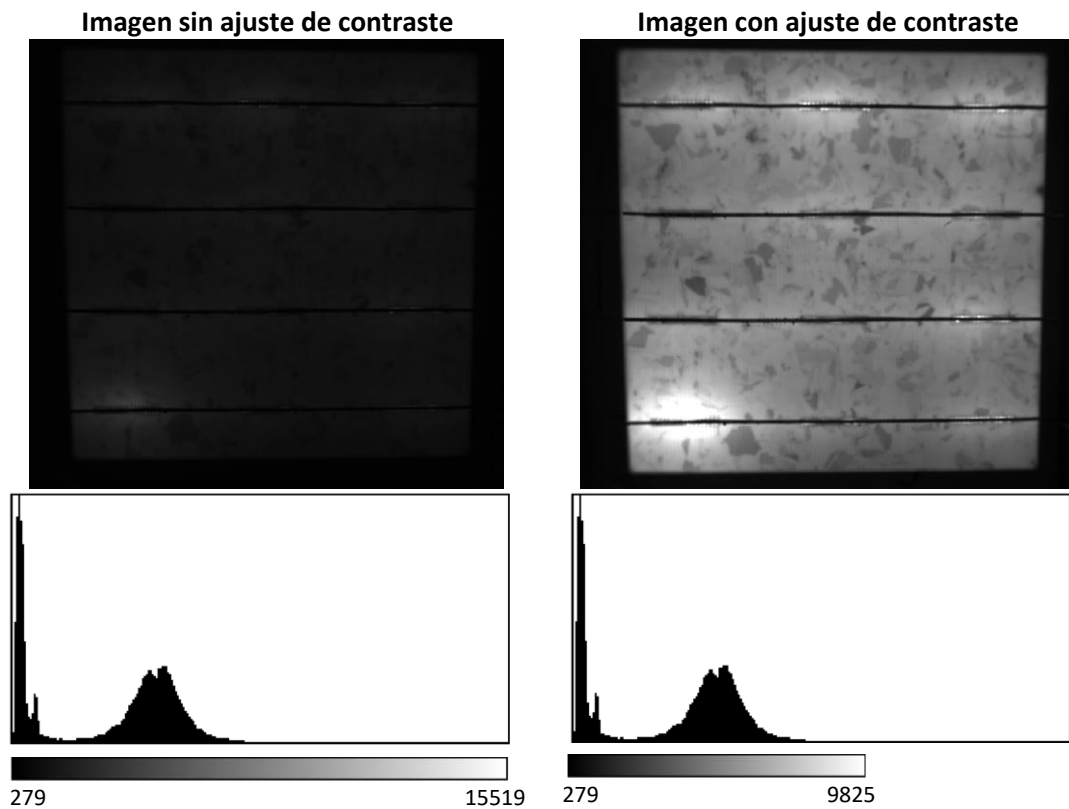


Figura 24: Ejemplo de ajuste de contraste en una imagen de luminiscencia  
Fuente: elaboración propia

Por tanto, la intensidad de blanco de las imágenes mostradas no se puede relacionar con la intensidad de luminiscencia entre distintas imágenes, ya que dependerá del ajuste de contraste que se haya realizado a cada una de las imágenes.

## 5. RESULTADOS EXPERIMENTALES

### 5.1. VARIACIÓN DE PARAMETROS

En la Tabla 7 se puede observar distintas imágenes de fotoluminiscencia parcial en las que varía el área de la célula iluminada/capturada, el tiempo de exposición y la intensidad de iluminación. Todas estas variaciones permiten obtener imágenes de calidad y equiparables con imágenes de electroluminiscencia, si bien es cierto que las imágenes de electroluminiscencia conllevan tiempos de exposición menores. Hay que destacar que el efecto de deformación óptica producido por la lente no se ha podido corregir de manera total, por lo que en el cosido de las imágenes no hay una casación perfecta entre ambas mitades de la célula.

Tabla 7: Ejemplo imágenes de fotoluminiscencia parcial y electroluminiscencia  
Fuente: elaboración propia

| CELULA C-12                            |                             |                             |                      |
|----------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------|
| FOTOLUMINISCENCIA (60% AREA CAPTURADA) |                             |                             | ELECTROLUMINISCENCIA |
| 200 ms-1000 W/m <sup>2</sup>           | 300 ms-500 W/m <sup>2</sup> | 400 ms-250 W/m <sup>2</sup> | 50 ms-8 A            |
|                                        |                             |                             |                      |
| FOTOLUMINISCENCIA (80% AREA CAPTURADA) |                             |                             |                      |
| 200 ms-1000 W/m <sup>2</sup>           | 300 ms-500 W/m <sup>2</sup> | 400 ms-250 W/m <sup>2</sup> |                      |
|                                        |                             |                             |                      |

En la Figura 25 se puede observar la diferencia entre las imágenes e histogramas de la misma célula fotovoltaica, pero variando el tiempo de exposición y la intensidad respectivamente.

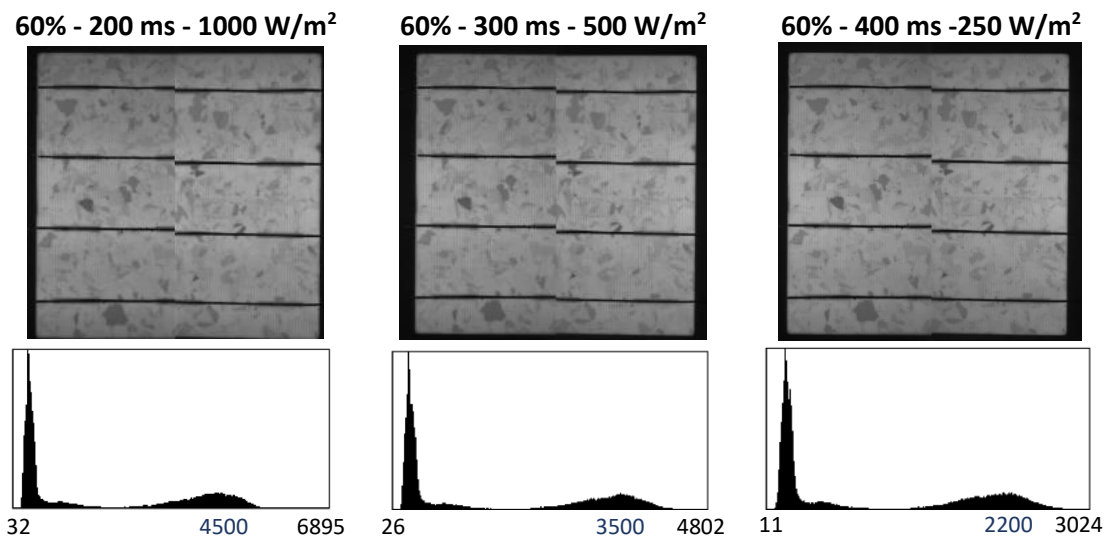


Figura 25: Imágenes e histogramas variando el tiempo de exposición e intensidad de iluminación

Fuente: elaboración propia

Como se observa en los histogramas existen dos picos. El primero se corresponde con el fondo y los “busbars” (barras metálicas encargadas de conducir la corriente en la cara posterior de la célula). El segundo pico de emisión se corresponde con la emisión de luminiscencia de la célula fotovoltaica y su forma puede variar considerablemente en función del estado de la célula.

Resulta de interés que este pico de emisión no se encuentre cerca del valor 0 o 16383, evitando así la obtención de imágenes saturadas o con poca información. Es por ello por lo que ha resultado necesario aumentar el tiempo de exposición según se ha disminuido la intensidad de iluminación, todo ello con el fin de obtener imágenes de calidad.

Posteriormente, podemos observar la variación de las imágenes e histogramas cuando la superficie capturada es aumentada en la Figura 26. Como es evidente, cuando se aumenta el área de la célula capturada el área de la zona iluminada es menor. Cuanto menor sea el área iluminada menor será la intensidad de fotoluminiscencia para la misma intensidad de iluminación. En el ejemplo mostrado, para la misma célula, tiempo de exposición e intensidad de iluminación, el histograma de la célula con un 60% de área capturada (40% área iluminada) tiene un pico de emisión en torno a los 4500 valores. Mientras tanto, cuando el área capturada es del 80% (20% área iluminada) la intensidad de fotoluminiscencia es menor, haciendo que el pico de emisión se encuentre en los 2200 valores.

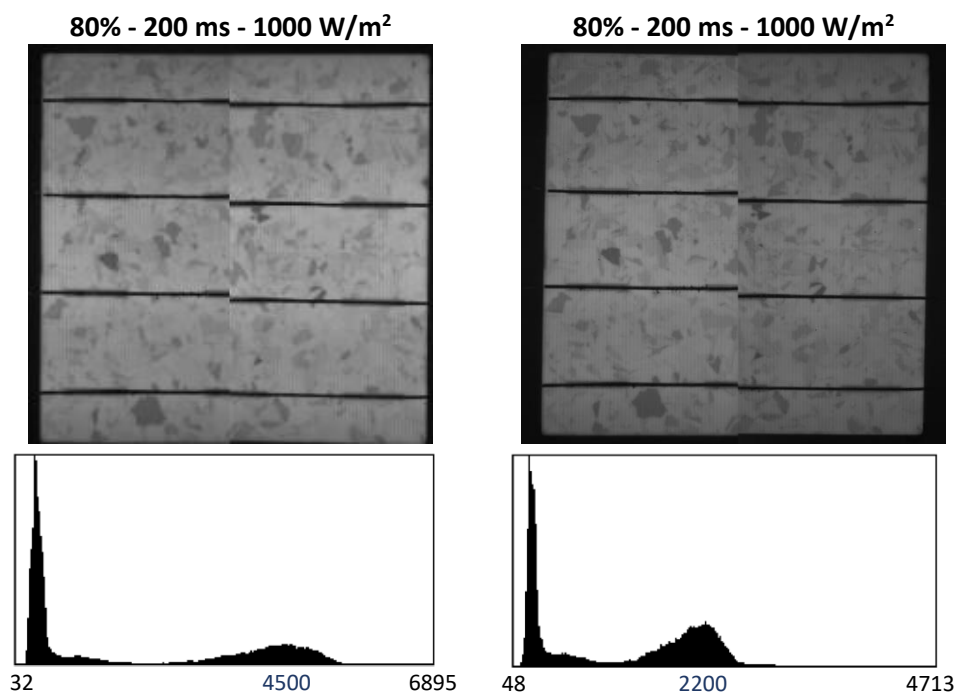


Figura 26: Imágenes e histogramas variando el área capturada/iluminada  
Fuente: elaboración propia

Todo ello quiere decir que interesa una mayor cantidad de célula iluminada, ya que esto aumenta la intensidad de la emisión de luminiscencia permitiendo a su vez reducir los tiempos de exposición. Por ello, parecería lo mejor optar por una configuración 50% de célula iluminada y 50% de célula capturada, ya que es la mayor área iluminada posible que permite la captura de toda la célula en dos medidas. Sin embargo, aunque esto resulta óptimo para maximizar la intensidad de fotoluminiscencia no resulta práctico, ya que recurriendo a esta configuración se incluiría en la imagen la luz que emite la placa LED y se cuela por debajo de la lámina opaca hacia la cámara de captura (ver Figura 27).



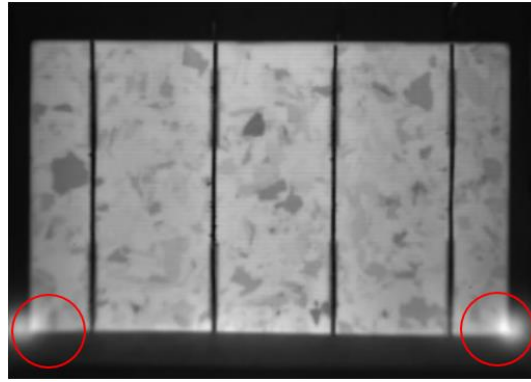


Figura 27: Iluminación procedente de la placa LED que penetra en la cámara de captura  
Fuente: elaboración propia

Con el fin de evitar este efecto y conseguir que la imagen final no se vea afectada por la luz procedente de la placa LED resulta fundamental sacrificar parte del área iluminada. En este sentido, la combinación óptima sería del 60% de área capturada, permitiendo eliminar la zona cercana a la lámina opaca e influencia de la luz de excitación.

## 5.2. DETECCIÓN DE FALLOS

La presente técnica para la obtención de imágenes de fotoluminiscencia parcial permite, al igual que las imágenes de electroluminiscencia convencional, la detección de fallos en células fotovoltaicas. En la Figura 28 se pueden observar varias células fotovoltaicas analizadas en las que se han detectado distintos defectos.

En la célula A se puede ver como su esquina superior izquierda se encuentra fragmentada, además de encontrar una grieta en la parte izquierda del segundo busbar y paralela al mismo.

En la célula B se observan varias grietas longitudinales, varias partes de célula fragmentadas y una grieta radial en la parte central superior de la célula.

La célula C cuenta con su esquina inferior derecha fragmentada, mientras que su zona superior derecha se encuentra con una baja actividad debido a la presencia de una grieta longitudinal.

Finalmente, la célula D cuenta con dos zonas inactivas en las esquinas superior derecha e inferior izquierda, mientras que la presencia de grietas en la célula da lugar a la existencia de zonas inactivas.

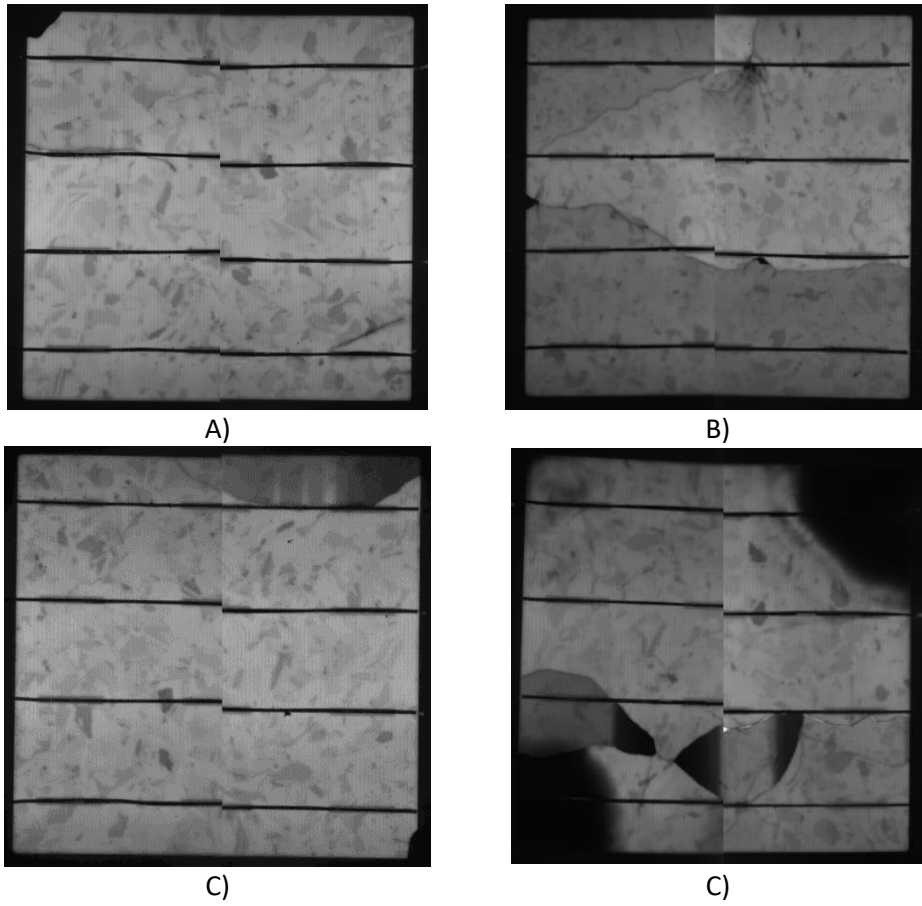


Figura 28: Imágenes de fotoluminiscencia parcial en células con defectos  
Fuente: elaboración propia

## 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En el presente trabajo queda demostrada una técnica que permite la adquisición de imágenes de fotoluminiscencia mediante iluminación no homogénea o parcial. Esto quiere decir que se consigue una emisión de luminiscencia mediante la excitación óptica, en este caso gracias a una placa de diodos LED. Esta excitación óptica solo se produce en una parte de la célula, pero la emisión de fotoluminiscencia se extiende por toda el área, haciendo posible la captura de dicha radiación en la parte que no se encuentra iluminada. De este modo, mediante la toma de dos imágenes y su posterior combinación o cosido se puede obtener una imagen de luminiscencia, la cual resulta especialmente útil en la caracterización y detección de fallos en células y módulos fotovoltaicos.

En las pruebas realizadas se han variado distintos parámetros: tiempo de exposición de la cámara, intensidad de iluminación de la luz de excitación y superficie de la célula iluminada. Así se ha demostrado la posibilidad de tomar imágenes de fotoluminiscencia parcial con diferentes intensidades o superficies iluminadas. La intensidad de la señal de fotoluminiscencia depende fundamentalmente de la intensidad de la luz de excitación y de la superficie de célula iluminada. Por tanto, cuanto menor sea el área iluminada o la intensidad de iluminación, menor será también la señal de luminiscencia, requiriendo de mayores tiempos de exposición para la obtención de imágenes con calidades similares.

También se ha determinado que lo más oportuno es iluminar el 40% de la célula y capturar el 60% restante. Esto permite tener una gran superficie iluminada y contar con la posibilidad de eliminar la parte de la célula cercana a la pared que separa la parte del dispositivo en oscuridad con la que se encuentra en iluminación, minimizando la señal captada por la cámara proveniente de la luz de excitación de la placa LED.

Tanto electroluminiscencia convencional como fotoluminiscencia parcial han mostrado ser técnicas capaces de detectar fallos en dispositivos fotovoltaicos. Sin embargo, la electroluminiscencia resulta una técnica más práctica debido a que requiere menores tiempos de exposición. Así mismo, la electroluminiscencia permite la obtención de la imagen de la célula mediante una única medida, mientras que la electroluminiscencia parcial requiere de la toma de dos imágenes y de una posterior combinación de estas.

El experimento desarrollado se ha llevado a cabo en forma de prueba de concepto, con un nivel de madurez tecnológico relativamente bajo. Así mismo, el dispositivo empleado solo permite la adquisición de imágenes de células fotovoltaicas individuales en laboratorio, con la imposibilidad de hacer inspecciones en módulos fotovoltaicos completos en campo. Sin embargo, el dispositivo puede ser fácilmente modificado para usar esta misma técnica en módulos fotovoltaicos en campo además de usar la luz solar como fuente de excitación. Este hecho supone grandes ventajas: el poder prescindir de fuente de corriente o dispositivos de iluminación uniforme y la posibilidad de realizar técnicas de luminiscencia en condiciones de alta irradiancia. Todo ello soluciona dos de los principales problemas de la electroluminiscencia convencional. Así mismo, el uso de esta técnica permite la obtención de imágenes de luminiscencia sin contactos, aumentando la seguridad en proceso de medida y reduciendo las posibilidades de causar daños a los dispositivos fotovoltaicos.

La técnica presentada en el presente trabajo de investigación presenta una serie de limitaciones o inconvenientes que la hacen poca práctica para la toma de imágenes de fotoluminiscencia a gran escala. Se ha identificado que el mayor inconveniente se debe al tiempo necesario para la toma de las imágenes en comparación con la electroluminiscencia convencional.

Es por ello que los trabajos futuros, además de centrarse en la adquisición de imágenes en módulos en campo, se intentará mejorar y automatizar la técnica mostrada. Resulta fundamental mejorar el proceso de corregido del efecto óptico, ya que el utilizado actualmente no permite una corrección total. Además, se pretende automatizar la combinación de las imágenes. Todo ello permitirá reducir el tiempo necesario para la adquisición de imágenes.

## 7. REFERENCIAS

- [1] “NASA: Climate Change and Global Warming.” <https://climate.nasa.gov/> (accessed Feb. 23, 2022).
- [2] V. Masson-Delmotte *et al.*, “Calentamiento global de 1,5°C,” 2019. Accessed: Feb. 23, 2022. [Online]. Available: [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)
- [3] “Data & Statistics - IEA.” <https://www.iea.org/data-and-statistics> (accessed Feb. 21, 2022).
- [4] “PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA.” 2021.
- [5] “EU-28: Energy dependency rate 2008-2020 | Statista.” <https://www.statista.com/statistics/267588/dependency-on-energy-imports-in-the-eu/> (accessed Mar. 14, 2022).
- [6] S. Schlömer *et al.*, “III ANNEX Technology-specific Cost and Performance Parameters,” 2014.
- [7] “Precios CO2 - Sendeco2.” <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2> (accessed Feb. 24, 2022).
- [8] IRENA, *Renewable Power Generation Costs 2020*. Abu Dabhi, 2021. [Online]. Available: [www.irena.org](http://www.irena.org)
- [9] International Energy Agency, “Renewables 2021 - Analysis and forecast to 2026,” 2021. [Online]. Available: [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)
- [10] International Energy Agency, “Evolution of solar PV module cost by data source, 1970-2020.” Accessed: Feb. 21, 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-solar-pv-module-cost-by-data-source-1970-2020>
- [11] “IRENA – International Renewable Energy Agency.” <https://irena.org/> (accessed Feb. 24, 2022).
- [12] “REData - Generación | Red Eléctrica de España.” <https://www.ree.es/es/datos/generacion> (accessed Mar. 07, 2022).
- [13] M. Köntges, U. Jahn, K. A. Berger, and T. Friesen, “Review of Failures of Photovoltaic Modules,” 2014. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/274717701>
- [14] R. Bhoopathy, O. Kunz, M. Juhl, T. Trupke, and Z. Hameiri, “Outdoor photoluminescence imaging of photovoltaic modules with sunlight excitation,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 26, no. 1, pp. 69–73, Jan. 2018, doi: 10.1002/pip.2946.
- [15] F. Ise and P. Projects GmbH, “Photovoltaics Report”, Accessed: Mar. 09, 2022. [Online]. Available: [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)
- [16] International Energy Agency, “Compared assessment of selected environmental indicators of photovoltaic electricity in OECD cities International,” 2006. [Online]. Available: [www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org).

- [17] “Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications”.
- [18] M. Guada *et al.*, “Daylight luminescence system for silicon solar panels based on a bias switching method,” *Energy Science and Engineering*, vol. 8, no. 11, pp. 3839–3853, Nov. 2020, doi: 10.1002/ESE3.781.
- [19] Stoicescu L., Reuter M., and Werner J., “DAYS: LUMINESCENCE IMAGING OF PV MODULES IN DAYLIGHT,” *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2012.
- [20] C. Y. Peng, S. Y. Wen, Z. J. Ji, and C. P. Huang, “Non-destructive displaying defects for luminescence image of photovoltaic panel arrays,” *2015 International Conference on Advanced Robotics and Intelligent Systems, ARIS 2015*, 2015, doi: 10.1109/ARIS.2015.7158373.
- [21] K. Schick, E. Daub, S. Finkbeiner, and P. Würfel, “Verification of a generalized Planck law for luminescence radiation from silicon solar cells,” *Applied Physics A* 1992 54:2, vol. 54, no. 2, pp. 109–114, Feb. 1992, doi: 10.1007/BF00323895.
- [22] P. Würfel, S. Finkbeiner, and E. Daub, “Generalized Planck’s radiation law for luminescence via indirect transitions,” *Applied Physics A* 1995 60:1, vol. 60, no. 1, pp. 67–70, Jan. 1995, doi: 10.1007/BF01577615.
- [23] P. Würfel, *Physik der Solarzellen*. Spektrum Akademischer Verlag, 2000.
- [24] T. Trupke, R. A. Bardos, and M. C. Schubert, “Photoluminescence imaging of silicon wafers,” *Appl. Phys. Lett.*, vol. 89, p. 44107, 2005, doi: 10.1063/1.2234747.
- [25] M. Kasemann, L. M. Reindl, B. Michl, W. Warta, A. Schütt, and J. Carstensen, “Contactless qualitative series resistance imaging on solar cells,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 2, no. 2, pp. 181–183, 2012, doi: 10.1109/JPHOTOV.2012.2184524.
- [26] R. A. Sinton, “CONTACTLESS ELECTROLUMINESCENCE FOR SHUNT-VALUE MEASUREMENT IN SOLAR CELLS,” *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2008.
- [27] E. Muñoz-Cerón *et al.*, “Quantitative Analysis of PV-Modules by Electroluminescence Images for Quality Control,” *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany*, pp. 3226–3231, Nov. 2009, doi: 10.4229/24THEUPVSEC2009-4CO.2.3.
- [28] S. Spataru, P. Hacke, D. Sera, S. Glick, T. Kerekes, and R. Teodorescu, “Quantifying solar cell cracks in photovoltaic modules by electroluminescence imaging,” *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015*, Dec. 2015, doi: 10.1109/PVSC.2015.7356124.
- [29] A. S. Rajput, J. W. Ho, Y. Zhang, S. Nalluri, and A. G. Aberle, “Quantitative estimation of electrical performance parameters of individual solar cells in silicon photovoltaic modules using electroluminescence imaging,” *Solar Energy*, vol. 173, pp. 201–208, Oct. 2018, doi: 10.1016/J.SOLENER.2018.07.046.
- [30] T. Espino, R. Parra, J. Munoz, E. Lorenzo, and F. Martinez-Moreno, “On Site Tests for the Detection of Potential Induced Degradation in Modules,” *28th European Photovoltaic*

- Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 3313–3317, Nov. 2013, doi: 10.4229/28THEUPVSEC2013-4AV.5.43.
- [31] J. Ballestín-Fuertes *et al.*, “Novel Utility-Scale Photovoltaic Plant Electroluminescence Maintenance Technique by Means of Bidirectional Power Inverter Controller,” *Applied Sciences 2020*, Vol. 10, Page 3084, vol. 10, no. 9, p. 3084, Apr. 2020, doi: 10.3390/APP10093084.
- [32] M. Juhl *et al.*, “Module Inspection Using Line Scanning Photoluminescence Imaging,” 2016, doi: 10.4229/EUPVSEC20162016-5BV.1.12.
- [33] Z. Iskra, M. K. Juhl, J. W. Weber, J. Wong, and T. Trupke, “Detection of Finger Interruptions in Silicon Solar Cells Using Line Scan Photoluminescence Imaging,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 7, no. 6, pp. 1496–1502, Nov. 2017, doi: 10.1109/JPHOTOV.2017.2732220.
- [34] National Renewable Energy Laboratory and S. Johnston, “Contactless electroluminescence imaging for cell and module characterization,” Dec. 2015. doi: 10.1109/PVSC.2015.7356423.
- [35] D. B. Sulas, S. Johnston, and D. C. Jordan, “Comparison of photovoltaic module luminescence imaging techniques: Assessing the influence of lateral currents in high-efficiency device structures,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 192, pp. 81–87, Apr. 2019, doi: 10.1016/J.SOLMAT.2018.12.022.
- [36] C. Y. Peng, S. Y. Wen, Z. J. Ji, and C. P. Huang, “Non-destructive displaying defects for luminescence image of photovoltaic panel arrays,” *2015 International Conference on Advanced Robotics and Intelligent Systems, ARIS 2015*, 2015, doi: 10.1109/ARIS.2015.7158373.
- [37] D. Liu, L. Xiong, H. Meng, Y. He, and J. Zhang, “Research on outdoor testing of solar modules,” *6th International Symposium on Advanced Optical Manufacturing and Testing Technologies: Optoelectronic Materials and Devices for Sensing, Imaging, and Solar Energy*, vol. 8419, p. 84193E, Oct. 2012, doi: 10.1117/12.978638.

## ANEXO I: CALIBRADO DE LA PLACA LED

En el presente trabajo de investigación resulta fundamental la calibración de la placa LED que se utiliza en la toma de medidas para poder conocer la irradiación que emite esta en función de la corriente que se inyecta a la misma. Para el proceso de calibración se dispone de una célula calibrada. Este dispositivo permite, gracias a una célula fotovoltaica previamente calibrada y a un sensor de temperatura, conocer la irradiancia que está recibiendo una determinada superficie. Sin embargo, debido a las características físicas de la misma y del dispositivo empleado resulta imposible que esta quede a la misma distancia de la placa LED de lo que estarían las células fotovoltaicas a medir.

Por ello se ha procedido al calibrado previo de una célula del mismo modelo a que las células que se pretenden medir. De este modo, se mide de manera simultánea la corriente de cortocircuito de la célula y la irradiancia que recibe el plano en el que se encuentra. Un esquema del montaje utilizado en esta etapa de calibración queda reflejado en la Figura 29.

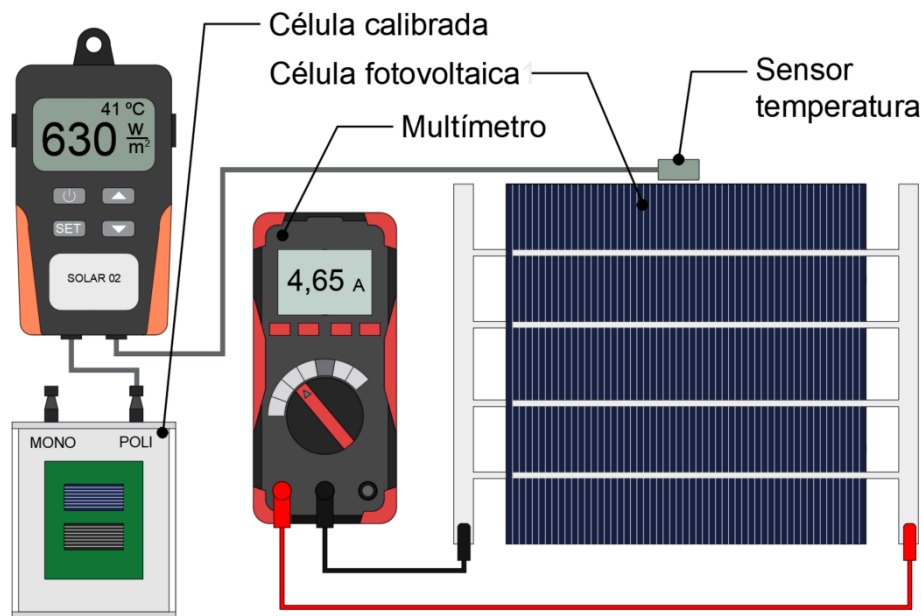


Figura 29: Dispositivos para la calibración de la placa LED  
Fuente: elaboración propia

Con este montaje se toman medidas de pares de puntos corriente irradiancia, los cuales quedan recogidos en la Tabla 9. Como se puede observar en la Figura 30 hay una dependencia lineal entre la irradiancia que recibe la célula fotovoltaica y su corriente de cortocircuito. Calculando la recta de regresión a partir de los pares de puntos medidos podemos conocer el valor de corriente de cortocircuito que entrega la célula cuando se somete a las irradiancias a las que se desean hacer las pruebas de fotoluminiscencia (ver Tabla 8).

Tabla 8: Corrientes correspondientes a las intensidades de iluminación de la placa LED  
Fuente: elaboración propia

| Irradiancia                  | 1000 W/m <sup>2</sup> | 500 W/m <sup>2</sup> | 250 W/m <sup>2</sup> |
|------------------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|
| Corriente (I <sub>sc</sub> ) | 7,50 A                | 3,80 A               | 1,95 A               |



Tabla 9: Medidas corriente irradiancia en la célula fotovoltaica de calibrado  
Fuente: elaboración propia

| Irradiancia      | Corriente | Irradiancia      | Corriente |
|------------------|-----------|------------------|-----------|
| W/m <sup>2</sup> | A         | W/m <sup>2</sup> | A         |
| 196              | 1,45      | 784              | 5,5       |
| 242              | 1,89      | 784              | 6,02      |
| 305              | 2,37      | 831              | 6,39      |
| 314              | 2,39      | 832              | 6,36      |
| 338              | 2,71      | 838              | 6,4       |
| 344              | 2,44      | 845              | 6,52      |
| 392              | 3,05      | 882              | 6,21      |
| 440              | 3,31      | 890              | 6,74      |
| 446              | 3,11      | 921              | 6,96      |
| 483              | 3,74      | 925              | 7,05      |
| 506              | 3,83      | 941              | 7,09      |
| 541              | 3,99      | 945              | 7,2       |
| 560              | 3,9       | 967              | 7,32      |
| 577              | 4,33      | 970              | 7,19      |
| 607              | 4,48      | 974              | 7,33      |
| 665              | 5,24      | 982              | 7,29      |
| 676              | 4,71      | 1000             | 7,52      |
| 704              | 5,42      | 1027             | 7,51      |
| 722              | 5,7       | 1033             | 7,71      |
| 725              | 5,54      | 1048             | 7,65      |
| 759              | 5,88      | 1059             | 7,71      |
| 763              | 5,82      | 1093             | 7,9       |

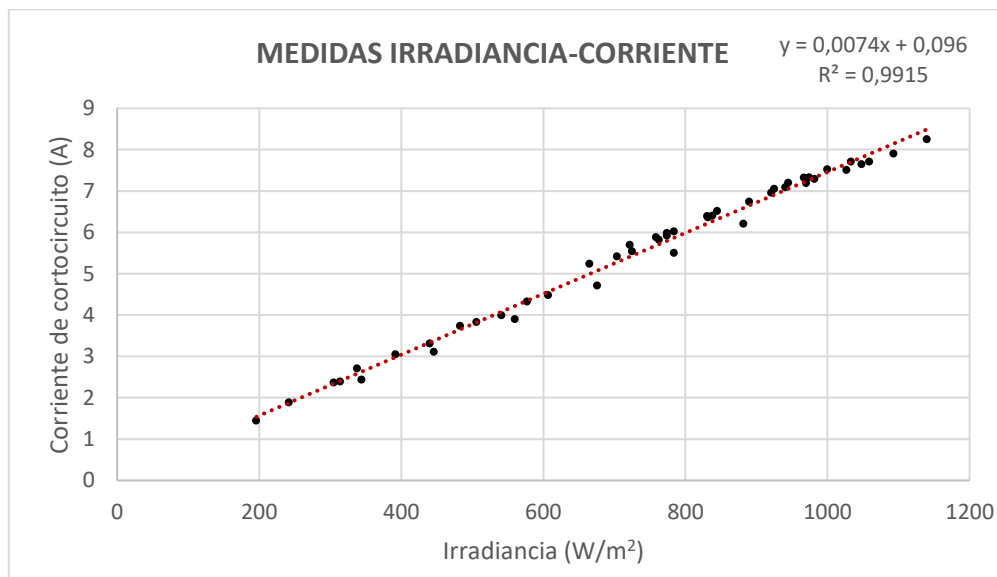


Figura 30: Medidas corriente irradiancia en la célula fotovoltaica de calibrado  
Fuente: elaboración propia

Posteriormente, la célula fotovoltaica calibrada se introduce en el interior del dispositivo empleado para las mediciones de fotoluminiscencia (ver Figura 19). La célula se colocará justo debajo de la placa LED y de manera simultánea se medirá la corriente inyectada en la placa LED y la corriente de cortocircuito de la célula fotovoltaica. Hay que destacar que la placa LED comienza a calentarse cuando comienza a funcionar. Esto se traduce en una pérdida de

rendimiento, la cual puede ser observada en la Figura 31. La serie de puntos azules muestra las medidas tomadas inmediatamente después de inyectar corriente en la placa LED, donde la temperatura de esta es prácticamente la misma que la temperatura ambiente. La serie de puntos naranjas se corresponde con las medidas de la corriente en la célula cuando la placa LED se ha calentado y su temperatura se encuentra en equilibrio.

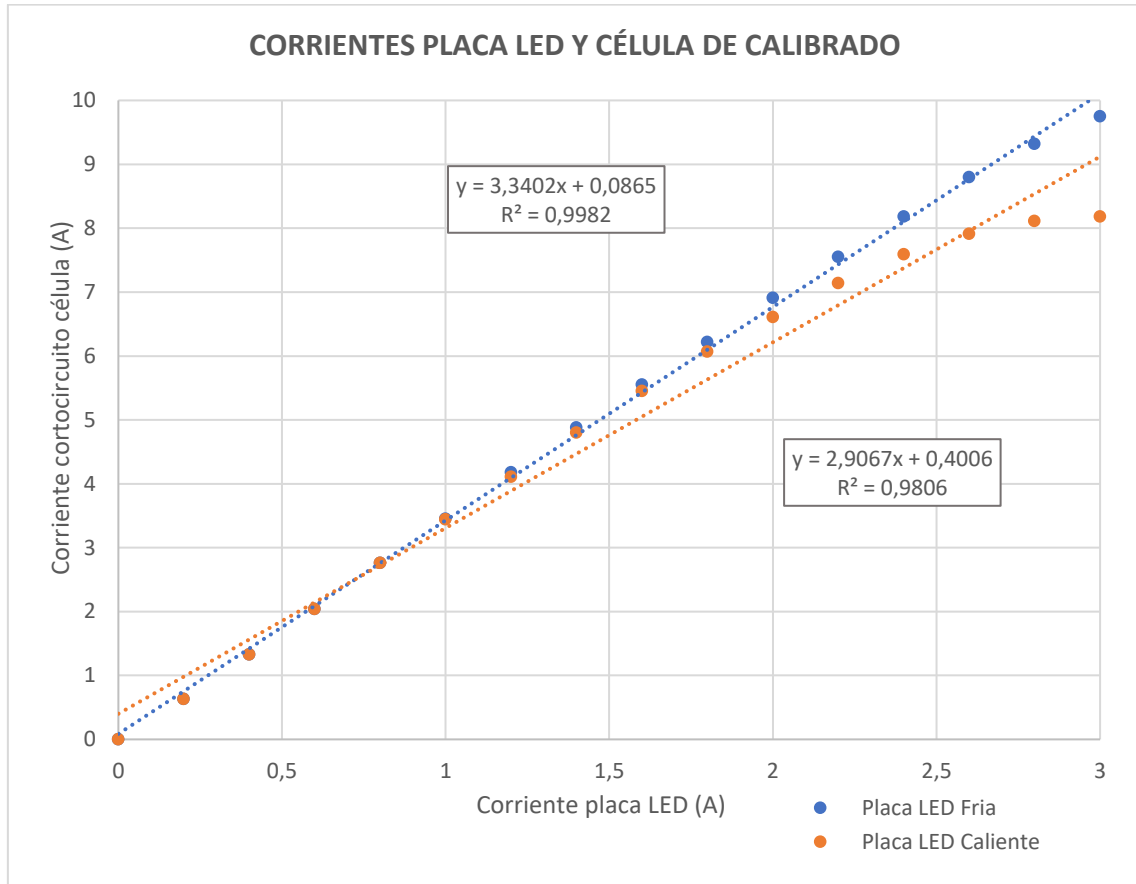


Figura 31: Medidas de corriente en la placa LED y corriente de cortocircuito de la célula de calibrado  
Fuente: elaboración propia

Debido a esta pérdida de eficiencia condicionada por la temperatura de operación de los diodos LED, la relación entre la corriente de alimentación de la placa LED y la corriente en la célula fotovoltaica de calibrado presenta una menor relación lineal cuando la placa LED se encuentra caliente, especialmente cuando la corriente inyectada en la placa es alta y por tanto la temperatura de funcionamiento es mayor (ver Tabla 10).

Tabla 10: Medidas de corriente en la placa LED y corriente de cortocircuito de la célula de calibrado  
Fuente: elaboración propia

| Corriente Placa LED (A)            | MEDIDAS PLACA LED EN CALIENTE |                      | MEDIDAS PLACA LED EN FRIO |                      |
|------------------------------------|-------------------------------|----------------------|---------------------------|----------------------|
|                                    | Temp. placa (°C)              | Corriente célula (A) | Temp. placa (°C)          | Corriente Célula (A) |
| 0                                  | 27                            | 0                    | 26                        | 0                    |
| 0,2                                | 28                            | 0,63                 | 27                        | 0,63                 |
| 0,4                                | 29                            | 1,33                 | 27                        | 1,33                 |
| 0,6                                | 30                            | 2,04                 | 27                        | 2,04                 |
| 0,8                                | 31                            | 2,76                 | 27                        | 2,76                 |
| 1                                  | 33                            | 3,44                 | 27                        | 3,45                 |
| 1,2                                | 35                            | 4,11                 | 27                        | 4,18                 |
| 1,4                                | 37                            | 4,8                  | 27                        | 4,88                 |
| 1,6                                | 39                            | 5,45                 | 27                        | 5,55                 |
| 1,8                                | 41                            | 6,07                 | 27                        | 6,22                 |
| 2                                  | 43                            | 6,61                 | 27                        | 6,91                 |
| 2,2                                | 47                            | 7,14                 | 27                        | 7,55                 |
| 2,4                                | 49                            | 7,59                 | 27                        | 8,18                 |
| 2,6                                | 51                            | 7,91                 | 27                        | 8,8                  |
| 2,8                                | 53                            | 8,11                 | 27                        | 9,32                 |
| 3                                  | 55                            | 8,18                 | 27                        | 9,75                 |
| <b>Temperatura ambiente: 25 °C</b> |                               |                      |                           |                      |

Teniendo en cuenta las medidas realizadas se puede conocer el nivel de corriente necesario para proporcionar el nivel de irradiancia deseado. En el proceso experimental se utilizan irradiancias de 1000, 500 y 250 W/m<sup>2</sup>, cuyas corrientes de alimentación de la placa LED aparecen en la Tabla 11. Hay que destacar que para el cálculo de la irradiancia equivalente se ha utilizado la recta de calibrado en caliente, ya que en el proceso de medida de fotoluminiscencia no resulta operativo esperar a que la placa LED se enfríe entre medidas.

Tabla 11: Caracterización de la irradiación de la placa LED  
Fuente: elaboración propia

| CARACTERIZACIÓN DE LA IRRADIACIÓN DE LA PLACA LED |                                        |                         |
|---------------------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------|
| Corriente inyectada (Placa LED)                   | Corriente medida (Célula de calibrado) | Irradiación equivalente |
| 2,36 A                                            | 7,50 A                                 | 1000 W/m <sup>2</sup>   |
| 1,11 A                                            | 3,80 A                                 | 500 W/m <sup>2</sup>    |
| 0,57 A                                            | 1,95 A                                 | 250 W/m <sup>2</sup>    |

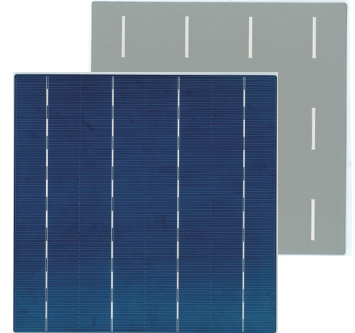
## **ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS**

1. Células solares policristalinas
2. LEDs infrarrojos
3. Cámara InGaAs
4. Objetivo de la cámara InGaAs

# IM156B4

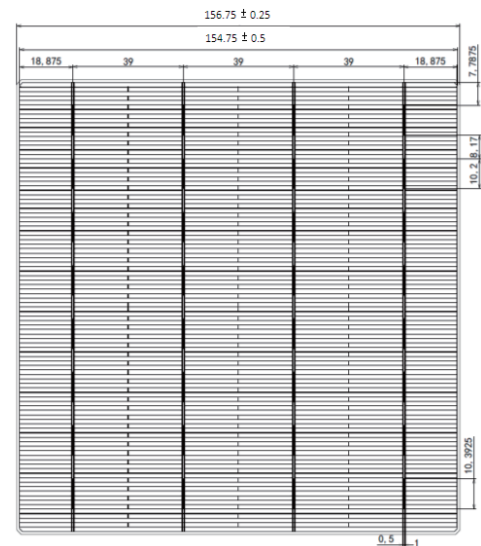
## Multicrystalline I-Cells

|                      |                                                                                                     |
|----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Dimension</b>     | 156.75mm x 156.75mm ± 0.25mm                                                                        |
| <b>Thickness(Si)</b> | 180µm ± 20µm, 200µm ± 20µm                                                                          |
| <b>Front</b>         | Blue silicon nitride anti-reflection coatings<br>1.0 mm hollow silver busbars                       |
| <b>Back</b>          | Full-surface aluminum back-surface field<br>2.0 mm (silver / aluminum) discontinuous soldering pads |



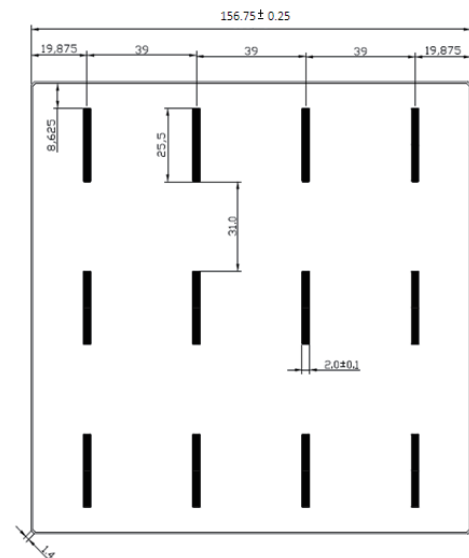
### ► Features

- > High conversion efficiencies resulting in superior power output performance
- > Outstanding power output even in low light or high temperature conditions
- > Optimized design for ease of soldering and lamination
- > Long-term stability, reliability and performance
- > Low breakage rate
- > Uniform Color



### ► Production and Quality Control

- > Precision cell efficiency sorting procedures
- > Stringent criteria for color uniformity and appearance
- > Reverse current and shunt resistance screening
- > ISO9001, ISO14001 and OHSAS 18001 certificated
- > Calibrated against Fraunhofer ISE



\* See the reverse side for more detail

**Electrical Performance**

| Efficiency Code              |        | 190   | 188   | 186   | 184   | 183   | 182   |
|------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Efficiency</b>            | Eff(%) | 19.00 | 18.80 | 18.60 | 18.40 | 18.30 | 18.20 |
| <b>Power</b>                 | Ppm(W) | 4.67  | 4.62  | 4.57  | 4.52  | 4.50  | 4.47  |
| <b>Max. Power Current</b>    | Ipm(A) | 8.54  | 8.49  | 8.45  | 8.40  | 8.38  | 8.36  |
| <b>Short Circuit Current</b> | Isc(A) | 8.99  | 8.96  | 8.92  | 8.89  | 8.87  | 8.85  |
| <b>Max. Power Voltage</b>    | Vpm(V) | 0.547 | 0.554 | 0.541 | 0.538 | 0.537 | 0.535 |
| <b>Open Circuit Voltage</b>  | Voc(V) | 0.645 | 0.643 | 0.640 | 0.638 | 0.637 | 0.635 |

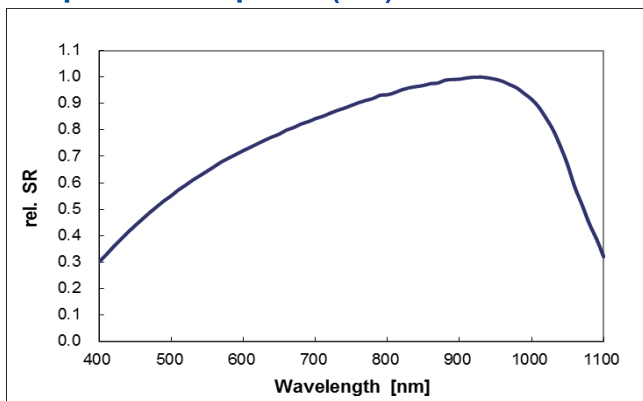
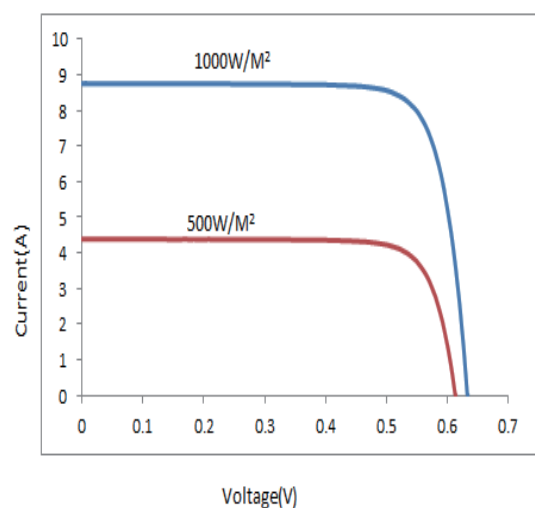
| Efficiency Code              |        | 181   | 180   | 178   | 176   | 174   | 172   |
|------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Efficiency</b>            | Eff(%) | 18.10 | 18.00 | 17.80 | 17.60 | 17.40 | 17.20 |
| <b>Power</b>                 | Ppm(W) | 4.45  | 4.42  | 4.37  | 4.32  | 4.28  | 4.23  |
| <b>Max. Power Current</b>    | Ipm(A) | 8.34  | 8.31  | 8.27  | 8.22  | 8.17  | 8.13  |
| <b>Short Circuit Current</b> | Isc(A) | 8.83  | 8.81  | 8.78  | 8.74  | 8.70  | 8.67  |
| <b>Max. Power Voltage</b>    | Vpm(V) | 0.534 | 0.532 | 0.530 | 0.527 | 0.524 | 0.521 |
| <b>Open Circuit Voltage</b>  | Voc(V) | 0.634 | 0.632 | 0.629 | 0.627 | 0.624 | 0.622 |

Standard test conditions: AM1.5, 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C. Average accuracy of all tested figures is ±1.5% rel.

**Temperature Coefficients**

|                                        |                |           |
|----------------------------------------|----------------|-----------|
| <b>Current Temperature Coefficient</b> | $\alpha(Isc)$  | 0.05%/°C  |
| <b>Voltage Temperature Coefficient</b> | $\beta(Voc)$   | -0.33%/°C |
| <b>Power Temperature Coefficient</b>   | $\gamma(Pmax)$ | -0.38%/°C |

Standard test conditions : AM1.5, 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C.

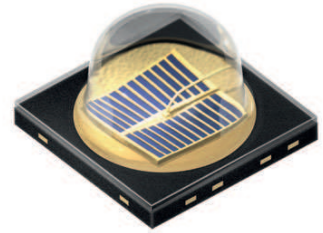
**Spectral Response(SR)**

**IV Curve**


Specifications subject to change without prior notice. MOTTECH reserves the rights of final interpretation and revision of this datasheet.

Feb 2017 Li1.4A M2\_04

# OSLON Black Series (850 nm) - 90° Version 1.5

## SFH 4715



### Features:

- IR lightsource with high efficiency
- Low thermal resistance (Max. 11 K/W)
- Centroid wavelength 850 nm
- Superior Corrosion Robustness (see chapter package outlines)
- The product qualification test plan is based on the guidelines of AEC-Q101-REV-C, Stress Test Qualification for Automotive Grade Discrete Semiconductors.

### Applications

- Infrared Illumination for cameras
- Surveillance systems
- Machine vision systems
- Eye tracking systems

### Notes

Depending on the mode of operation, these devices emit highly concentrated non visible infrared light which can be hazardous to the human eye. Products which incorporate these devices have to follow the safety precautions given in IEC 60825-1 and IEC 62471.

### Ordering Information

| Type:    | Radiant Intensity<br>$I_e$ [mW/sr]<br>$I_F=1$ A, $t_p=10$ ms | Ordering Code |
|----------|--------------------------------------------------------------|---------------|
| SFH 4715 | 270 ( $\geq 160$ )                                           | Q65111A2364   |

Note: measured at a solid angle of  $\Omega = 0.01$  sr

**Maximum Ratings** ( $T_A = 25\text{ °C}$ )

| Parameter                                                         | Symbol            | Values      | Unit  |
|-------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------|-------|
| Operation and storage temperature range                           | $T_{op}; T_{stg}$ | -40 ... 125 | °C    |
| Junction temperature                                              | $T_j$             | 145         | °C    |
| Reverse voltage                                                   | $V_R$             | 1           | V     |
| Forward current                                                   | $I_F$             | 1000        | mA    |
| Surge current<br>( $t_p = 500\text{ }\mu\text{s}$ , $D = 0$ )     | $I_{FSM}$         | 5           | A     |
| Power consumption                                                 | $P_{tot}$         | 1.8         | W     |
| ESD withstand voltage<br>(acc. to ANSI/ ESDA/ JEDEC JS-001 - HBM) | $V_{ESD}$         | 2           | kV    |
| Thermal resistance junction - solder point                        | $R_{thJS}$        | 11          | K / W |

*Note: For the forward current and power consumption please see "maximum permissible forward current" diagram*

**Characteristics** ( $T_A = 25\text{ °C}$ )

| Parameter                                                                                                        | Symbol               | Values             | Unit    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|--------------------|---------|
| Peak wavelength<br>( $I_F = 1\text{ A}$ , $t_p = 10\text{ ms}$ )                                                 | $\lambda_{peak}$     | 860                | nm      |
| Centroid wavelength<br>( $I_F = 1\text{ A}$ , $t_p = 10\text{ ms}$ )                                             | $\lambda_{centroid}$ | 850                | nm      |
| Spectral bandwidth at 50% of $I_{max}$<br>( $I_F = 1\text{ A}$ , $t_p = 10\text{ ms}$ )                          | $\Delta\lambda$      | 30                 | nm      |
| Half angle                                                                                                       | $\varphi$            | $\pm 45$           | °       |
| Dimensions of active chip area                                                                                   | $L \times W$         | 1 x 1              | mm x mm |
| Rise and fall times of $I_e$ ( 10% and 90% of $I_{e,max}$ )<br>( $I_F = 5\text{ A}$ , $R_L = 50\text{ }\Omega$ ) | $t_r / t_f$          | 7/14               | ns      |
| Forward voltage<br>( $I_F = 1\text{ A}$ , $t_p = 100\text{ }\mu\text{s}$ )                                       | $V_F$                | 1.5 ( $\leq 1.8$ ) | V       |
| Forward voltage<br>( $I_F = 5\text{ A}$ , $t_p = 100\text{ }\mu\text{s}$ )                                       | $V_F$                | 2 ( $\leq 2.9$ )   | V       |
| Total radiant flux<br>( $I_F = 1\text{ A}$ , $t_p = 100\text{ }\mu\text{s}$ )                                    | $\Phi_e$             | 630                | mW      |



| Parameter                                                                     |       | Symbol       | Values | Unit   |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------|--------------|--------|--------|
| Temperature coefficient of $I_e$ or $\Phi_e$<br>( $I_F = 1$ A, $t_p = 10$ ms) | (typ) | $TC_I$       | -0.3   | % / K  |
| Temperature coefficient of $V_F$<br>( $I_F = 1$ A, $t_p = 10$ ms)             | (typ) | $TC_V$       | -1     | mV / K |
| Temperature coefficient of wavelength<br>( $I_F = 1$ A, $t_p = 10$ ms)        | (typ) | $TC_\lambda$ | 0.3    | nm / K |

**Grouping** ( $T_A = 25$  °C)

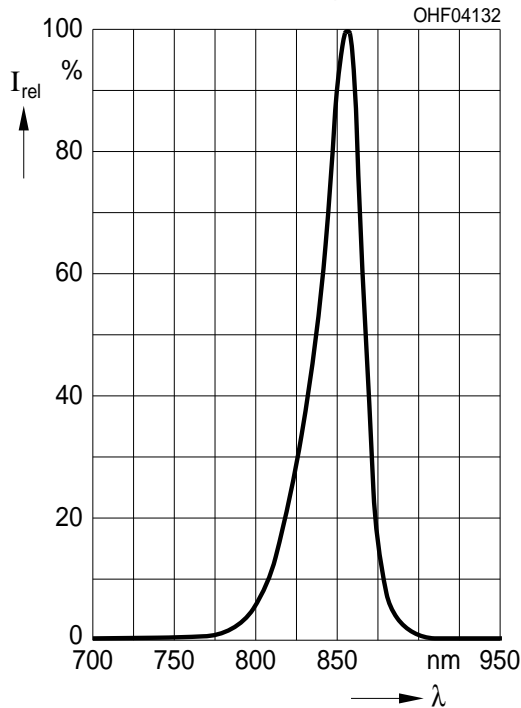
| Group        | Min Radiant Intensity                             | Max Radiant Intensity                             |
|--------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
|              | $I_F=1$ A, $t_p=10$ ms<br>$I_{e, \min}$ [mW / sr] | $I_F=1$ A, $t_p=10$ ms<br>$I_{e, \max}$ [mW / sr] |
| SFH4715 - BA | 160                                               | 250                                               |
| SFH4715 - BB | 200                                               | 320                                               |
| SFH4715 - CA | 250                                               | 400                                               |
| SFH4715 - CB | 320                                               | 500                                               |

Note: measured at a solid angle of  $\Omega = 0.01$  sr

Only one group in one packing unit (variation lower 1.6:1).

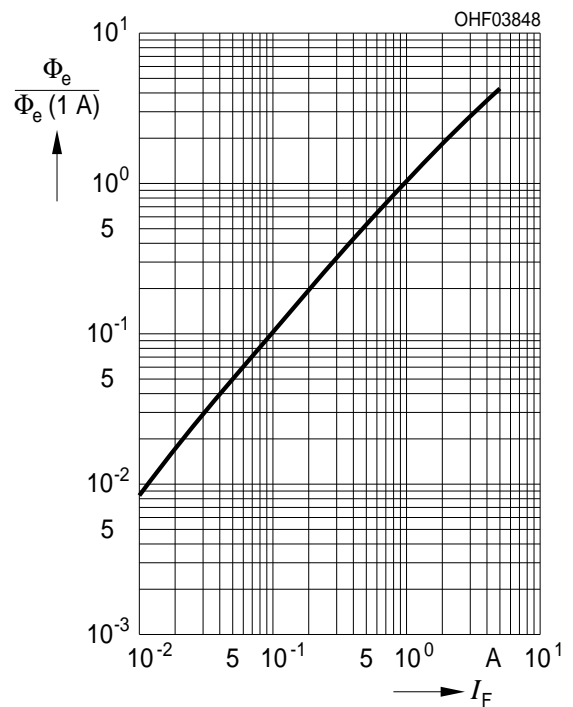
**Relative Spectral Emission** <sup>1) page 13</sup>

$I_{rel} = f(\lambda)$ ,  $T_A = 25\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $I_F = 1\text{ A}$ ,  $t_p = 10\text{ ms}$



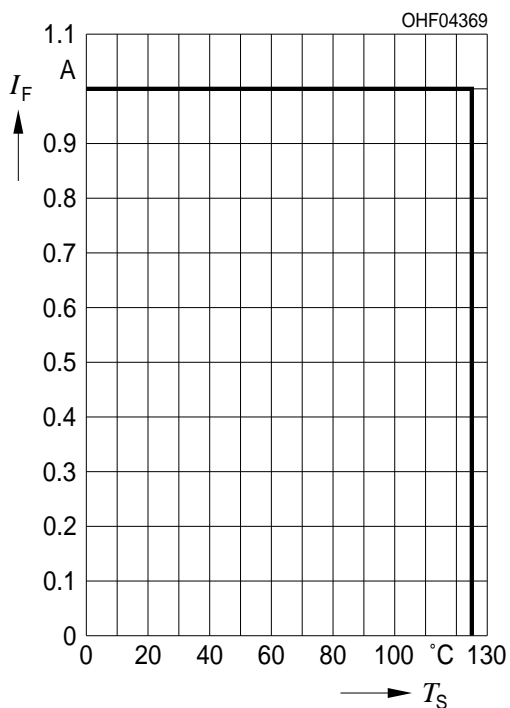
**Relative Total Radiant Flux** <sup>1) page 13</sup>

$\Phi_e / \Phi_e(1\text{ A}) = f(I_F)$ ,  $T_A = 25\text{ }^\circ\text{C}$ , Single pulse,  $t_p = 100\text{ }\mu\text{s}$



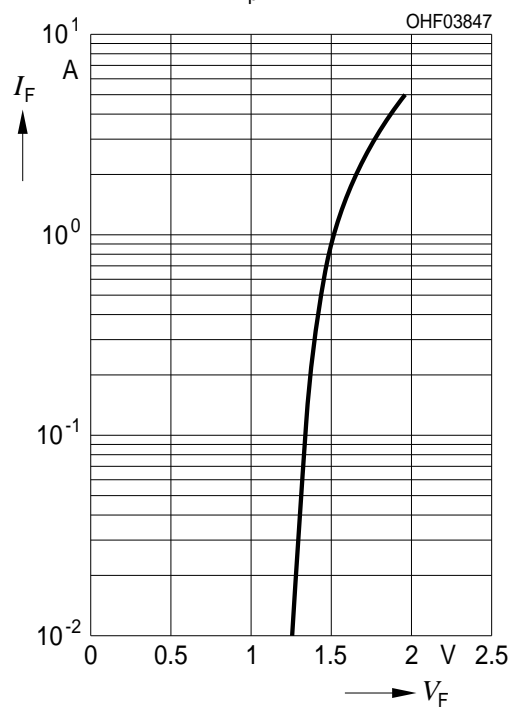
**Max. Permissible Forward Current**

$I_F = f(T_S)$ ,  $R_{thJS} = 11\text{ K/W}$



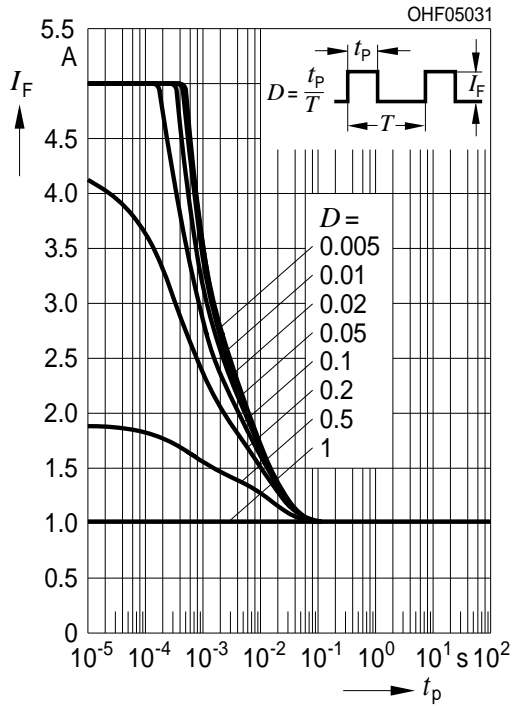
**Forward Current** <sup>1) page 13</sup>

$I_F = f(V_F)$ , single pulse,  $t_p = 100\text{ }\mu\text{s}$ ,  $T_A = 25\text{ }^\circ\text{C}$



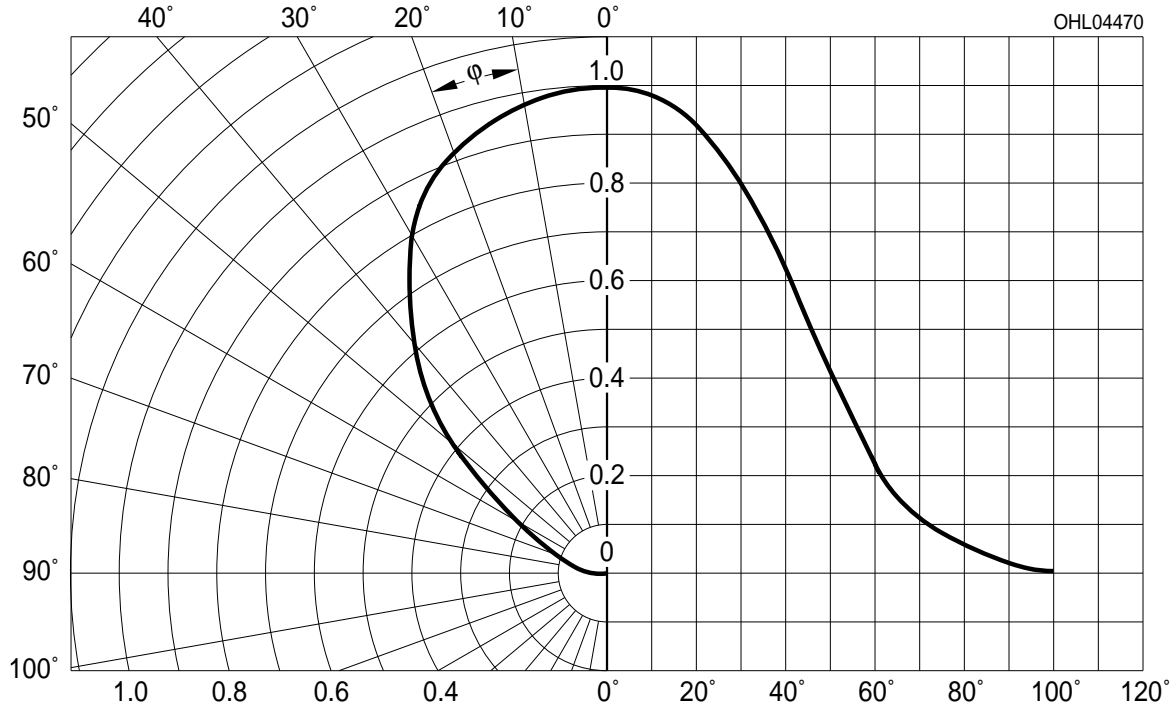
**Permissible Pulse Handling Capability**

$I_F = f(t_p)$ ,  $T_S = 85^\circ\text{C}$ , Duty cycle  $D = \text{parameter}$

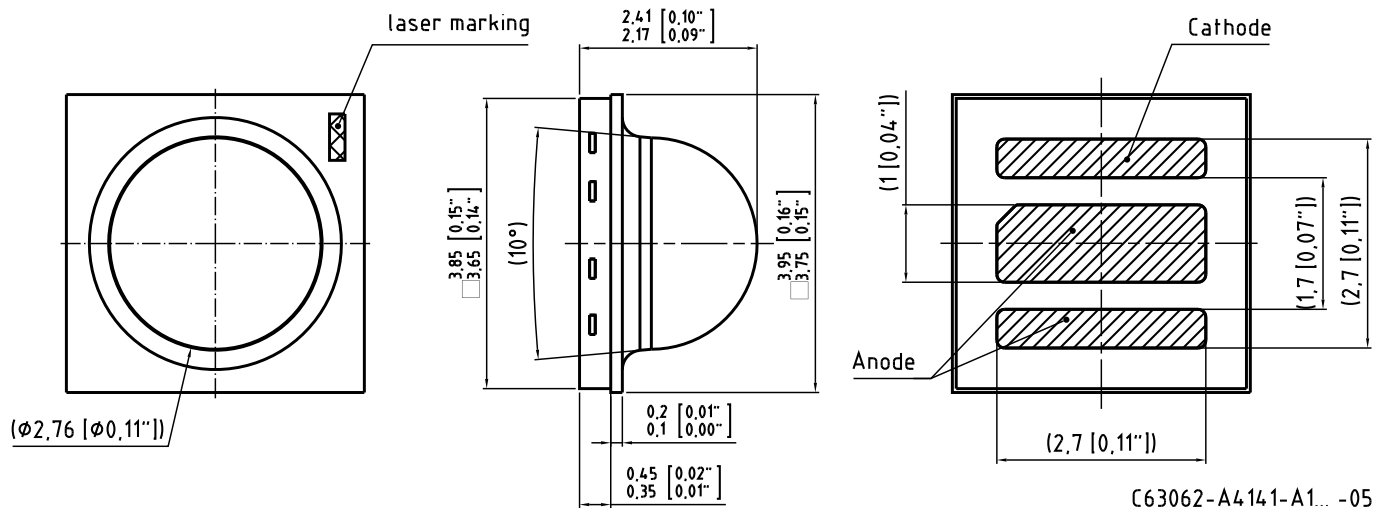


**Radiation Characteristics** <sup>1) page 13</sup>

$I_{rel} = f(\phi)$ ,  $T_A = 25^\circ\text{C}$



## Package Outline



*Dimensions in mm [inch].*

**Package**

OSLON Black Series

**Approximate Weight:**

32 mg

**Note:**

IRED is protected by ESD device which is connected in parallel to chip.

**Note:**

Package is not suitable for ultra sonic cleaning.

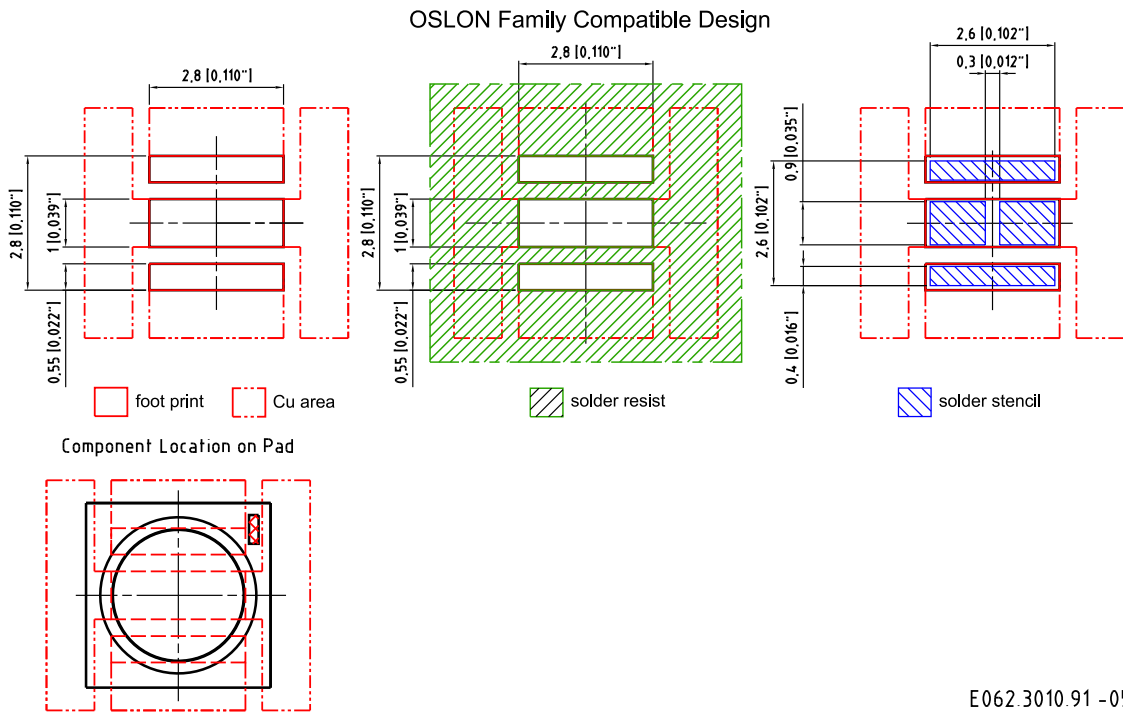
**Note:**

**Corrosion robustness better than EN 60068-2-60 (method 4):** with enhanced corrosion test:  $40^\circ\text{C} / 90\%\text{rh}$  / 15ppm H<sub>2</sub>S / 336h

**Note:**

**Anode mark:** Anode pad has chamfered edge, which points to cathode

Recommended Solder Pad



E062.3010.91 -05

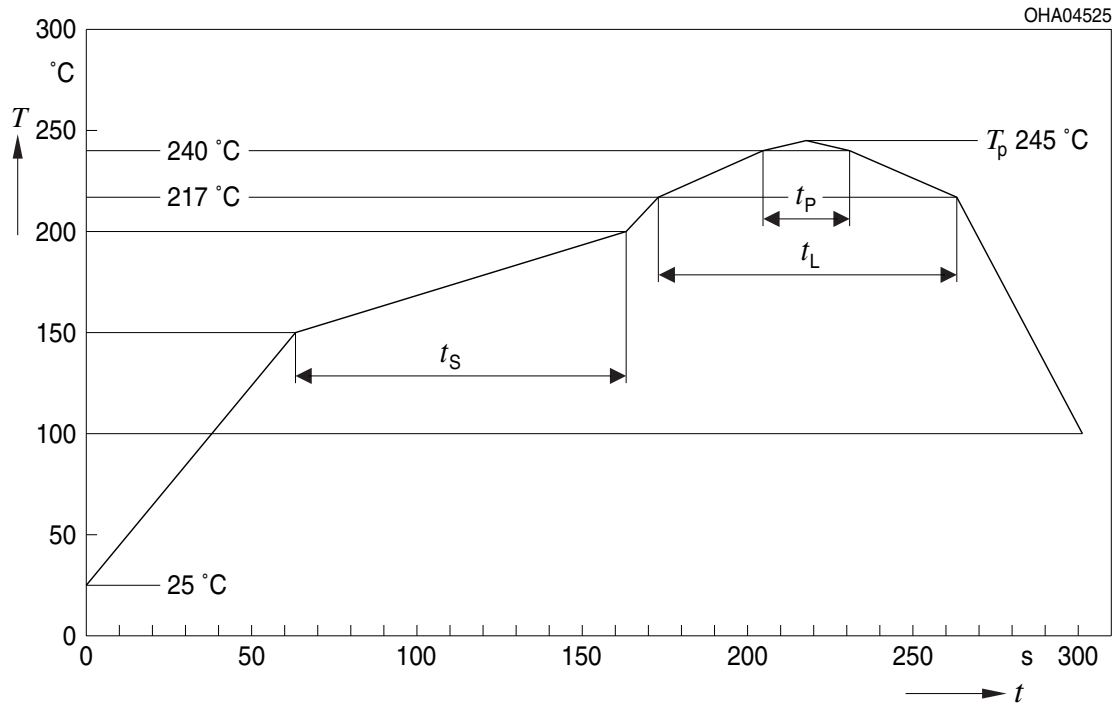
Dimensions in mm [inch].

**Note:**

For superior solder joint connectivity results we recommend soldering under standard nitrogen atmosphere.

### Reflow Soldering Profile

Product complies to MSL Level 2 acc. to JEDEC J-STD-020D.01



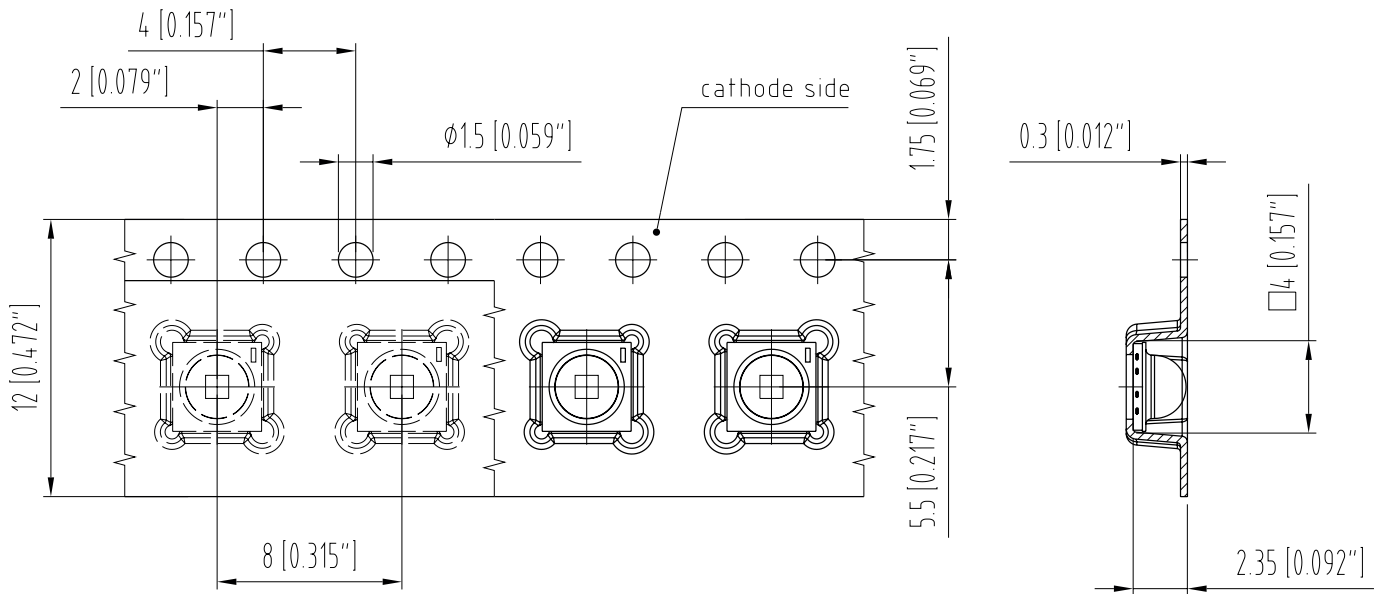
OHA04612

| Profile Feature<br>Profil-Charakteristik                          | Symbol<br>Symbol | Pb-Free (SnAgCu) Assembly |                |         | Unit<br>Einheit |
|-------------------------------------------------------------------|------------------|---------------------------|----------------|---------|-----------------|
|                                                                   |                  | Minimum                   | Recommendation | Maximum |                 |
| Ramp-up rate to preheat*)<br>25 °C to 150 °C                      |                  |                           | 2              | 3       | K/s             |
| Time $t_s$<br>$T_{Smin}$ to $T_{Smax}$                            | $t_s$            | 60                        | 100            | 120     | s               |
| Ramp-up rate to peak*)<br>$T_{Smax}$ to $T_p$                     |                  |                           | 2              | 3       | K/s             |
| Liquidus temperature                                              | $T_L$            | 217                       |                |         | °C              |
| Time above liquidus temperature                                   | $t_L$            |                           | 80             | 100     | s               |
| Peak temperature                                                  | $T_p$            |                           | 245            | 260     | °C              |
| Time within 5 °C of the specified peak<br>temperature $T_p - 5$ K | $t_p$            | 10                        | 20             | 30      | s               |
| Ramp-down rate*<br>$T_p$ to 100 °C                                |                  |                           | 3              | 6       | K/s             |
| Time<br>25 °C to $T_p$                                            |                  |                           |                | 480     | s               |

All temperatures refer to the center of the package, measured on the top of the component

\* slope calculation  $DT/Dt$ :  $Dt$  max. 5 s; fulfillment for the whole T-range

**Taping**

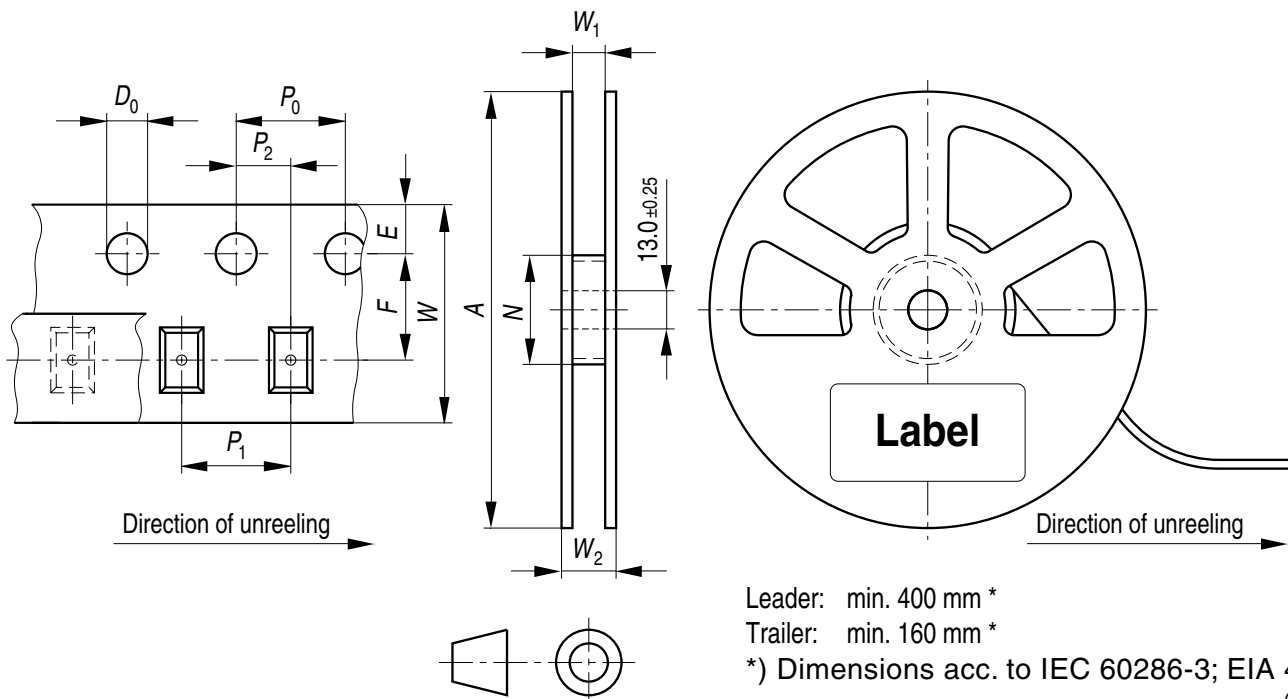


C63062-A4068-B10-08

*Dimensions in mm [inch].*

**Tape and Reel**

12 mm tape with 600 pcs. on  $\phi$  180 mm reel



Leader: min. 400 mm \*

Trailer: min. 160 mm \*

\*) Dimensions acc. to IEC 60286-3; EIA 481-D

OHAY0324

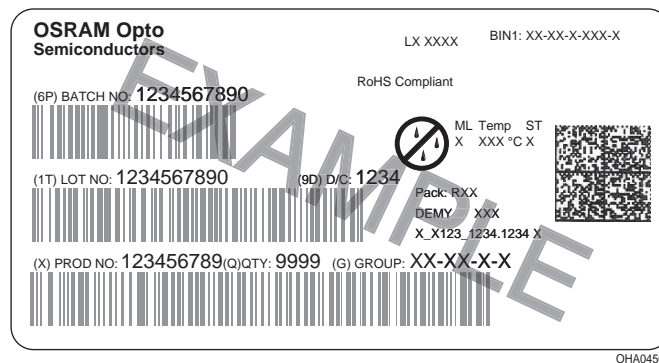
## Tape dimensions [mm]

| W                | P <sub>0</sub> | P <sub>1</sub>           | P <sub>2</sub> | D <sub>0</sub> | E          | F          |
|------------------|----------------|--------------------------|----------------|----------------|------------|------------|
| 12 + 0.3 / - 0.1 | 4 ± 0.1        | 4 ± 0.1<br>or<br>8 ± 0.1 | 2 ± 0.05       | 1.5 ± 0.1      | 1.75 ± 0.1 | 5.5 ± 0.05 |

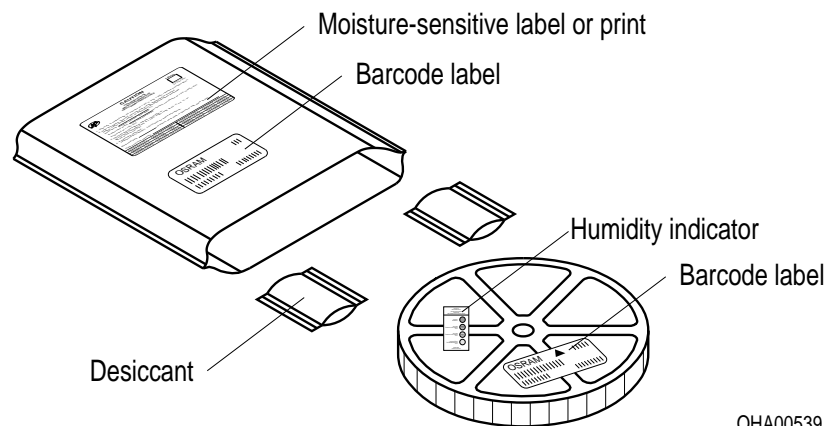
## Reel dimensions [mm]

| A   | W  | N <sub>min</sub> | W <sub>1</sub> | W <sub>2max</sub> |
|-----|----|------------------|----------------|-------------------|
| 180 | 12 | 60               | 12.4 + 2       | 18.4              |

## Barcode-Product-Label (BPL)



## Dry Packing Process and Materials

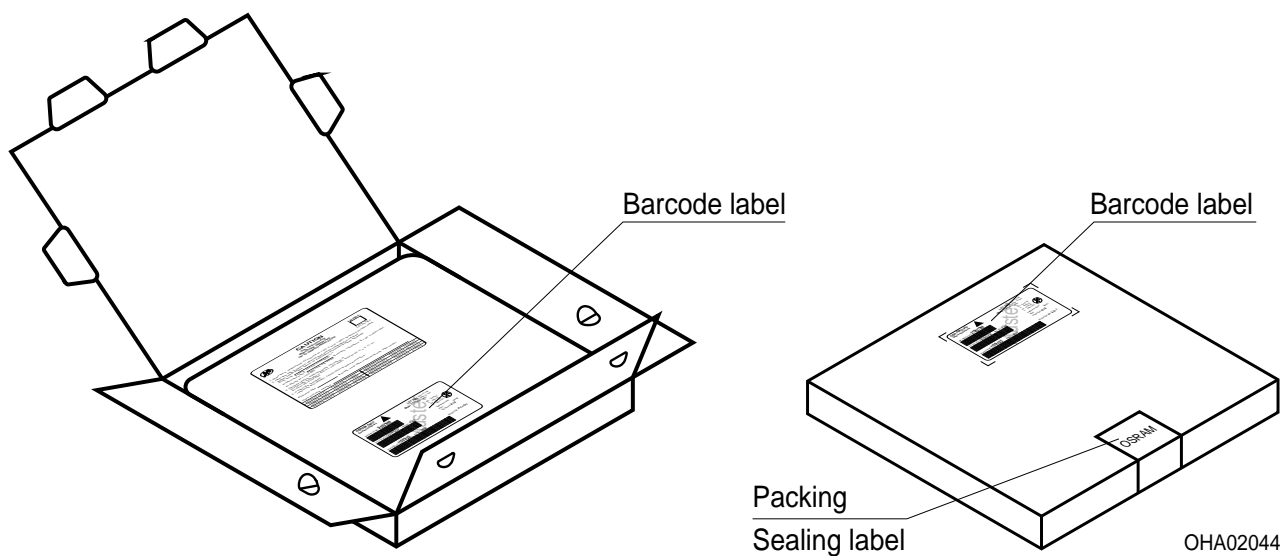


## Note:

Moisture-sensitive product is packed in a dry bag containing desiccant and a humidity card. Regarding dry pack you will find further information in the internet. Here you will also find the normative references like JEDEC.



## Transportation Packing and Materials



## Dimensions of transportation box in mm

| Width   | Length  | Height |
|---------|---------|--------|
| 195 ± 5 | 195 ± 5 | 30 ± 5 |

**Disclaimer**

Language english will prevail in case of any discrepancies or deviations between the two language wordings.

**Attention please!**

The information describes the type of component and shall not be considered as assured characteristics.

Terms of delivery and rights to change design reserved. Due to technical requirements components may contain dangerous substances.

For information on the types in question please contact our Sales Organization.

If printed or downloaded, please find the latest version in the Internet.

**Packing**

Please use the recycling operators known to you. We can also help you – get in touch with your nearest sales office.

By agreement we will take packing material back, if it is sorted. You must bear the costs of transport. For packing material that is returned to us unsorted or which we are not obliged to accept, we shall have to invoice you for any costs incurred.

**Components used in life-support devices or systems must be expressly authorized for such purpose!**

Critical components\* may only be used in life-support devices\*\* or systems with the express written approval of OSRAM OS.

\*) A critical component is a component used in a life-support device or system whose failure can reasonably be expected to cause the failure of that life-support device or system, or to affect its safety or the effectiveness of that device or system.

\*\*) Life support devices or systems are intended (a) to be implanted in the human body, or (b) to support and/or maintain and sustain human life. If they fail, it is reasonable to assume that the health and the life of the user may be endangered.

**Glossary**

- <sup>1)</sup> **Typical Values:** Due to the special conditions of the manufacturing processes of LED, the typical data or calculated correlations of technical parameters can only reflect statistical figures. These do not necessarily correspond to the actual parameters of each single product, which could differ from the typical data and calculated correlations or the typical characteristic line. If requested, e.g. because of technical improvements, these typ. data will be changed without any further notice.

**Published by OSRAM Opto Semiconductors GmbH**  
**Leibnizstraße 4, D-93055 Regensburg**  
**www.osram-os.com © All Rights Reserved.**

EU RoHS and China RoHS compliant product



此产品符合欧盟 RoHS 指令的要求；  
按照中国的相关法规和标准，不含有毒有害物质或元素。

# InGaAs camera C12741-03



## FEATURES

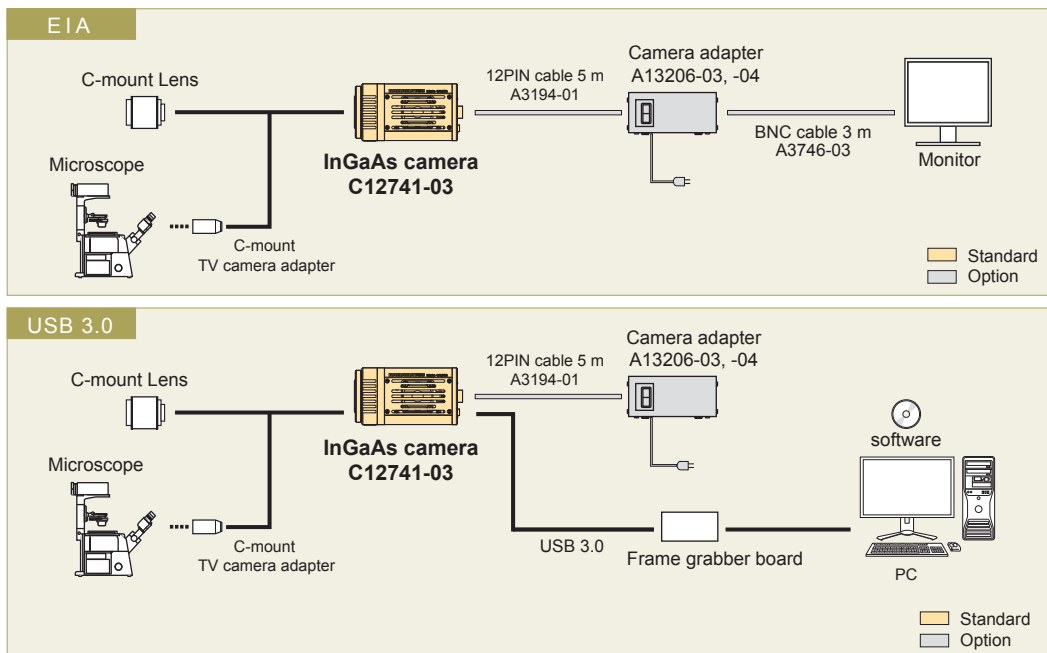
- High sensitivity in the near infrared region
- 640 × 512 pixels
- Low noise and high stability with cooling
- Simultaneous output from two interfaces: analog (EIA) port and USB 3.0 port
- Frame rate of 60 frames/s

## APPLICATIONS

- Internal inspections of silicon wafers and devices
- Evaluation of solar cells
- Evaluation and analysis of optical communication devices
- EL/PL image acquisition

The C12741-03 is an InGaAs camera with sensitivity in the near infrared region from 950 nm to 1700 nm. It has an analog output (EIA) and a USB 3.0 interface port which supports 14 bit image acquisition and exposure time adjustment. This makes the C12741-03 ideal for use in a wide range of applications including internal inspection of silicon wafers and devices, laser beam alignment and evaluation of solar cells.

## SYSTEM CONFIGURATION



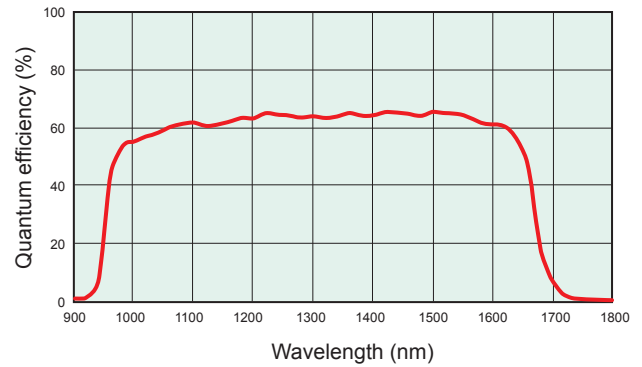
## SPECIFICATIONS

|                                  |                                                    |
|----------------------------------|----------------------------------------------------|
| Type number                      | C12741-03                                          |
| Imaging device                   | InGaAs sensor                                      |
| Effective number of pixels       | 640 (H) × 512 (V)                                  |
| Pixel size                       | 20 μm (H) × 20 μm (V)                              |
| Effective area                   | 12.8 mm (H) × 10.24 mm (V)                         |
| Cooling method                   | Peltier cooling                                    |
| Cooling temperature              | Forced-air cooled<br>(Ambient temperature: +25 °C) |
|                                  | +10 °C                                             |
| Frame rate                       | 59.774 frames/s                                    |
| Digital output                   | 14 bit                                             |
| Exposure time *1                 | 16.7 ms to 1 s                                     |
| External trigger input mode      | Edge trigger, Level trigger, Start trigger         |
| Trigger delay function           | 0 s to 1 s in 10 μs steps                          |
| Trigger input connector          | SMA                                                |
| Interface                        | EIA, USB 3.0 *2                                    |
| Image processing functions       | Background subtraction,<br>Shading correction      |
| Lens mount                       | C-mount                                            |
| Connector                        | USB 3.0 microB type                                |
| Power supply                     | DC +12 V                                           |
| Power consumption                | Approx. 16 W                                       |
| Ambient operating temperature *1 | 0 °C to +40 °C                                     |
| Ambient operating humidity       | 30 % to 80 %<br>(with no condensation)             |
| Ambient storage temperature      | -10 °C to +50 °C                                   |
| Ambient storage humidity         | 90 % max.<br>(with no condensation)                |

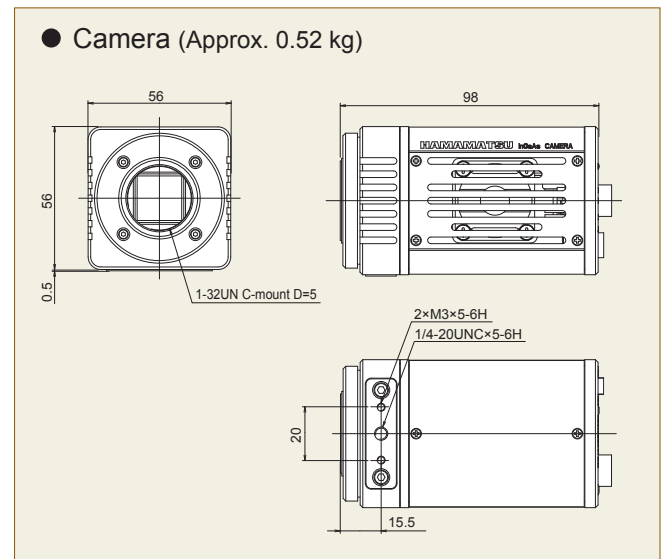
\*1: Depend on the exposure time or ambient temperature, brighter or darker pixels than surrounding area or uneven pattern may appear in the image.  
It comes from the characteristics of InGaAs sensor and not the defects or failure of the camera.

\*2: Equivalent to USB 3.1 Gen 1

## SPECTRAL RESPONSE



## DIMENSIONAL OUTLINES (Unit : mm)



## OPTIONS

- Camera adapter: A13206-03 (for US)  
: A13206-04 (for EU)
- 12PIN cable 5 m: A3194-01
- BNC cable 3 m: A3746-03

★ Product and software package names noted in this documentation are trademarks or registered trademarks of their respective manufacturers.

- Subject to local technical requirements and regulations, availability of products included in this promotional material may vary. Please consult your local sales representative.
- Information furnished by HAMAMATSU is believed to be reliable. However, no responsibility is assumed for possible inaccuracies or omissions. Specifications and external appearance are subject to change without notice.
- The spectral response specified in this catalog is typical value, it is not guaranteed.

© 2019 Hamamatsu Photonics K.K.

**HAMAMATSU PHOTONICS K.K.** [www.hamamatsu.com](http://www.hamamatsu.com)

HAMAMATSU PHOTONICS K.K., Systems Division

812 Joko-cho, Higashi-ku, Hamamatsu City, 431-3196, Japan, Telephone: (81)53-431-0124, Fax: (81)53-433-8031, E-mail: [export@sys.hpk.co.jp](mailto:export@sys.hpk.co.jp)

U.S.A.: Hamamatsu Corporation: 360 Foothill Road, Bridgewater, NJ 08807, U.S.A., Telephone: (1)908-231-0960, Fax: (1)908-231-1218 E-mail: [usa@hamamatsu.com](mailto:usa@hamamatsu.com)

Germany: Hamamatsu Photonics Deutschland GmbH: Arzbergerstr. 10, D-82211 Herrsching am Ammersee, Germany, Telephone: (49)8152-375-0, Fax: (49)8152-265-8 E-mail: [info@hamamatsu.de](mailto:info@hamamatsu.de)

France: Hamamatsu Photonics France S.A.R.L.: 19, Rue du Saule Trapu, Parc du Moulin de Massy, 91882 Massy Cedex, France, Telephone: (33)1 69 53 71 00, Fax: (33)1 69 53 71 10 E-mail: [infos@hamamatsu.fr](mailto:infos@hamamatsu.fr)

United Kingdom: Hamamatsu Photonics UK Limited: 2 Howard Court, 10 Tewin Road, Welwyn Garden City, Hertfordshire AL7 1BW, UK, Telephone: (44)1707-294888, Fax: (44)1707-325777 E-mail: [info@hamamatsu.co.uk](mailto:info@hamamatsu.co.uk)

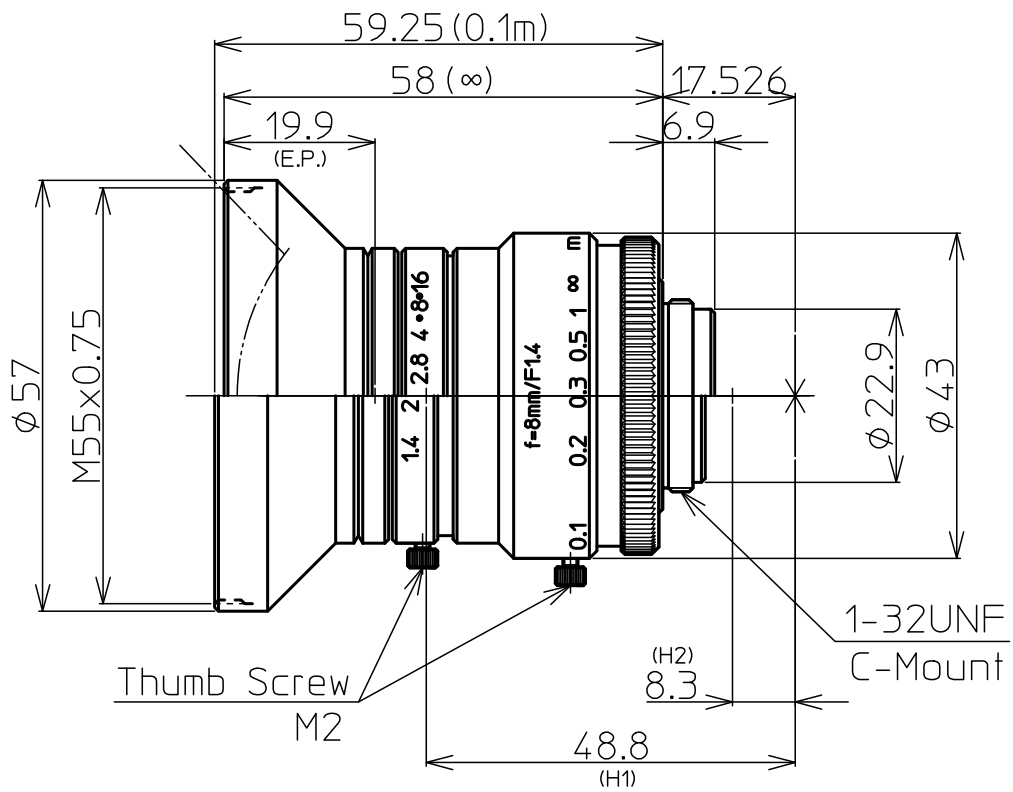
North Europe: Hamamatsu Photonics Norden AB: Torshamnsgatan 35 16440 Kista, Sweden, Telephone: (46)8-509 031 00, Fax: (46)8-509 031 01 E-mail: [info@hamamatsu.se](mailto:info@hamamatsu.se)

Italy: Hamamatsu Photonics Italia S.r.l.: Strada della Moia, 1 int. 6, 20020 Arese (Milano), Italy, Telephone: (39)02-93 58 17 33, Fax: (39)02-93 58 17 41 E-mail: [info@hamamatsu.it](mailto:info@hamamatsu.it)

China: Hamamatsu Photonics (China) Co., Ltd.: 1201 Tower B, Jiaming Center, 27 Dongsanhuan Beilu, Chaoyang District, 100020 Beijing, P.R.China, Telephone: (86)10-6586-6006, Fax: (86)10-6586-2866 E-mail: [hpc@hamamatsu.com.cn](mailto:hpc@hamamatsu.com.cn)

Taiwan: Hamamatsu Photonics Taiwan Co., Ltd.: 8F-3, No.158, Section2, Gongdao 5th Road, East District, Hsinchu, 300, Taiwan R.O.C. Telephone: (886)3-659-0080, Fax: (886)3-659-0081 E-mail: [info@hamamatsu.com.tw](mailto:info@hamamatsu.com.tw)

Cat. No. SCAS0111E06  
JUL/2019 HPK  
Created in Japan



| 1" 1.4/8mm C                                   |            | 1"                  | 2/3"      | 1/1.8"             |
|------------------------------------------------|------------|---------------------|-----------|--------------------|
| FOCAL LENGTH                                   |            | f=8mm               |           |                    |
| MAX. DIAMETER (RATIO)                          |            | F=1:1.4~16          |           |                    |
| PICTURE SIZE                                   |            | 9.6x12.8mm          | 6.6x8.8mm | 5.4x7.2mm          |
| ANGLE                                          | VER. ANGLE | 63.0°               | 44.7°     | 36.9°              |
|                                                | HOR. ANGLE | 79.4°               | 58.3°     | 48.5°              |
|                                                | DIA. ANGLE | 92.4°               | 70.7°     | 59.5°              |
| DISTORTION (TV)                                |            | -1.2%               |           |                    |
| SHOOTING RANGE AT<br>MINIMUM FOCUS<br>DISTANCE | VER.       | 143.2mm             | 96.0mm    | 77.9mm             |
|                                                | HOR.       | 196.0mm             | 130.4mm   | 105.2mm            |
|                                                | DIA.       | 247.0mm             | 166.2mm   | 133.6mm            |
| MINIMUM FOCUS DISTANCE                         |            | 0.1m                |           |                    |
| FLANGE BACK                                    |            | 17.526mm in air     |           |                    |
| BACK FOCUS                                     |            | 11.2mm in air       |           |                    |
| FILTER SCREW SIZE                              |            | M55x0.75            |           |                    |
| FRONT/REAR EFFECTIVE DIA.                      |            | FRONT $\phi$ 37.4mm |           | REAR $\phi$ 17.5mm |
| MOUNT                                          |            | C-MOUNT             |           |                    |
| EXIT PUPIL                                     |            | -45.9mm             |           |                    |
| TEMPERATURE RANGE                              |            | -10~+50°C           |           |                    |
| STORAGE TEMPERATURE RANGE                      |            | -20~+60°C           |           |                    |
| RESOLUTION CENTER/CORNER                       |            | CENTER 100lp/mm     |           | CORNER 80lp/mm     |
| WEIGHT                                         |            | 205 g               |           |                    |

NOTE: Specifications and availability are subject to change without notice  
 注) 本仕様については、予告なしに変更する場合があります。



|            |       |     |               |      |             |
|------------|-------|-----|---------------|------|-------------|
|            |       | 尺度  | 1/1           | 工場番号 | HR975NCN-3H |
|            |       | 機種名 | 1" F1.4 f=8mm |      |             |
| 2014.12.25 | 更新    | 機種番 | LM8HC 外観図     |      |             |
| 2013.4.15  | 作成年月日 |     |               |      |             |