



**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID  
ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES**

**Grado en Ingeniería Eléctrica**

**Análisis de defectos en Paneles Solares de  
Plantas Fotovoltaicas mediante Termografía y  
Electroluminiscencia.**

**Autor:**

**Ramos Palenzuela, Juan Bautista**

**Tutor(es):**

**González Rebollo, Miguel Ángel  
Física de la Materia Condensada,  
Cristalografía y Mineralogía/Física  
de la Materia**

**Valladolid, Enero de 2022.**



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES



## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría matizar que este trabajo y todo lo que lleva asociado, ha sido posible gracias al apoyo incondicional de mis padres y de mi hermana, que han creído y confiado en mí durante toda esta etapa de mi vida.

Agradecimiento especial a mi madre, que ha sabido darme los mejores consejos en los peores momentos, para reconducir la situación y alcanzar la deseada meta.

A Irene, que me ha acompañado en estos últimos años, y ha confiado en mí sin ninguna duda.

Por último, agradecer a mi tutor, Don Miguel, por la gran ayuda ofrecida para la realización de este trabajo, solucionándome todas las dudas y problemas que me han surgido.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES



## RESUMEN Y PALABRAS CLAVE

En primer lugar, se procede con una breve introducción a las energías renovables, siendo objeto de estudio el estado de su situación actual, tanto a nivel de desarrollo como a nivel legislativo.

Se continúa con un estudio más exhaustivo acerca de la energía solar fotovoltaica, analizando su desarrollo en la historia, sus componentes, su funcionamiento, sus características...

Seguidamente, se hace especial hincapié en los principales defectos que se encuentran en una planta solar, siendo todos ellos analizados, definidos y comentados. Posteriormente se procede con un análisis de cómo se pueden detectar e interpretar a través de la utilización de la Termografía y de la Electroluminiscencia, analizando e interpretando una serie de fotografías de defectos de paneles para un mayor entendimiento.

Se termina el mismo comparándolos y valorando para que situaciones es mejor utilizar uno u otro, así como analizando una serie de fotografías de módulos defectuosos tomadas con ambas técnicas.

**PALABRAS CLAVE:** Fotovoltaica, Mantenimiento, Defectos, Termografía y Electroluminiscencia.

## ABSTRACT AND KEYWORDS

First, we proceed with a brief introduction to renewable energies, being the object of study the state of its current situation, both at the development level and at the legislative level.

It continues with a more exhaustive study about photovoltaic solar energy, analyzing its development in history, its components, its operation, its characteristics ...

Next, special emphasis is placed on the main defects found in a solar plant, all of which are analyzed, defined and commented on. Subsequently, an analysis of how they can be detected and interpreted through the use of Thermography and Electroluminescence is carried out, analyzing and interpreting a series of photographs of panel defects for a better understanding.

It ends by comparing and assessing for which situations it is better to use one or the other, as well as analyzing a series of photographs of damaged modules taken with both techniques.

**KEYWORDS:** Photovoltaic, Maintenance, Defects, Thermography and electroluminescence.



**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**



## ÍNDICE

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....</b>	<b>1</b>
1.1	Objetivos.....	1
1.2	Concepto de Energía .....	1
1.3	Energías Renovables en Europa y en España.....	2
<b>2.</b>	<b>ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>7</b>
2.1	Principio de funcionamiento.....	8
2.2	Componentes Fotovoltaicos .....	11
2.2.1	El Generador Fotovoltaico.....	11
2.2.2	El Inversor .....	19
2.2.3	Las Baterías .....	19
2.2.4	El Regulador de Carga.....	21
2.3	Curvas Características.....	22
2.4	Tipos de Instalaciones .....	25
2.4.1	Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a red (SFCR).....	26
2.4.2	Instalaciones Fotovoltaicas aisladas de la Red .....	27
2.5	Mantenimiento en Instalaciones Fotovoltaicas.....	29
2.5.1	Mantenimiento preventivo en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.....	31
2.5.2	Mantenimiento preventivo en instalaciones fotovoltaicas aisladas....	32
2.6	Legislación Fotovoltaica en España .....	33
<b>3.</b>	<b>METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO.....</b>	<b>35</b>
3.1	Defectos.....	35
3.1.1	Delaminación .....	37
3.1.2	Agrietamiento celular .....	38
3.1.3	Pérdida de homogeneidad.....	40
3.1.4	Rotura del marco .....	41
3.1.5	Producción de ácido acético.....	42
3.1.6	Decoloración del encapsulante .....	42
3.1.7	Derivaciones .....	43
3.1.8	Fallo en la interconexión entre la cadena y la celda.....	43
3.1.9	Defectos en la hoja posterior.....	44
3.1.10	Caja de Conexiones .....	45
3.1.11	Snails trails.....	46



3.1.12	Puntos Calientes.....	48
3.1.13	Amarilleamiento.....	49
3.1.14	Cinta de conductor y defectos de las juntas .....	50
3.1.15	Degradación Inducida por Potencial (PID).....	51
3.1.16	Análisis de los defectos.....	55
3.2	Métodos de Inspección Ópticos.....	56
3.2.1	Termografía.....	56
3.2.2	Electroluminiscencia Fotovoltaica (EL) .....	80
3.2.3	Estudio de imágenes IR y EL.....	100
4.	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>105</b>
5.	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>109</b>
6.	<b>ANEXO: Estudio de principales problemas localizados en una planta solar fotovoltaica.....</b>	<b>1155</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICOS Y TABLAS

### ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Reparto Porcentual de la energía solar .....	8
Figura 2.2: Silicio tipo n y silicio tipo p.....	10
Figura 2.3: Capas de un panel solar.....	10
Figura 2.4: Estructura de un panel fotovoltaico.....	12
Figura 2.5: Fotografía de Paneles de Silicio Monocristalino.....	13
Figura 2.6: Fotografía de una instalación fotovoltaica de Paneles de Silicio Policristalino.....	13
Figura 2.7: Fotografía de Paneles de Capa Fina.....	14
Figura 2.8: Inclinación y Orientación.....	15
Figura 2.9: Posición típica de los paneles.....	16
Figura 2.10: Sistemas de seguimiento de los paneles.....	16
Figura 2.11: Curvas I-V y P-V.....	22
Figura 2.12: Curva I-V de Módulo funcionando de manera óptima.....	23
Figura 2.13: Curva I-V de Módulo débil dañado.....	24
Figura 2.14: Curva I-V de Módulo con un string averiado.....	24
Figura 2.15: Curva I-V de Módulo con falla.....	25
Figura 2.16: Esquema de los tipos de instalaciones fotovoltaicas.....	25
Figura 2.17: Instalación fotovoltaica conectada de la red.....	26
Figura 2.18: Sistema con regulador y batería.....	27
Figura 2.19: Sistema con regulador, batería e inversor.....	28
Figura 2.20: Sistemas fotovoltaicos y su legislación.....	33
Figura 3.1: Balance de defectos en paneles fotovoltaicos.....	36
Figura 3.2: Fotografías del efecto de la delaminación de las células en un panel fotovoltaico.....	38
Figura 3.3: Fotografía EL de un panel con varias grietas y microgrietas.....	40
Figura 3.4: Fotografía EL de un panel con varias zonas con pérdida de homogeneidad.....	41
Figura 3.5: Fotografía de un panel con el marco partido debido al peso de la nieve.....	41
Figura 3.6: Fotografías de paneles afectados por la corrosión debido a fallo en el encapsulante. ....	43

Figura 3.7: Células solares de silicio cristalino interconectadas en serie con cinta adhesiva. ....	44
Figura 3.8: Fotografías de diferentes cajas de conexiones, abiertas, con problemas de estanqueidad y con problemas en las interconexiones.....	46
Figura 3.9: Fotografías de la izquierda muestran en la parte superior una foto de un panel fotovoltaica afectado por Snails Trails y la fotografía inferior muestra ese mismo panel pero a través de una fotografía EL. La fotografía de la derecha muestra otro panel afectado por los Snails Trails.....	47
Figura 3.10: Fotografías de la parte superior tomadas de módulos fotovoltaicos dañados por puntos calientes. Fotografías de la parte inferior reflejan como, un módulo aparentemente en buen estado, con una imagen IR se aprecian los diferentes puntos calientes localizados en varias células dañadas.....	49
Figura 3.11: Fotografías de un módulo afectado por el amarilleamiento.....	50
Figura 3.12: Descripción del defecto PID.....	51
Figura 3.13: Proceso de ensayo defecto PID.....	52
Figura 3.14: Prueba PID superada por paneles distribuidos por SunsField.....	53
Figura 3.15: Ensayos realizados PID sobre distintos paneles de diferentes marcas.....	54
Figura 3.16: Cuarto de contadores visto a través de una cámara térmica.....	58
Figura 3.17: Imagen tomada de paneles fotovoltaicos afectados con microgrietas.....	62
Figura 3.18: Imagen tomada de unos paneles fotovoltaicos dañados, afectados con defectos de fábrica.....	63
Figura 3.19: Imagen tomada de unos paneles fotovoltaicos con células sobrecalentadas.....	64
Figura 3.20: Imagen tomada de unos paneles fotovoltaicos afectados por sombras.....	65
Figura 3.21: Fotografías tomadas de diodos de derivación sobrecalentados.....	66
Figura 3.22: Fotografías tomadas de conexiones dañadas.....	67
Figura 3.23: Fotografías tomadas de panel afectado por el PID en diferentes condiciones.....	68
Figura 3.24: Fotografías tomadas de una planta con módulos afectados por el PID.....	68
Figura 3.25: Fotografías tomadas de una planta con módulos afectados por el PID.....	69
Figura 3.26: Fotografías tomadas de un panel con interconexiones entre células dañadas.....	69
Figura 3.27: Fotografía tomada de un fusible dañado sobrecalentado.....	70

Figura 3.28: Fotografía tomada de conectores sueltos, sobrecalentados y terminales dañados.....	70
Figura 3.29: Fotografía tomada de un inversor sobrecalentado.....	71
Figura 3.30: 3 Fotografías tomada de Paneles solares con defectos.....	71
Figura 3.31: Imagen tomada de paneles fotovoltaicos con células dañadas.....	73
Figura 3.32: Imagen tomada de paneles fotovoltaicos con circuito bypass dañado.....	74
Figura 3.33: 4 fotografías que muestran las cajas de conexiones dañadas y sobrecalentadas.....	75
Figura 3.34: Fotografías que muestran una conexión sobrecalentada, vista desde la parte superior del panel y desde la parte inferior.....	75
Figura 3.35: Fotografía que muestra un módulo completo defectuoso.....	76
Figura 3.36: Diagrama de caja y bigotes que muestra las diferencias de temperaturas de todos los módulos dañados de la investigación.....	77
Figura 3.37: Tabla de imágenes IR de algunos defectos.....	79
Figura 3.38: Fenómeno del electrón cuando emite y absorbe energía.....	80
Figura 3.39: Análisis mediante electroluminiscencia realizado en laboratorio. (a) Módulo FV sin defectos. (b) Módulo FV afectado por PID. (c) Módulo FV con roturas de células debido a golpes durante el transporte o instalación.....	81
Figura 3.40: Montaje en laboratorio para análisis EL.....	83
Figura 3.41: Cámaras de exploración lineal (izquierda) y de área (derecha) producidas por UTC Aerospace Systems.....	85
Figura 3.42: Espectros de emisión de una variedad de tecnologías de células solares y la eficiencia cuántica de las cámaras CCD de silicio, CMOS e InGaAs CMOS.....	86
Figura 3.43: Tres fotografías EL tomadas con distinta resolución, siendo la 1 menor que 1.5mm, la 2 menor que 5 mm y la 3 menor que 15 mm.....	87
Figura 3.44: Dislocaciones en Si policristalino.....	90
Figura 3.45: Fronteras de grano en Si policristalino.....	90
Figura 3.46: Células provenientes de los bordes del lingote.....	91
Figura 3.47: Estricciones anulares de crecimiento.....	91
Figura 3.48: Fotografía superior muestra células contaminadas. Fotografía inferior muestra células con defecto de adhesión de las obleas.....	92
Figura 3.49: Fotografía de células con distintas características debido a las impurezas que presentan.....	92
Figura 3.50: Fotografía de célula afectada por la temperatura.....	93

Figura 3.51: Fotografía de célula dañada por el proceso de metalización.....	93
Figura 3.52 Fotografías de células agrietadas.....	94
Figura 3.53 Fotografía de la izquierda muestra roturas en los dedos de la célula por culpa de las grietas. La fotografía de la derecha muestra roturas en los dedos causada por la soldadura.....	94
Figura 3.54: Fotografía de la izquierda muestra defecto tipo shunt de célula. La fotografía de derecha muestra defecto tipo shunt en la interconexión entre células.....	95
Figura 3.55: Fotografía de una célula afectada por delaminación.....	95
Figura 3.56: Fotografía de una célula afectada por defecto de soldadura en cinta.....	96
Figura 3.57: Fotografía de una célula afectada por la corrosión de la humedad.....	96
Figura 3.58: Dos Fotografías de módulos afectados por el defecto PID.....	97
Figura 3.59: Fotografía de módulo con roturas de fabricación.....	97
Figura 3.60: Fotografía de módulo agrietado por sobrecargas mecánicas.....	98
Figura 3.61: Fotografía de módulo agrietado por sobrecargas de torsión.....	98
Figura 3.62: Fotografía de un módulo con un diodo by-passs activo.....	98
Figura 3.63: Fotografía de módulo afectado por defectos (1).....	99
Figura 3.64: Fotografía de módulo afectado por defectos (2).....	99
Figura 3.65: Fotografía de módulo afectado por defectos (3).....	99
Figura 3.66: Fotografías con cámara normal, EL y IR de módulo dañado.....	100
Figura 3.67: Fotografías con cámara normal, EL y IR de módulo dañado.....	101
Figura 3.68: Fotografías con cámara normal, EL y IR de módulo dañado.....	102
Figura 3.69: Fotografías con cámara normal, EL y IR de módulo dañado.....	103
Figura 3.70: Fotografías con cámara normal, EL y IR de módulo dañado.....	104



## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfica 1.1: Tendencia de las energías renovables en el mundo.....	2
Gráfica 1.2: Origen del consumo energético en los países europeos.....	3
Gráfica 1.3: Evolución de la procedencia del consumo energético en la UE.....	4
Gráfica 1.4: Evolución de la generación renovable/no renovable y emisiones de CO2 asociados a la generación de energía eléctrica en los últimos años.....	5
Gráfica 1.5: Evolución de consumo de energía renovable en los últimos años.....	5
Gráfica 2.1: Comparativa con paneles monocristalinos con sistemas de seguimientos y sin ellos.....	18
Gráfica 2.2: Comparativa con paneles policristalinos con sistemas de seguimientos y sin ellos.....	18
Gráfica 2.3: Comparativa con paneles amorfos con sistemas de seguimientos y sin ellos.....	18

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Coeficiente de Albedo en función de la superficie.....	9
Tabla 2.2: Tipos de Baterías y sus características.....	20
Tabla 3.1: Distribución de todos los defectos localizados en la instalación analizada.....	73
Tabla 3.2: Características de las cámaras en función de su clase.....	88
Tabla ANEXO 1.1: Problemas de Calidad en los sistemas fotovoltaicos.....	115
Tabla ANEXO 1.2: Listado de fallos típicos de plantas solares fotovoltaicas.....	123



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

# 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

## 1.1 Objetivos

Este trabajo está orientado a dar a conocer los principales defectos que pueden aparecer en un panel fotovoltaico. Seguidamente se centra en cómo se pueden interpretar y reconocer en campo, no solo de manera visual, sino utilizando de apoyo la Electroluminiscencia y la Termografía.

El alcance de este TFG contempla la gran importancia que tiene el llevar a cabo un correcto control y mantenimiento de una planta solar fotovoltaica ya que mantener una planta con paneles defectuosos implica una caída del rendimiento y de la eficiencia de la misma, que puede llegar a suponer la pérdida de la rentabilidad tanto energética como económica.

## 1.2 Concepto de Energía

La energía puede producirse por distintas fuentes, y puede ser almacenada de diferentes maneras.

Se puede clasificar la energía según dos tipos: Las primarias en las que la energía se puede obtener directamente de las mismas y las secundarias que necesitan de sucesivos procesos de transformación y de transporte.

Otra clasificación de la energía sería entre las renovables y las no renovables. Estas últimas, tienden a agotarse, debido a que la velocidad de reposición mediante procesos naturales es mucho más lenta que la velocidad de consumo.

Con el término de Energía Renovable se conoce a la energía que es adquirida de fuentes naturales “inagotables”, ya sea por la gran cantidad de energía que contienen o bien por la gran capacidad de regeneración a través de medios naturales.

La crisis medioambiental, que se ha ido agravando con el paso del tiempo, sumado tanto a la crisis energética que se ha ido extendiendo por todo el planeta como a la ausencia de una energía tan rentable como el petróleo ha derivado en un aumento del interés por las energías renovables, que presentan las siguientes características fundamentales:

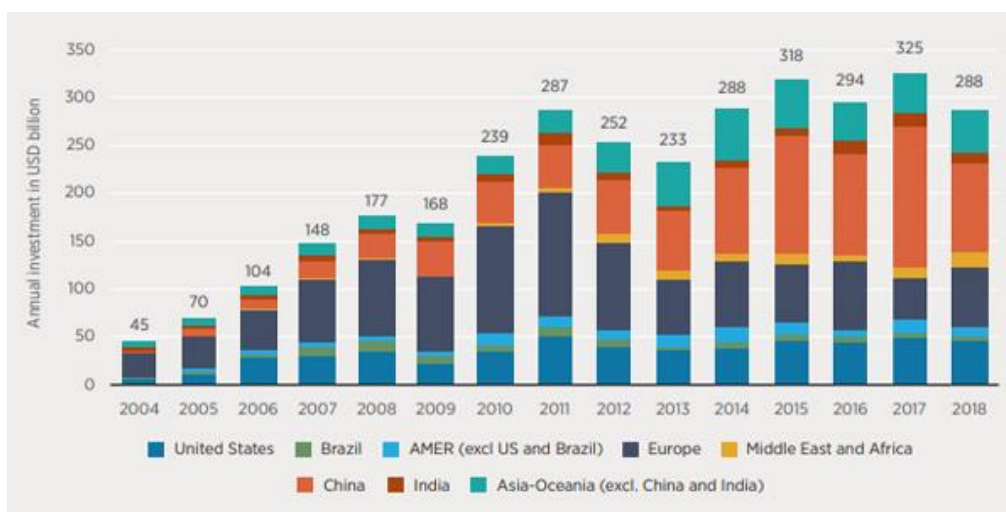
1. Su aprovechamiento provoca un impacto reducido en el medioambiente.
2. Son energías limpias. No se generan residuos durante el proceso de conversión
3. Son fuentes de energía ilimitadas, inagotables con el consumo.
4. Son fuentes de energía autóctonas.

5. Se generan más puestos de trabajo que en el caso de las energías convencionales, debido a que los procesos de transformación son más complejos.

Cabe destacar que este tipo de energía también tiene limitaciones. Una de ellas, es que no garantiza una continuidad de producción, ya que la energía va a depender de si hay viento o no, de la cantidad energía solar existente en el momento...Además, aún no existe una manera de almacenamiento limpia y barata para toda esa energía que se produce pero que no se consume. Todo ello, implica dificultades a la hora de garantizar el suministro fijo y obliga a que sean complementadas con otro tipo de energía.

### 1.3 Energías Renovables en Europa y en España.

Según los datos publicados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la capacidad de energía renovable del año 2020 superó la expansión del 2019 en torno a un 50%. Más del 80% de toda la nueva capacidad eléctrica agregada el año pasado fue renovable. (Agency., 2021)



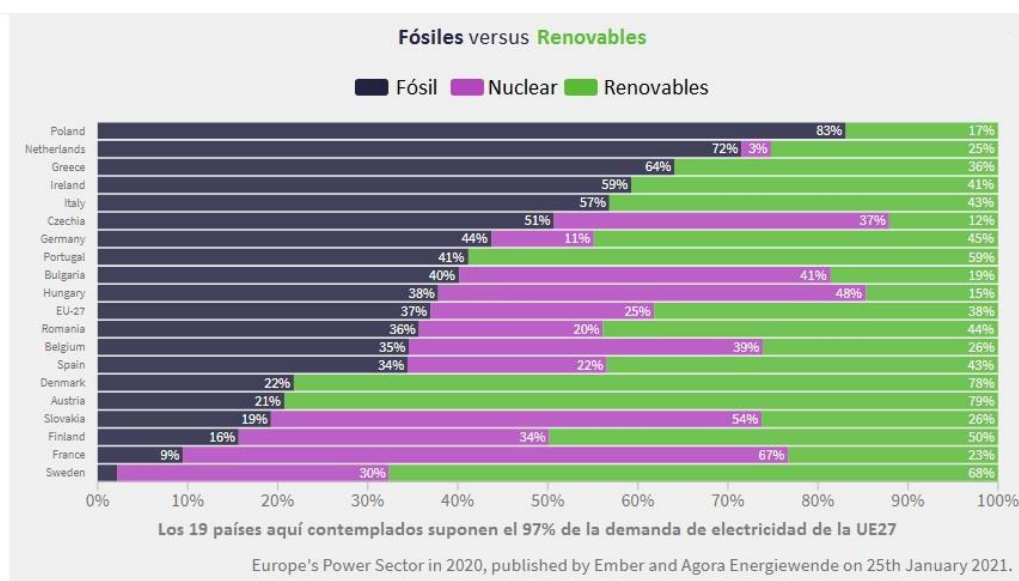
Gráfica 1.1: Tendencia de las energías renovables en el mundo (Agency., 2021)

Esta evolución, dentro de la Unión Europea, también se presenta de manera muy detallada en el informe EU POWERSECTOR IN 2020, presentado por Embre y Agora Energiewende, en el que analizan la generación de electricidad. Según sus estudios, las fuentes renovables han producido en el año del Covid (2020) hasta el 38% de toda la electricidad europea (34,6% en 2019). Así, se han convertido en la primera fuente de electricidad del Viejo Continente, por delante, por primera vez, de los combustibles fósiles, que han caído hasta el 37%. A pesar de ello, este ritmo sigue siendo demasiado lento para alcanzar el objetivo de reducción de emisiones del 55% en 2030, fijado por Bruselas y la neutralidad climática en 2050 (emisiones cero).



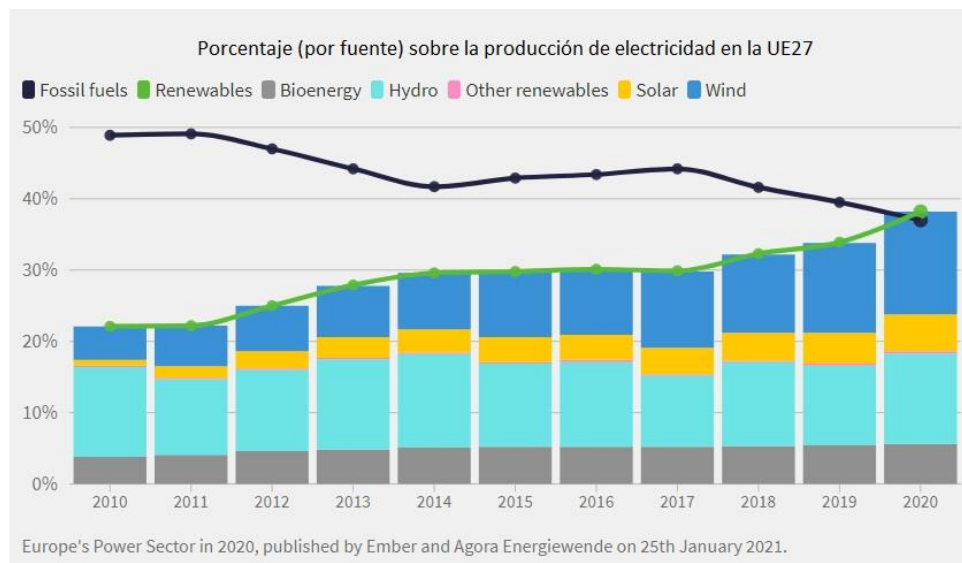
En la gráfica 1.1 se aprecia el desarrollo gráfico de las energías renovables en estos últimos años. Con el desarrollo global, es notable la caída del consumo de los combustibles fósiles para dar paso a esas energías de carácter renovable. Aun así, a día de hoy, la dependencia de los combustibles fósiles es algo inevitable.

En la gráfica 1.2, se muestra de manera desglosada el origen del consumo energético de cada país en el año 2020. A pesar de que muchos países, aún sufren una gran dependencia de los combustibles fósiles, otros muchos ya se están alejando de esa dependencia gracias a las fuentes renovables. Así como Polonia, Países Bajos o Grecia, tuvieron un consumo fósil muy elevado, y como Hungría, Francia o Bulgaria dependieron en gran medida de la nuclear, Suiza, Austria y Dinamarca tuvieron una gran evolución de cara al desarrollo de las renovables, produciendo la mayor parte de la energía consumida con un carácter renovable.



Gráfica 1.2: Origen del consumo energético en los Países Europeos (Patrick Graichen, 2021)

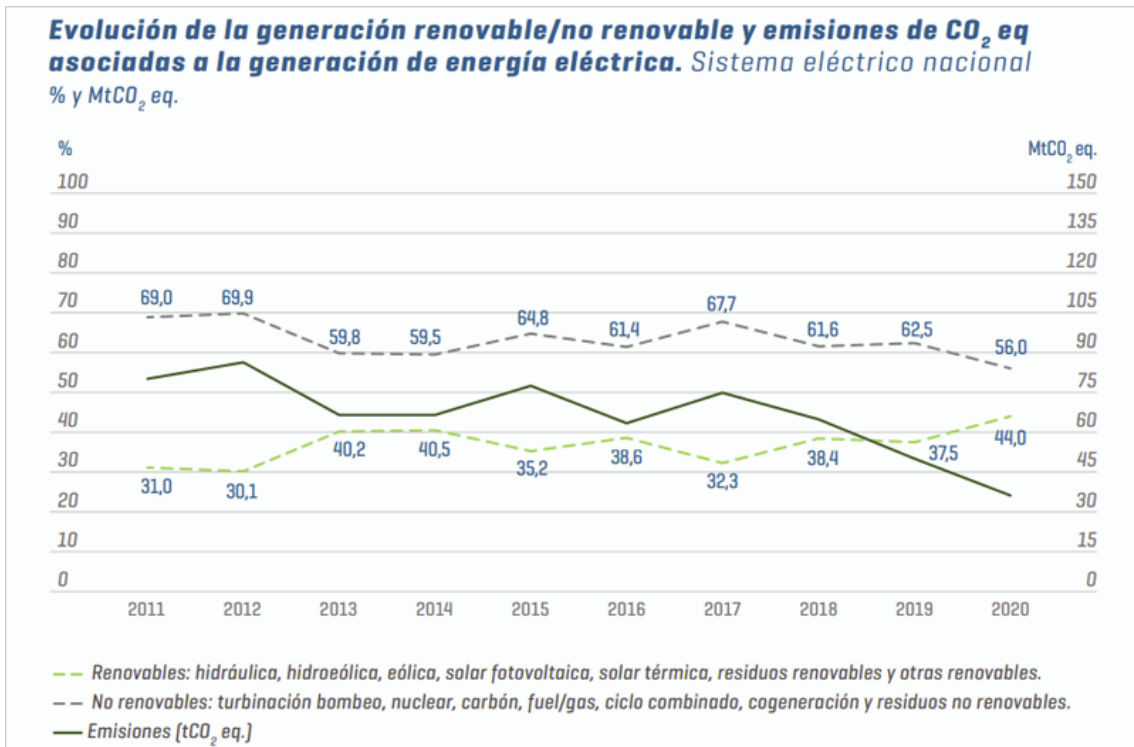
En la gráfica 1.3, se muestra la evolución que ha sufrido la unión europea en los últimos años en lo que respecta a la procedencia de la energía consumida. Es notable la caída de los combustibles fósiles y el incremento de las energías renovables en los últimos 5 años.



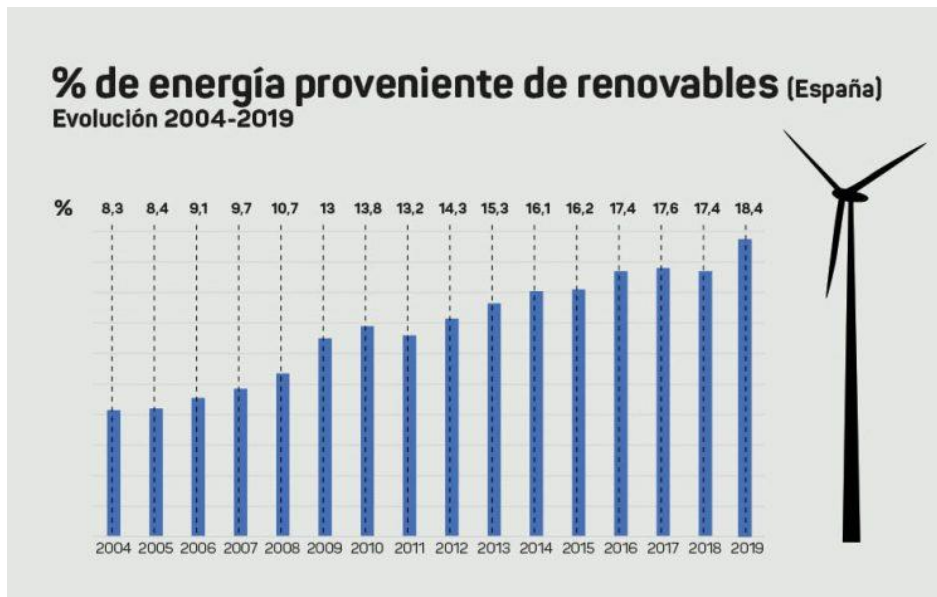
Gráfica 1.3: Evolución de la procedencia del consumo energético en la UE. (Patrick Graichen, 2021)

A nivel interno, España también ha sufrido un incremento notable en el desarrollo de las energías renovables en este último año. Las tecnologías renovables produjeron en 2020 el 43,6% de toda la electricidad en España, registrando así su mayor participación en la generación desde que se cuenta con registros (año 2007). Según los datos presentados por Red Eléctrica de España (REE) en su previsión de cierre de año, a día 11 de diciembre de 2020, la cuota de producción verde de 2020 era 6,1 puntos porcentuales superior a la de 2019 y estaba 3,2 puntos porcentuales por encima del anterior máximo de participación anual, registrado en 2014. Todo ello enfocado hacia el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), cuya meta es que el 74% de toda la generación eléctrica española de 2030 sea de origen renovable.

En el seguimiento planteado en la gráfica 1.4, se observa la evolución sufrida en España en cuanto al consumo renovable. En la gráfica 1.5 se muestra el incremento porcentual del consumo renovable en España. (REE, 2021)



Gráfica 1.4: Evolución de la generación renovable/no renovable y emisiones de CO<sub>2</sub> asociados a la generación de energía eléctrica en los últimos años. (Tecma, 2021)



Gráfica 1.5: Evolución de consumo de energía renovable en los últimos años. (García, 2021)

A fecha de 2021, aún se tiene poca información, pero la tendencia de las renovables se mantiene, ya que según los datos obtenidos de Red Eléctrica Española en el informe ‘Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2020’ y el informe ‘El sistema eléctrico español 2020’, más de la mitad de la producción nacional se ha realizado con estas tecnologías. (REE, 2021)



## 2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable y limpia que utiliza la radiación solar para producir electricidad. Se basa en el llamado efecto fotoeléctrico, por el cual determinados materiales son capaces de absorber fotones y liberar electrones, generando una corriente eléctrica. Esta se obtiene directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor conocido como célula fotovoltaica o bien a través de una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina.

Esta energía presenta una serie de ventajas:

- Es 100 % renovable, inagotable y no contaminante, que no consume combustibles ni genera residuos.
- Es modular, por lo que se pueden construir desde enormes plantas fotovoltaicas en suelo hasta pequeños paneles para tejados.
- Permite la instalación de baterías para almacenar la electricidad sobrante y darle uso posterior.
- Es un sistema particularmente adecuado para zonas rurales o aisladas donde el tendido eléctrico no llega o es dificultosa o costosa su instalación.
- Contribuye a la creación de empleos verdes y al impulso de la economía local.

A pesar de ello, también dispone de una gran cantidad de inconvenientes que aún a día de hoy dificultan su introducción en muchos sectores como son:

- Alto costo de inversión inicial.
- Dependencia del clima.
- Disposición y reciclaje de los materiales tóxicos.
- Baja eficiencia de producción energética.
- Dependiente de sistemas de respaldo.

Otro factor a tener en cuenta, es que su producción depende de la radiación solar, y, por lo tanto, de las horas efectivas del sol, que a su vez dependen tanto de la climatología como de la estación del año. Por ello, si la célula no se encuentra alineada perpendicularmente al Sol se puede llegar a perder en torno a un 10%-25% de la energía incidente. Esto implica que se debe conseguir el correcto alineamiento de las células, evitando cualquier sombra que pueda perjudicar el rendimiento de la misma. Además, en las plantas de conexión a red se ha popularizado el uso de seguidores solares, con los que se puede optimizar el rendimiento, aumentando la producción de energía (se estudiará más adelante).

En la actualidad, el coste de la electricidad producida en instalaciones solares se sitúa entre 0,044 - 0,89 €/kWh en Europa, China, India, Sudáfrica y Estados Unidos, llegándose a alcanzar la cifra récord de 0,014 €/kWh en Arabia Saudí. (Energía, 2021)

## 2.1 Principio de funcionamiento

Como se ha mencionado, la radiación solar es la base de esta energía, lo que implica la necesidad de una correcta captación de radiación solar. Para ello, hay que tener en cuenta una serie de factores, como son la radiación solar incidente, la inclinación y la orientación de los paneles, la presencia de sombras en los paneles y los rendimientos de todos los componentes utilizados en el sistema de captación.

Del 100% de radiación solar que llega a la tierra, el 25% es reflejada por la atmósfera, el 5% es reflejada por el suelo, el 5% es absorbida por la atmósfera, el 18% es difuminado por la atmósfera y el 47% es absorbido por la superficie.

Se puede apreciar en la figura 2.1 que se muestra a continuación.

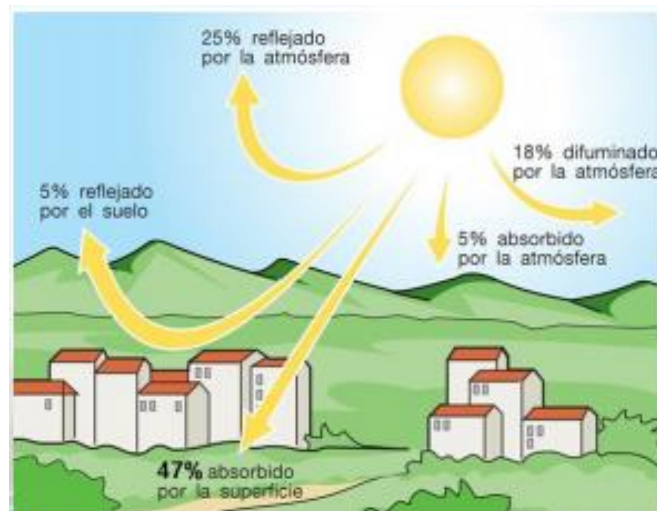


Figura 2.1: Reparto porcentual de la energía solar. (EII, 2020)

En función de cómo sea la incidencia de los rayos solares en la tierra, se distinguen tres componentes de radiación solar:

- Directa: Es la radiación que procede directamente del sol sin ser desviada ni sufrir ningún tipo de transformación al pasar por la atmósfera. Es la radiación de mayor importancia en las aplicaciones fotovoltaicas.
- Difusa: Es la radiación que sufre cambios en su dirección por culpa de la reflexión y de la difusión de la atmósfera. Es la radiación que se recibe a través de las nubes.
- Reflejada: Es la radiación directa y difusa que se recibe del reflejo del suelo, por reflexión. Esta radiación reflejada será mayor o menor en función del coeficiente de albedo del suelo en el que se encuentre. En la Tabla 2.1 se analizan los diferentes tipos de coeficiente de albedo.

Tipo de superficie	albedo
Caminos de tierra	0.04
Superficies acuosas	0.07
Bosque de coníferas en invierno	0.07
Asfalto desgastado	0.10
Tejados y terrazas alquitranados	0.13
Tierra (arcilla, caliza)	0.14
Hierba seca	0.20
Escombros	0.20
Hormigón desgastado	0.22
Bosque en otoño / campos	0.26
Hierba verde	0.26
Superficies oscuras de edificios	0.27
Hojas secas	0.30
Superficies claras de edificios	0.60
Nieve	0.75

Tabla 2.1 Coeficiente de Albedo en función de la superficie. (EII, 2020)

Es posible conocer y determinar la radiación solar que llega a una planta solar o a una zona determinada, utilizando las herramientas adecuadas, siendo las más utilizadas el Piranómetro, el Pirheliómetro, el anillo de sombreado y el albedómetro.

La producción de la energía eléctrica a través de la radiación solar, como ya se ha indicado, se basa en el conocido efecto fotoeléctrico. Este fenómeno se localiza en materiales que están cargados eléctricamente. Se les agrupa en conductores, semiconductores y aislantes.

Para la obtención de la energía solar fotovoltaica, los materiales más utilizados son los semiconductores. Esto es debido a que a bajas temperaturas presentan unas características aislantes muy óptimas, mientras que a altas temperaturas adoptan las cualidades de un material conductor donde los electrones tienen libertad de movimiento. El utilizado con más frecuencia es el Silicio.

Cuando la radiación solar incide sobre el material semiconductor, los fotones que lo constituyen transmiten su energía a los electrones de valencia y rompen el enlace electrón-núcleo. El electrón liberado genera un "hueco", que tiene la misma carga que el electrón liberado, pero con carga positiva.



En la figura 2.2 se aprecia ese hueco y ese electrón libre que se genera. Por cada enlace que se rompe, se libera un electrón y se genera un hueco, desplazándose ambos por el interior del sólido. Estos se mueven de manera aleatoria, sin una dirección fija, lo que no es aprovechable en un circuito externo. Es necesario redirigir el movimiento de los electrones y de los huecos para evitar que se recombinen. Esto se consigue creando un campo eléctrico en el interior del semiconductor, circulando carga positiva y carga negativa en direcciones opuestas. De esta manera se produce la unión p-n, que se conoce como efecto fotovoltaico.

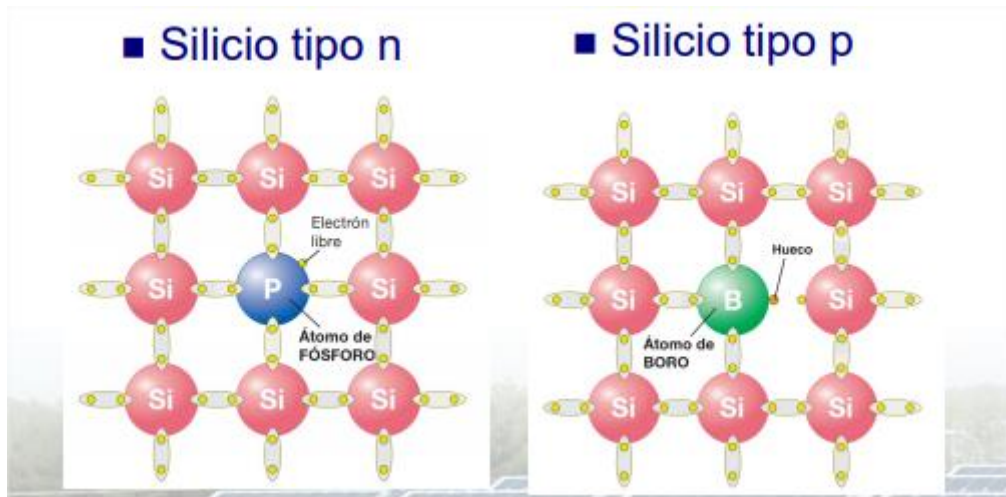


Figura 2.2: Silicio tipo n y silicio tipo p. (EII, 2020)

En la figura 2.3 se pueden ver las diferentes capas de un panel.

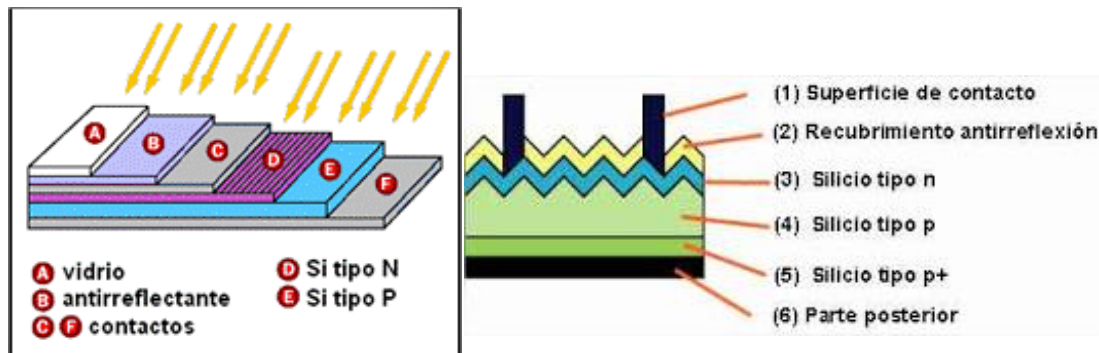


Figura 2.3: Capas de un panel solar. (EII, 2020)



## 2.2 Componentes Fotovoltaicos

Cuando se habla de una instalación fotovoltaica, hay que tener en cuenta varios componentes: El Generador Fotovoltaico, el Inversor, las Baterías y el Regulador de Carga.

### 2.2.1 El Generador Fotovoltaico

El generador fotovoltaico se compone por varias partes. La parte principal es la conocida como célula fotovoltaica, que se basa en un dispositivo electrónico donde se produce la conversión de radiación solar en electricidad, es decir, donde se produce el efecto fotoeléctrico. Las células fotovoltaicas se colocan entre una capa de vidrio templado y una capa inferior de aluminio o de vidrio.

Cuando se agrupan varias células, se forma el denominado módulo fotovoltaico. Varios módulos o paneles en serie, dan lugar a una cadena, que, a su vez, formando un conjunto en paralelo (cuyo tamaño dependerá de la potencia deseada) da lugar al generador fotovoltaico.

Un panel o un módulo fotovoltaico está constituido por una asociación de celdas fotovoltaicas interconectadas de la manera adecuada en serie o en paralelo, de tal manera que la corriente y la tensión suministrada por el módulo aumente y alcance el valor adecuado. Lo más normal es encontrarse con la asociación de las células en serie, con el objetivo de alcanzar el voltaje deseado. Una vez alcanzado, se asocia el conjunto en paralelo con otras células, para obtener también la corriente deseada.

Todas las células deben de tener las mismas características y cualidades para formar el panel. De lo contrario, pueden producir descompensaciones que limiten su funcionamiento y su rendimiento.

Los módulos fotovoltaicos se encuentran de diferentes modelos y tamaños en función de la aplicación que vayan a tener. A pesar de ello, cualquier panel tiene que estar dotado de una protección mecánica, de un aislamiento eléctrico y de una protección frente a agentes ambientales exteriores. También tiene que ser capaz de disipar el calor con el fin de favorecer la máxima captación de energía solar y obtener así el máximo rendimiento, tratando de alargar al máximo su vida útil, que suele rondar los 25 años.

En la siguiente figura 2.4 se presenta un corte de un panel fotovoltaico, detallando las partes más importantes de su estructura.

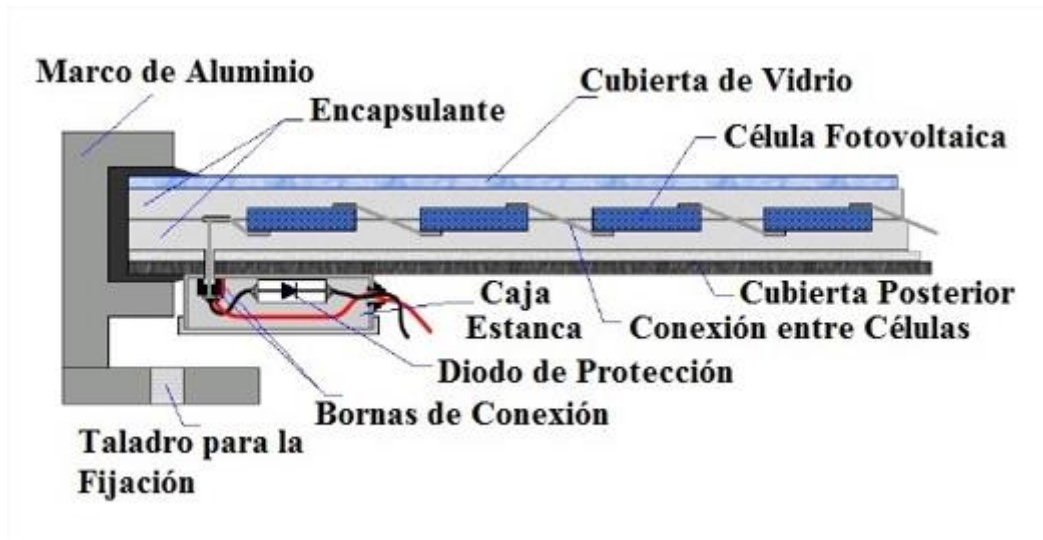


Figura 2.4 Estructura de un panel fotovoltaico. (Ingemecanica, 2021)

En función del tipo de célula que constituya el panel fotovoltaico, se distinguen principalmente tres tipos:

1. Paneles de Silicio Monocristalino.
2. Paneles de Silicio Policristalino.
3. Paneles de Capa Fina.

Alrededor del 90% de la tecnología fotovoltaica se basa en el uso de alguna variación del silicio.

*Los paneles de silicio monocristalino*, son paneles que están compuestos por células monocristalinas. Con una estructura ordenada a la perfección, son muy fáciles de reconocer por su coloración “negra” y su aspecto uniforme, que indica una alta pureza en silicio. Su rendimiento ronda el 15% - 20% por módulo. Este rendimiento tan elevado, es la consecuencia directa de que presenten un coste superior a los módulos policristalinos, aunque a medio-largo plazo, acaban siendo más rentables.

En la figura 2.5 se muestra un ejemplo de unos paneles monocristalinos.



Figura 2.5: Fotografía de Paneles de Silicio Monocristalino. (SotySolar, 2020)

Los paneles de silicio policristalino están compuestos por células policristalinas. Estas presentan una estructura ordenada pero separada por regiones. Las fronteras de estas regiones son lo que provocan que el rendimiento de los paneles sea inferior, en torno a un 12% - 14%. Su proceso de fabricación es bastante similar al de las monocristalinas, pero con menos fases de cristalización, lo que implica que sea más sencillo, más económico, y con la posibilidad de producirlas directamente en forma cuadrada, sin necesidad de cortes. Visualmente se caracterizan por tener una estructura de cristales con distintos tonos de azules y de grises metálicos. Esto se aprecia con gran claridad en la figura 2.6. Por otro lado, las celdas policristalinas presentan una menor tolerancia al calor, lo que implica una pérdida de eficiencia en comparación a la alternativa monocristalina.



Figura 2.6: Fotografía de una instalación fotovoltaica de Paneles de Silicio Policristalino (Acuatro, 2021)



En la actualidad, este tipo de paneles cristalinos ocupan el 95% del mercado fotovoltaico, estando en auge la instalación de paneles de silicio monocristalino debido a que su coste prácticamente se ha igualado al de los módulos policristalinos, y presentan una mayor eficiencia. En comparación al año 2020 los precios de los módulos han aumentado considerablemente debido al encarecimiento de las materias primas (el polisilicio, la plata, el vidrio, el aluminio, el cobre...) y a las complicaciones que han surgido en los transportes. (Otovo, 2021)

Otro tipo de paneles son los *Paneles de capa fina*, que ocupan el 5% restante del mercado. El fundamento de estos paneles es depositar varias capas de material fotovoltaico en una base. Dependiendo de cuál sea el material empleado podemos encontrar paneles de capa fina de silicio amorfo (a-Si), de telururo de cadmio (CdTe), de cobre, indio, galio y selenio (GIS/CIGS) o células fotovoltaicas orgánicas (OPC).

En la figura 2.7 se aprecia una instalación de este tipo de paneles fotovoltaicos.



Figura 2.7: Fotografía de Paneles de Capa Fina. (inarquia, 2021)

En función del tipo del que se trate, un módulo de capa fina puede presentar una eficiencia entre el 7% y el 13%, pero, a pesar de ello, tienen un gran potencial.

Se fabrican de manera monolítica y no requieren el ensamblaje de varias celdas, como en el caso de los paneles de silicio cristalino. Además, la cantidad de material semiconductor es considerablemente menor que los paneles hechos con celdas fotovoltaicas estándar, lo que reduce los costos de producción.

Por el contrario, presentan una eficiencia menor frente a los cristalinos, debido a que su índice de pureza es bastante inferior.

Haciendo un balance genérico, se puede concluir que los módulos de capa fina tienen una menor dependencia frente a la temperatura, y una mejor respuesta frente a la radiación difusa y a niveles de radiación bajos.

A la hora de elegir el panel más adecuado, habría que tener en cuenta una serie de factores:

1. **Número de células y tensión:** Es muy importante conocer el número de células que componen un panel solar, si se va a utilizar una batería fotovoltaica para almacenar energía eléctrica o si se pretende realizar un proyecto de autoconsumo fotovoltaico, donde se van a 36 células (para 12V) o 72 células (para 24V).
2. **Potencia de salida:** El dato que determina la capacidad que tiene el panel de obtener energía eléctrica a través de la energía solar que recibe. Este valor es importante conocerle, tanto en las condiciones de trabajo del panel, como en las condiciones nominales. Los valores más habituales suelen estar entre 250 Watios y 300 Watios, aunque cada vez está siendo más habitual encontrarse con paneles con potencias de salida de 450 – 500 Watios.
3. **Tolerancia:** Son muchos los elementos que constituyen el panel, por lo que es importante tenerlos en cuenta a la hora de su elección, ya que pueden afectar de manera negativa a la potencia de salida.
4. **Eficiencia:** Es el parámetro de la potencia que genera un panel fotovoltaico por metro cuadrado cuando recibe una irradiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ . De forma genérica, la eficiencia de los paneles fotovoltaicos monocristalinos oscila entre los 15% - 21%. La de los policristalinos el 13% - 16% y la de los paneles de capa fina está entre el 7% y el 13%.
5. **Coefficiente de temperatura de Potencia:** Determina la potencia de salida que se desperdicia en el panel fotovoltaico por cada grado por encima de los  $25^\circ\text{C}$ .

### 2.2.1.1 Orientación e Inclinación

Otro factor determinante en la instalación de los módulos fotovoltaicos es su inclinación y su orientación. Esto va a depender de la situación geográfica y del tipo de panel. Se deben de tener en cuenta dos ángulos, el de inclinación ( $\beta$ ) y el de orientación o acimut ( $\gamma$ ). Estos se muestran en la figura 2.8, en función del suelo y del sol.

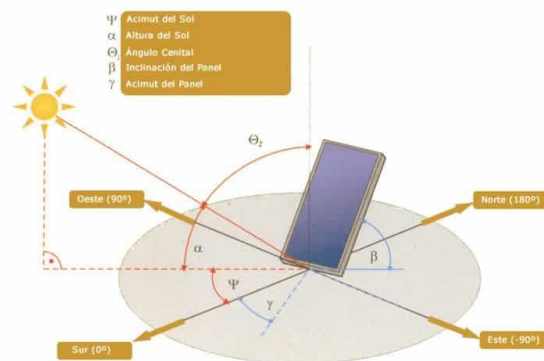


Figura 2.8: Inclinación y Orientación (Lorenzo, 2021)

Para calcular la posición ideal en función de la ubicación, primero es necesario conocer la orientación deseada, ya que de ello va a depender la inclinación:

$\alpha = 90^\circ - \text{latitud} - \delta$  y sabiendo que  $\beta = 90^\circ - \alpha$  se puede obtener una aproximación.

Respecto a la orientación o acimut, con una orientación sur,  $\gamma = 0$ , se capta el 100% de la radiación. Con una orientación próxima al sur,  $\gamma \leq 45^\circ$ , se obtienen buenos resultados. Con una orientación alejada del sur  $\gamma > 45^\circ$ , los resultados empeoran y es necesario llevar a cabo una compensación ampliando la superficie del colector.

La situación habitual de los paneles, como se ve en la figura 2.9, es encontrarlos en el suelo, elevados, en mástil o bien integrados en un edificio, sobre la pared o sobre el tejado.

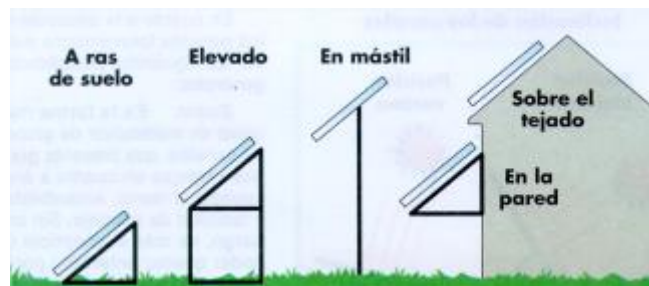


Figura 2.9: Posición típica de los paneles. (EII, 2020)

No obstante, bien por las condiciones de instalación o por otras secundarias, en ocasiones es necesario que los paneles dispongan de unos sistemas de seguimiento, ya sea de un solo eje o de dos ejes. Estos sistemas son unos dispositivos mecánicos capaces de orientar cada uno de los paneles solares de forma que estos permanezcan en todo momento en una posición prácticamente perpendicular a los rayos solares, siguiendo al sol desde el este en su salida hasta el oeste en su puesta.

Este efecto se aprecia muy bien en la figura 2.10 que se muestra a continuación.

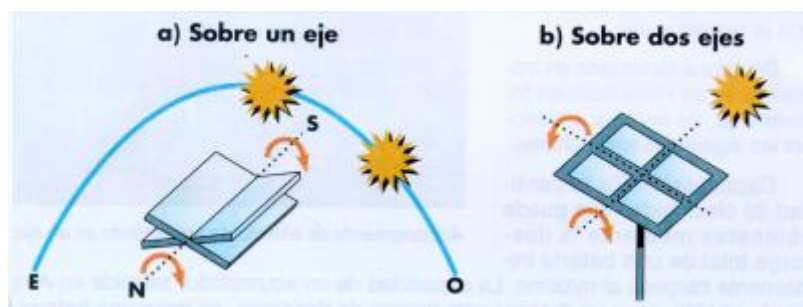


Figura 2.10: Sistemas de seguimiento de los paneles. (EII, 2020)

Dentro de los sistemas de seguimiento de dos ejes, que son los que varían tanto la orientación como la inclinación, existen dos tipos, los de monoposte, con un solo apoyo central, y los de carrousel, que disponen de varios apoyos distribuidos a lo largo de toda una superficie circular.

Estos sistemas, suponen en torno a un incremento de producción de un 30%-45% respecto a las instalaciones fijas, pero también suponen un encarecimiento de las instalaciones, ya que se incrementan en gran medida todos los costes de los equipos y de las cimentaciones a realizar.

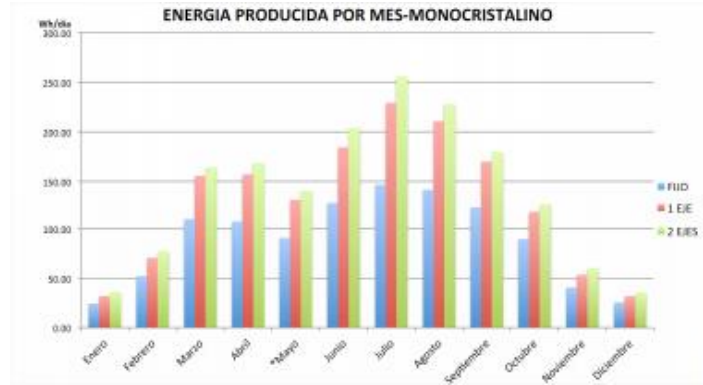
En los sistemas de seguimiento de un solo eje, que son los que varían la orientación de los módulos, se distinguen tres tipos diferentes.

- En un eje azimutal. La superficie del panel solar gira sobre un eje vertical y el ángulo de la superficie es constante en todo momento e igual a la latitud. El giro del mismo se debe de ajustar para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al sol, mientras que la velocidad de giro es variable a lo largo de todo el día.
- En un eje polar. La superficie gira sobre un eje que se encuentra orientado hacia el sur e inclinado un ángulo igual a la latitud. En este caso el giro se ajusta para que la normal de la superficie coincida con el meridiano terrestre que contiene al sol, y la velocidad es constante e igual a  $15^\circ$  por hora, como la del reloj.
- En un eje horizontal. La superficie del panel gira en un eje horizontal y orientado en dirección norte sur, con un giro ajustado para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al sol.

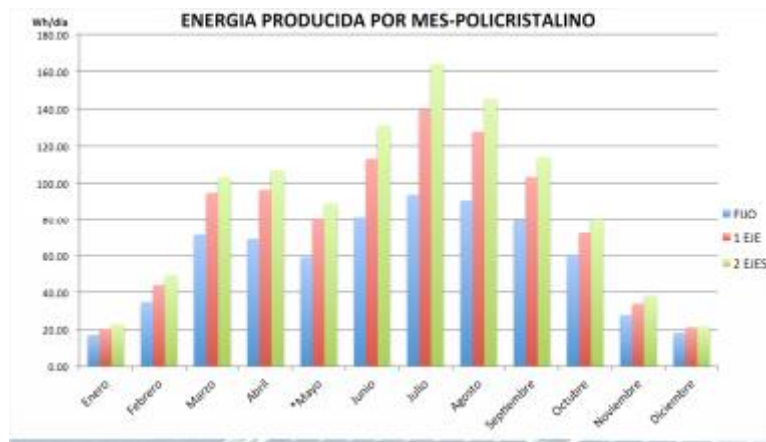
Desde un punto de vista general, el seguimiento azimutal supone un incremento de generación energética en torno a un 10%-20% respecto a los de estructura fija (Pudiendo llegar hasta el 25%).

Para llevar a cabo la instalación de un sistema de seguimiento, se deben de tener en cuenta una serie de factores, como son el incremento energético, los costes de los equipos y de la instalación, la disponibilidad, el mantenimiento necesario y la resistencia a los agentes atmosféricos.

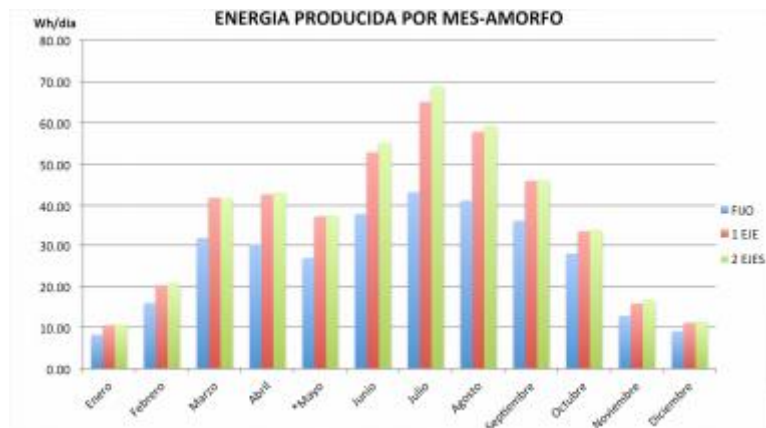
En las gráficas que se muestran a continuación, se puede apreciar una comparativa de la energía eléctrica producida por diferentes paneles monocristalinos, gráfica 2.1, policristalinos, gráfica 2.2, y amorfos, gráfica 2.3, utilizando diferentes sistemas: sistemas sin seguimiento, sistemas con seguimiento en un eje y sistemas de seguimiento en dos ejes.



Gráfica 2.1: Comparativa con paneles monocristalinos con sistemas de seguimientos sin ellos. (EII, 2020)



Gráfica 2.2: Comparativa con paneles policristalinos con sistemas de seguimientos y sin ellos (EII, 2020)



Gráfica 2.3: Comparativa con paneles amorfos con sistemas de seguimientos y sin ellos (EII, 2020)



### 2.2.2 El Inversor

El otro elemento clave en la generación fotovoltaica es el inversor. Se trata de un tipo de convertidor que cambia o transforma la corriente continua procedente del generador fotovoltaico (la energía producida por los paneles), en corriente alterna. Se usan principalmente tres tipos diferentes de inversores solares: inversores tipo string o en cadena, microinversores y los optimizadores de potencia.

A parte de convertir la corriente continua en corriente alterna, el inversor realiza otra serie de funciones de gran importancia:

- Optimizan la energía, ya que maximizan la generación de energía de las placas solares.
- Realizan un seguimiento de los rendimientos energéticos de todo el sistema fotovoltaico, de la actividad eléctrica y de cualquier señal que se pueda asociar con un problema.
- Garantizan una operación constante, ya que una instalación fotovoltaica opera a la intemperie en unas ciertas condiciones climáticas y el inversor tiene que operar en las mismas condiciones.

A la hora de elegir estos equipos, las características a tener en cuenta son la Potencia de Salida, la Temperatura, El Pico de Potencia máxima, el Consumo en Standby y la Tensión de funcionamiento, (Otovo, 2021)

### 2.2.3 Las Baterías

Las baterías para la energía solar fotovoltaica o los acumuladores son los encargados del almacenamiento de la energía generada necesaria para poder suministrar energía, independientemente de la producción eléctrica del generador fotovoltaico en ese preciso momento. Básicamente, se trata de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen reacciones químicas debidas a su carga y su descarga.

Los parámetros más importantes a conocer de estos equipos son:

- La capacidad de las baterías: Cantidad de electricidad que puede llegar a obtenerse durante una descarga completa de una batería plenamente llena. Esta capacidad se mide en amperios/hora (Ah), para un tiempo de descarga determinado.
- La vida útil: Número de ciclos de carga y descarga que puede ser sometida a una determinada profundidad de descarga.
- Eficiencia de carga: La relación entre la energía que se utiliza para rellenar la batería y la realmente almacenada.
- Autodescarga: Es el proceso de una batería que, sin estar en uso, tiende a descargarse.
- Profundidad de descarga: Es la cantidad de energía que se obtiene durante una descarga estando en carga total (%).

A la hora de escoger el tipo de batería solar se debe de tener en cuenta la cantidad de energía que será necesario almacenar y la velocidad con la que se puede disponer de la misma. En la siguiente tabla 2.2 se muestra una clasificación, según la tecnología empleada para su fabricación:

Tipo de Batería	Características
Batería de Plomo Ácido Abierto	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tecnología Inferior.</li> <li>- Pequeños consumos.</li> <li>- Vida Útil corta, unos 300 ciclos de carga.</li> <li>- Bajo Coste.</li> <li>- Capacidad de descarga hasta 60%.</li> <li>- Ideal para instalaciones pequeñas.</li> </ul>
Batería AGM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ciclo de vida corto, hasta 500 ciclos.</li> <li>- Capacidad de descarga hasta 60%.</li> <li>- Ideales para instalaciones de consumo bajo.</li> <li>- No necesitan mantenimiento.</li> <li>- Resistencia interna muy baja.</li> <li>- Muy Segura y fiable.</li> </ul>
Baterías de Gel	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ideales para instalaciones de tamaño medio.</li> <li>- Mantenimiento mínimo.</li> <li>- Capacidad de descarga hasta el 80%.</li> <li>- Vida Útil más larga, hasta 1200 ciclos de carga y descarga.</li> </ul>
Baterías Solares Estacionarias	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tecnología superior.</li> <li>- Larga vida útil, hasta 3000 ciclos de carga y descarga.</li> <li>- Capacidad de descarga hasta el 80%.</li> <li>- Ideales para grandes instalaciones.</li> <li>- Resistencia interna muy baja.</li> <li>- Vida útil de 1000 ciclos.</li> <li>- Muy Segura y fiable.</li> </ul>
Baterías de Litio	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Autodescarga casi nula.</li> <li>- Mantenimiento mínimo.</li> <li>- Larga vida útil, hasta 6000 ciclos de carga y descarga.</li> <li>- Gran comportamiento frente a descargas profundas, casi del 100%.</li> <li>- Carece de efecto memoria.</li> <li>- Muy ligeras.</li> <li>- Rendimiento elevado.</li> <li>- Densidad energética elevada.</li> <li>- Fuente de alimentación autónoma.</li> <li>- Muy utilizadas en el sector industrial.</li> </ul>

Tabla 2.2: Tipos de Baterías y sus características (Elaboración Propia)

## 2.2.4 El Regulador de Carga

El regulador de carga solar es el equipo que se sitúa entre el campo fotovoltaico y el campo de las baterías. Su función consiste en controlar el flujo de energía que circula en ambas direcciones. Este control de energía se realiza mediante el estudio de los parámetros de Intensidad (I) y Voltaje (V) que se inyecta en la batería, dependiendo de su estado de carga y de la energía generada por el campo fotovoltaico. Su principal objetivo es controlar de manera constante el estado de carga de las baterías para conseguir el llenado óptimo y alargar su vida útil. Para lograrlo, se distinguen tres estados de carga:

- La Fase BULK, en la que la batería está completamente descargada y toda la corriente obtenida en el campo fotovoltaico se inyecta en las baterías, aumentando la tensión a medida que se va llenando.
- La Fase de ABSORCIÓN. Una vez se alcanza en la batería la tensión de absorción (14,4 Voltios - 14.1 Voltios) el regulador mantiene la tensión por debajo de dicho valor, reduciéndose la corriente hasta que la batería está prácticamente llena.
- La Fase de FLOTACIÓN, la tensión se reduce a la de flotación (generalmente 13,5 Voltios) y la corriente inyectada se va reduciendo hasta que la batería se llena por completo.

Además, los reguladores también evitan que las baterías se puedan descargar por la noche por la inversión de corriente mediante un diodo tipo D.

Se distinguen dos tipos de reguladores de carga, el regulador de carga PWM y el MPPT. El regulador de carga PWM realiza una modulación por pulsos y únicamente trabaja con corte de paso de energía entre los paneles y las baterías cuando estas se han cargado completamente. Para su correcto funcionamiento debe contar con el mismo voltaje nominal en los paneles solares y en las baterías. Con este tipo de regulador, los módulos trabajan a la tensión que esté cargada la batería, lo cual se traduce en pérdidas de energía. Sus ventajas recaen en su precio y su facilidad de transporte por su poco peso.

El Regulador MPPT aprovecha la máxima producción del panel solar para la carga de la batería. Además de cortar el paso de corriente hacia la batería cuando se encuentra cargada, este tipo de regulador recibe la producción máxima del panel haciéndolo trabajar en su punto máximo. Internamente ajusta ese voltaje, que siempre es superior al requerido por la batería, con una gran eficiencia en la conversión, ganando intensidad y conservando la potencia total de producción. Resulta la mejor opción para sacar todo el partido a los paneles solares y su sobre coste compensa con creces su superior capacidad de producción. Aunque estos equipos pueden trabajar con varios paneles y baterías en la misma tensión nominal, su funcionamiento es más eficiente si se aumenta la tensión del campo fotovoltaico. (AutoSolar, 2018)

## 2.3 Curvas Características

Todo panel solar fotovoltaico tiene dos curvas características, conocidas como curvas de intensidad-voltaje (I-V) y curva de potencia-voltaje (P-V). En ellas se observa el comportamiento del panel y los valores de tensión e intensidad de salida cuando trabaja en unas condiciones ambientales determinadas. Generalmente viene dada para las condiciones STC (Standard Test Condition):

- $1 \text{ kW}/\text{m}^2$  de insolación perpendicular a los paneles.
- $25^\circ\text{C}$  de temperaturas de las células.
- Masa de Aire igual a 1.5 (MA).

Trabajando en estas condiciones, las células suministran la conocida como potencia nominal pico, que es la potencia eléctrica que suministra una célula fotovoltaica en condiciones estándar.

En la siguiente figura 2.11 se muestran ambas curvas, la I-V (línea discontinua verde) y la P-V (línea discontinua azul).

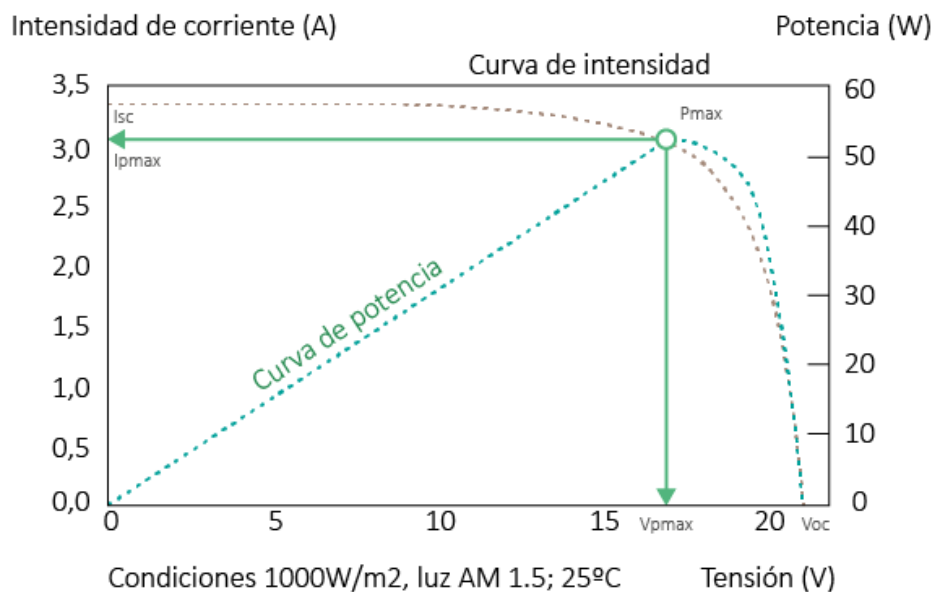


Figura 2.11: Curvas I-V y P-V. (AutoSolar, 2018)

Analizando las curvas los parámetros fundamentales a tener en cuenta son:

- Corriente de cortocircuito  $I_{SC}$ : La corriente máxima que puede llegar a entregar la célula. Se obtiene en condiciones de cortocircuito, con tensión nula.
- Tensión de circuito abierto  $V_{oc}$ : Valor máximo de tensión que puede llegar a soportar la célula. Se obtiene en condiciones de circuito abierto, es decir, con intensidad nula.

- Potencia de Pico ( $V_{mp} \times I_{mp}$ ); Valor máximo de Potencia entregada por la célula.
- Corriente de potencia máxima ( $I_{mp}$ ): Es la corriente que entrega la célula de máxima potencia. También se la conoce como corriente nominal de la célula.
- Tensión de máxima potencia ( $V_{mp}$ ): Tensión que es capaz de entregar la célula cuando está sometida a las condiciones de máxima potencia. También se la conoce como tensión nominal de la célula.
- Factor de Forma (FF): Cociente entre la Potencia Máxima y el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito:

$$FF = \frac{I_{MP} \times V_{MP}}{I_{SC} \times V_{OC}}$$

Todos estos parámetros dependen de las condiciones meteorológicas externas como la radiación solar incidente o la temperatura ambiente.

Estas curvas es necesario medirlas para conocer de forma inequívoca en qué situación se encuentra cada uno de los paneles y saber cómo se debe proceder en caso de encontrar algún problema. A continuación, se muestran algunas curvas más comunes con su significado de interpretación.

La curva que se aprecia en la figura 2.12 identifica el funcionamiento óptimo de un módulo fotovoltaico.

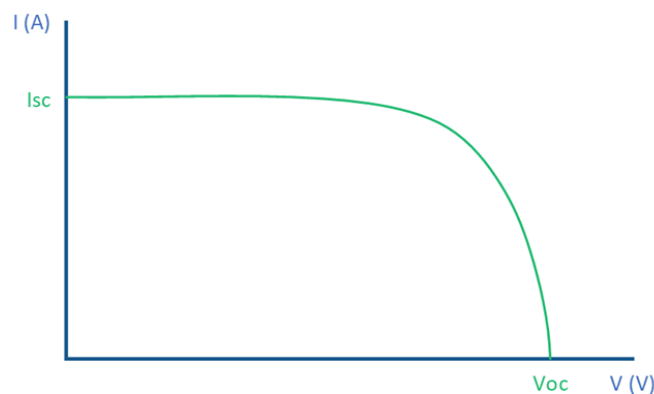


Figura 2.12: Curva I-V de Módulo funcionando de manera óptima (Solar, 2021)

Estos equipos no siempre funcionan a pleno rendimiento. Cuando el módulo no trabaja de manera adecuada (por debajo de sus prestaciones) presenta una curva que se sitúa por debajo de la curva óptima. Esto es lo que se aprecia en la figura 2.13.

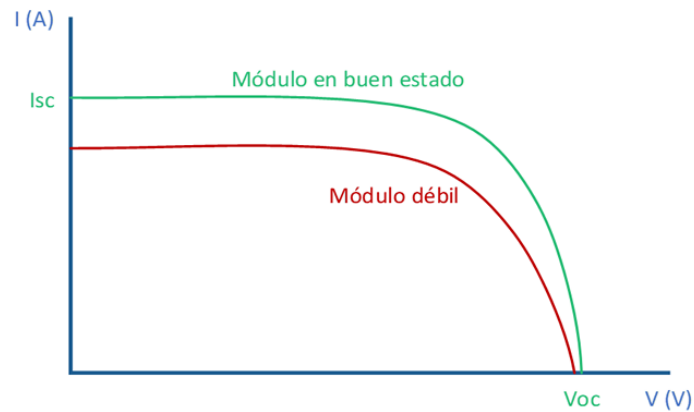


Figura 2.13: Curva I-V de Módulo débil dañado. (Solar, 2021)

Otro efecto común de la Curva I-V, se presenta cuando falla uno de los strings. Cada módulo solar está compuesto por varios strings de células solares fotovoltaicas, que normalmente suelen tratarse de 2 o 3 strings que van conectados entre sí y a su vez, a un diodo de bypass. Puede darse la situación de que se localice un problema en uno de ellos. En ese caso, la curva I-V se vería afectada y tendría una apariencia similar a la que se muestra en la figura 2.14.

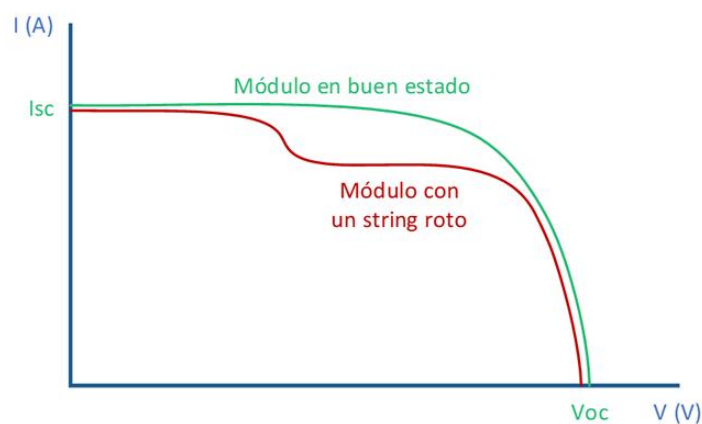


Figura 2.14: Curva I-V de Módulo con un string averiado. (Solar, 2021)

Las zonas sombreadas que pueden aparecer en los paneles, los golpes, o cualquier defecto, afectan de manera negativa a la curva característica. En la figura 2.15 se muestra la curva típica I-V de un módulo afectado por zonas sombreadas.

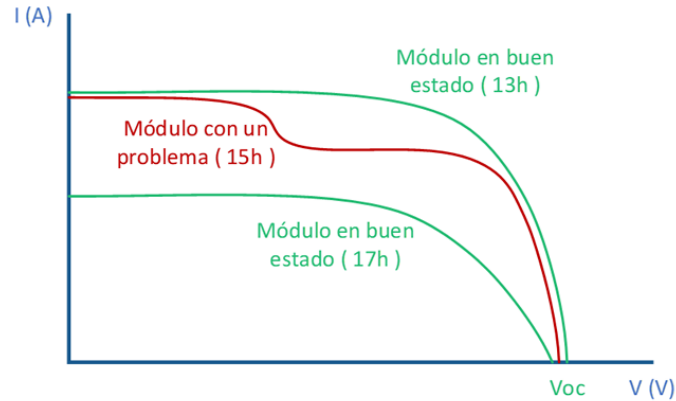


Figura 2.15: Curva I-V de Módulo con falla. (Solar, 2021)

## 2.4 Tipos de Instalaciones

A la hora de proceder en el desarrollo de una nueva instalación fotovoltaica, hay que tener en cuenta la cantidad de energía eléctrica que se va a demandar, la ubicación del campo fotovoltaico, los objetivos pertinentes a alcanzar y el presupuesto. Los tipos de instalaciones que se pueden dar son las aislada de la red eléctrica o bien, las conectadas a la red eléctrica (autoconsumo). Los tipos de instalaciones se muestran de manera esquemática en la figura 2.16.

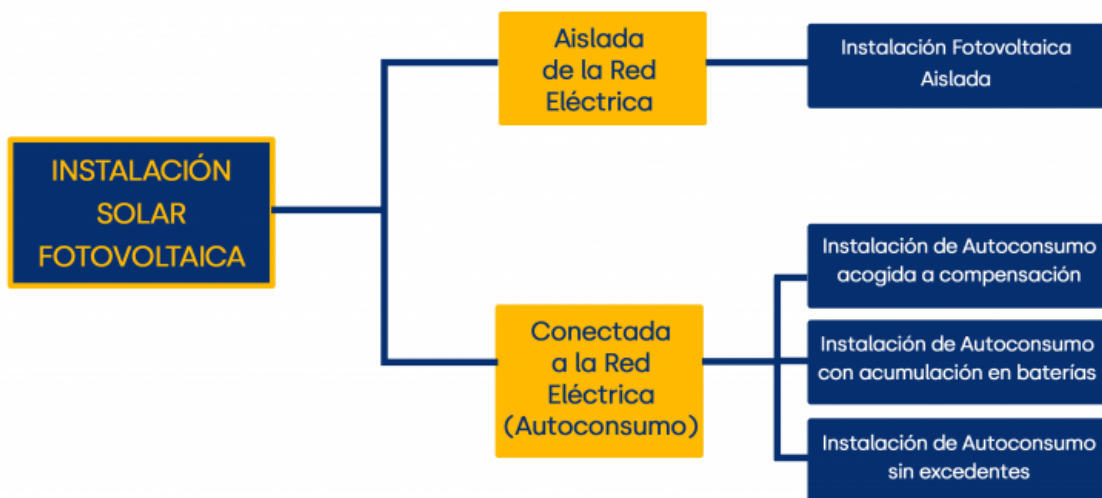


Figura 2.16: Esquema de los tipos de instalaciones fotovoltaicas. (Endef, 2021)

### 2.4.1 Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a red (SFCR)

Las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, se caracterizan por permanecer, como su propio nombre indica, conectadas a la red, siendo así un modelo de generación distribuida. Este tipo de instalaciones, dan prioridad al autoconsumo, extrayendo de la red energía cuando sea necesario. Lo que diferencia de manera interna a este tipo de instalaciones, es la manera en la que se gestionan los excedentes de energía. Esta gestión da lugar a tres tipos de instalaciones: La instalación Fotovoltaica (FV) de autoconsumo acogida a compensación, la instalación FV de autoconsumo con acumulación de baterías y la instalación FV de autoconsumo sin excedentes.

En la figura 2.17 se aprecia el esquema de montaje de estas instalaciones.

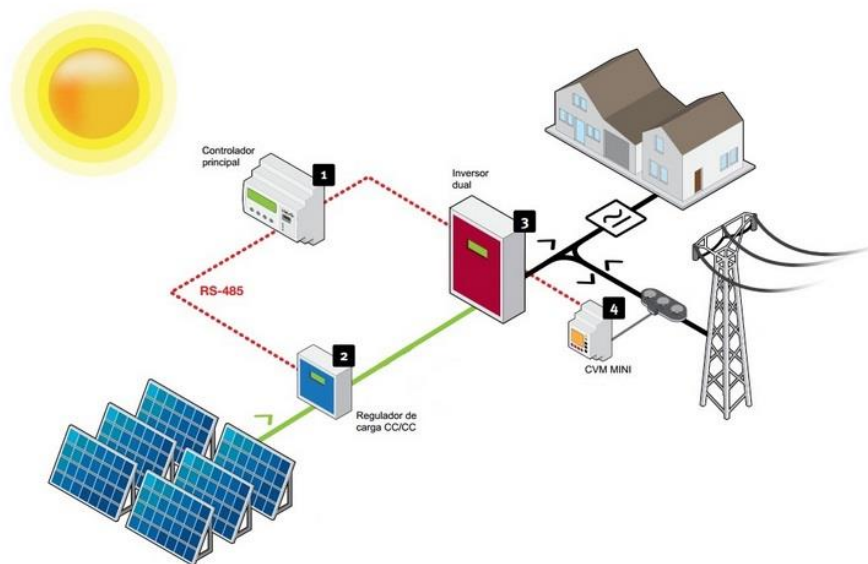


Figura 2.17: Instalación fotovoltaica conectada de la red. (Medioambiente, 2021)

La Instalación FV acogida a compensación inyecta la energía eléctrica sobrante en la red a cambio de una compensación económica. Esta compensación, en función del país y de la legislación vigente, puede ser de tres tipos:

- Balance neto: por cada kW/h vertido a la red, el prosumidor tiene derecho a consumir otro sin coste importado de la red cuando lo necesite.
- Venta a Red: Por cada kW/h vertido a la red recibe una cantidad fija económica.
- Tarifa Neta (Compensación): Cada kW/h vertido a la red, supone un descuento en la factura eléctrica. En España, actualmente, desde 2019, con la entrada en Vigor del RD244/2019, es la compensación que se utiliza.



La instalación FV con acumulación en baterías, lógicamente, acumula el excedente de energía en las baterías, para así, consumirlo en las horas en las que no hay radiación solar. Aun así, se mantiene conectado a la red, para, una vez agotada la energía acumulada, poder extraer la que sea necesaria.

La instalación FV de autoconsumo sin excedentes no inyecta energía a la red, pero la extrae cuando la necesita. Dispone de un mecanismo antivertido que comunica directamente con el inversor, evitando que se genere más energía de la que se necesita.

## 2.4.2 Instalaciones Fotovoltaicas aisladas de la Red

Las instalaciones aisladas de la red, al contrario de las anteriores, no están enganchadas a la red, es decir, la energía eléctrica se genera en el mismo punto en el que se consume. Esto implica que sea necesario disponer de unos sistemas de almacenamiento, así como de un estudio previo para que, tanto la energía generada, como la capacidad de almacenamiento permitan disponer de una instalación óptima.

También se distinguen tres tipos de configuraciones diferentes.

- Conectados a la carga de manera directa: Es la más sencilla de todas. El Generador va conectado directamente a la carga, que es un motor de corriente continua. Con esta configuración resulta bastante complicado mantener la eficiencia a lo largo del día.
- Sistemas con Regulador y Batería: En estos casos, el panel fotovoltaico se conecta a la batería a través del regulador, siendo la batería la encargada de alimentar las cargas en corriente continua. A continuación, se muestra el esquema de esta configuración en la figura 2.18.

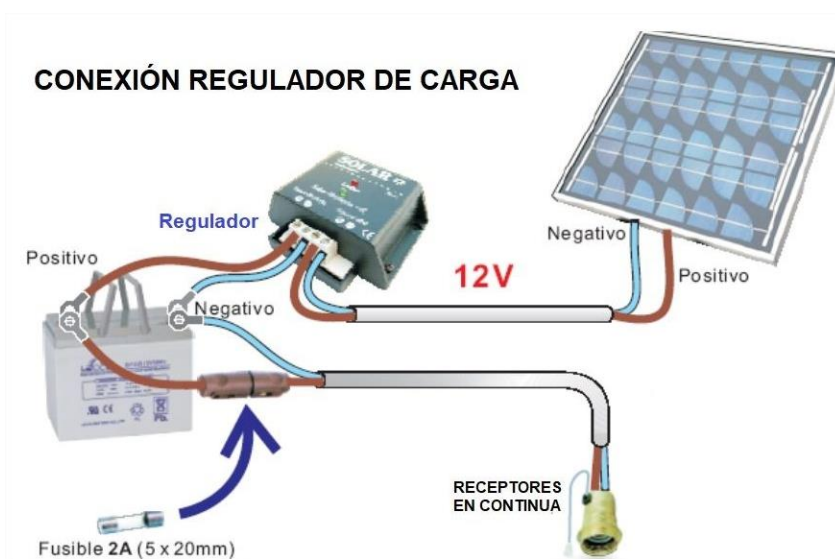


Figura 2.18: Sistema con regulador y batería. (EII, 2020)

- **Sistemas con Regulador. Batería e Inversor:** Es la más utilizada de todas. En este caso, la energía eléctrica puede ser transformada de manera íntegra en corriente alterna o en corriente alterna y corriente continua, en función de la carga a alimentar. Estos sistemas suelen ser utilizados principalmente como instalaciones aisladas, minirredes o bien como fotovoltaica para economías aisladas. En la figura 2.19 se muestra el esquema que sigue este tipo de configuración.

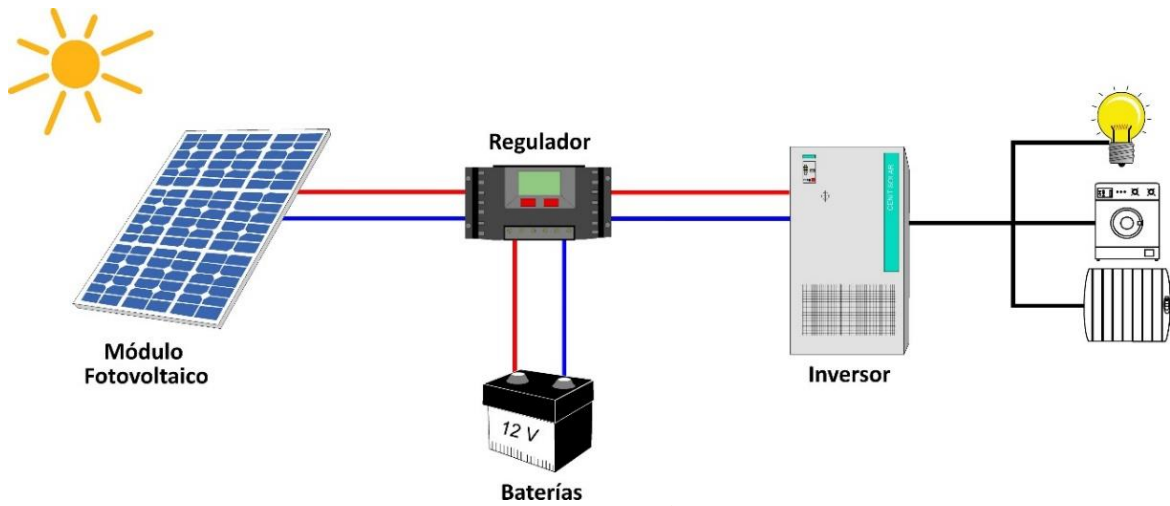


Figura 2.19: Sistema con regulador, batería e inversor. (CenitSolar, 2021)

## 2.5 Mantenimiento en Instalaciones Fotovoltaicas

El mantenimiento en las instalaciones FV se define como el conjunto de acciones sobre las instalaciones, destinadas a la prevención, la predicción y la corrección de los problemas para ofrecer un funcionamiento óptimo durante la vida útil de la Planta Fotovoltaica.

Se distinguen tres tipos de mantenimiento: el preventivo, el correctivo y el predictivo.

El mantenimiento preventivo, consiste en una serie de operaciones orientadas a mantener el estado de funcionamiento, las prestaciones, las protecciones y la durabilidad de toda la instalación. Su objetivo se centra en localizar cualquier posible problema que pueda aparecer y en la solución del mismo, con el fin de evitar posibles averías. Se basa en dos operaciones principales, una inspección visual, y una verificación del correcto funcionamiento de los diferentes elementos de las instalaciones (Este tipo de mantenimientos es necesario realizarlos anualmente para instalaciones de potencia instalada inferior a 100KWp y semestralmente para instalaciones de potencia mayor que 100KWp).

El mantenimiento correctivo se basa en una serie de operaciones que están destinadas a corregir o reparar todo tipo de averías ya detectadas. Se distinguen dos tipos de mantenimiento: el mantenimiento no programado, en el que se resuelve el fallo inmediatamente surge la avería, y el programado, que consiste en corregir la avería una vez se localiza al personal adecuado, las herramientas, la información y cualquier material necesario para la reparación.

Por último, el mantenimiento predictivo, se fundamenta en la predicción de posibles fallos localizados en los diferentes modelos de los dispositivos instalados, sacados de un seguimiento estadístico de esos equipos.

Estos tres tipos de mantenimiento son claves para tratar de mantener el funcionamiento óptimo de una instalación. El más importante es el preventivo, ya que evita la falla, y evita en la mayoría de las ocasiones la necesidad de aplicar un mantenimiento correctivo. En términos generales, aplicar un mantenimiento preventivo de manera adecuada supone una serie de beneficios:

- Reduce averías y tiempos muertos.
- Incrementa la vida y el rendimiento de los equipos y de las instalaciones.
- Mejora toda la optimización de los recursos.
- Reduce la cantidad de inventario necesario.
- Ahorro económico y de tiempo.
- Mejora los diseños futuros.
- Introduce una base de datos en el tiempo para el mantenimiento venidero tanto correctivo, como correctivo y preventivo.

Para las instalaciones de tamaño mediano y pequeño, suele ser más frecuente utilizar un mantenimiento correctivo, ya que no supone ningún tipo de gasto fijo, no necesita una previsión ni una programación de actividades de mantenimiento, reduce los costos ya que solo es necesario en las situaciones que se localice un fallo...Por lo que, a corto plazo para este tipo de instalaciones, es una solución bastante viable.

El mantenimiento correctivo para instalaciones de mayor potencia instalada, supone ciertos riesgos, ya que la producción de energía se vuelve impredecible y poco fiable, dependiendo del estado de los equipos, y en caso de corte de suministro aparecen las penalizaciones de los contratos. También se tienen mayores riesgos económicos, se acorta la vida útil de los equipos y se pierden las garantías de los mismos. Se aumentan los riesgos para las personas y se necesita un personal más cualificado y un mayor número de repuestos en stock. Por estas razones, en las instalaciones de mayor tamaño, se suele utilizar un plan de mantenimiento preventivo.

Concluyendo, para instalaciones de pequeño tamaño, llevar a cabo un mantenimiento correctivo no traería consigo una gran problemática, pero en instalaciones de mayor tamaño, a largo plazo, depararía consecuencias muy negativas.

### 2.5.1 Mantenimiento preventivo en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.

La ejecución de este mantenimiento preventivo en las instalaciones conectadas a red supone un mantenimiento constante, sencillo, y un menor mantenimiento correctivo. Se fundamenta en una serie de tareas principalmente en función de los equipos:

- En los módulos fotovoltaicos: Limpieza de los paneles, verificación de los elementos de sujeción y conexión, el estado de degradación de los elementos constructivos de los paneles y comprobación del estado de la red de tierras, para proteger de sobretensiones.
- En la instalación eléctrica tanto de corriente continua como de corriente alterna: Revisar las conexiones, los cables, el perfecto estado de las cajas de los cuadros, su estanqueidad, los equipos de mando y protección.
- En los inversores: Revisar la ventilación las conexiones y que no haya ninguna alarma encendida.
- Los sistemas de ventilación y de climatización: Revisar la limpieza tanto las rejillas como los intercambiadores, ya que se deben evitar que se alcancen altas temperaturas que pueden provocar disparos en los inversores y demás aparatos eléctricos.
- La estructura soporte: Su revisión para evitar que haya cualquier daño en la estructura por oxidación o deterioro, analizar el estado de los cojinetes y del nivel de aceite.
- La monitorización: Su revisión y la descarga de los datos almacenados, para comprobar que son correctos.
- La instalación eléctrica general y todos los servicios auxiliares: Revisar todas las canalizaciones, las arquetas y la iluminación, cuadros de control y enchufes. Revisar los cables, analizando el estado de su protección contra los roedores, su continuidad, su resistencia de aislamiento y su máxima caída de tensión en servicio. En los cuadros eléctricos es necesario comprobar los diferenciales, los magnetotérmicos, los contactores, que las variaciones de tensión y de frecuencia no superen el 5% del valor nominal, revisar los cables dentro de las canaletas, la separación de la fuerza de mando y de control, que las protecciones estén ajustadas, etc. La puesta a tierra también requiere una revisión de que las uniones sean correctas y óptimas. Por último, también es necesario un control sobre los sistemas de seguridad, la broza y la obra civil.

## 2.5.2 Mantenimiento preventivo en instalaciones fotovoltaicas aisladas

En estas instalaciones, este tipo de mantenimiento también es de gran importancia, ya que, aparte de ser un mantenimiento muy sencillo, que puede realizar “cualquiera”, y no requiere de un especialista, evita problemas a corto plazo, caídas de rendimiento y evita el deterioro de los elementos y el acortamiento de la vida útil de la instalación. Las tareas principales a realizar según los equipos son:

- En los módulos fotovoltaicos, este mantenimiento se centra en la limpieza de los paneles, en comprobar el estado de los conductores y de las conexiones, verificar que los terminales están correctos y que no se localiza ningún tipo de problema en la estanqueidad de los módulos.
- En la estructura soporte es necesario comprobar su estado y ver que es el óptimo para seguir ofreciendo sus máximas prestaciones.
- Las baterías son el elemento más peligroso de este tipo de instalaciones, y, por lo tanto, son el elemento que más de cerca hay que analizar para evitar problemas. Los principales riesgos que se pueden localizar son los riesgos del electrolito, que deriva en la disolución del ácido, los riesgos eléctricos, que son los cortocircuitos, y los riesgos de incendio, promovido por el hidrógeno (por eso suelen estar ubicadas en zonas ventiladas alejadas de cualquier fuente peligrosa de incendio).  
Las principales tareas de mantenimiento de las baterías son las verificaciones de la ventilación de la zona donde están ubicadas y la protección que disponen frente a los rayos solares, comprobar que el nivel del electrolito se mantenga, medir la densidad del electrolito, limpiar toda la cubierta superior y proteger todos los bornes de la batería con una grasa antioxidante (este proceso recibe el nombre de sulfatación), verificación de que todos los terminales estén bien apretados, comprobaciones de la tensión sin carga, comprobaciones del estado de la estructura soporte de las baterías y de la seguridad del mismo. Todas estas tareas son muy importantes, ya que estas instalaciones dependen, en gran medida, de las baterías.
- En los reguladores de Carga, es necesario que estén colocados en su correcta posición, manteniéndolos limpios, secos y protegidos de los rayos solares. También es necesario verificar todas sus conexiones y el fusible de entrada, comprobar su estado visual y su correcto funcionamiento.
- En el Inversor es necesario comprobar su funcionamiento y verificar que está protegido de los rayos solares y que la zona donde están ubicados se encuentra en un estado limpio, seco y ventilado.
- Los cables y conexiones, en los que habrá que comprobar su estado, que siguen estando bien protegidos y apretados todas las conexiones, con las cajas de terminales manteniendo su estanqueidad inicial y verificando todos los cuadros eléctricos de la misma manera que en los ISFCR.

## 2.6 Legislación Fotovoltaica en España

Existe una gran variedad de normativas que dependen del tipo de sistema fotovoltaico que se disponga, para considerar unas u otras. En función de la potencia, se puede considerar la siguiente clasificación de los sistemas fotovoltaicos: Sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA), centrales fotovoltaicas (CFV) o bien sistemas de autoconsumo (SFCA). No es una clasificación óptima desde el punto de vista técnico, pero sí es de utilidad para comprender la legislación española referente a los sistemas de generación eléctrica y, en concreto, a las instalaciones fotovoltaicas.

En la figura 2.20, se analiza de manera esquemática que normativa afecta a cada tipo sistema en función de la potencia.

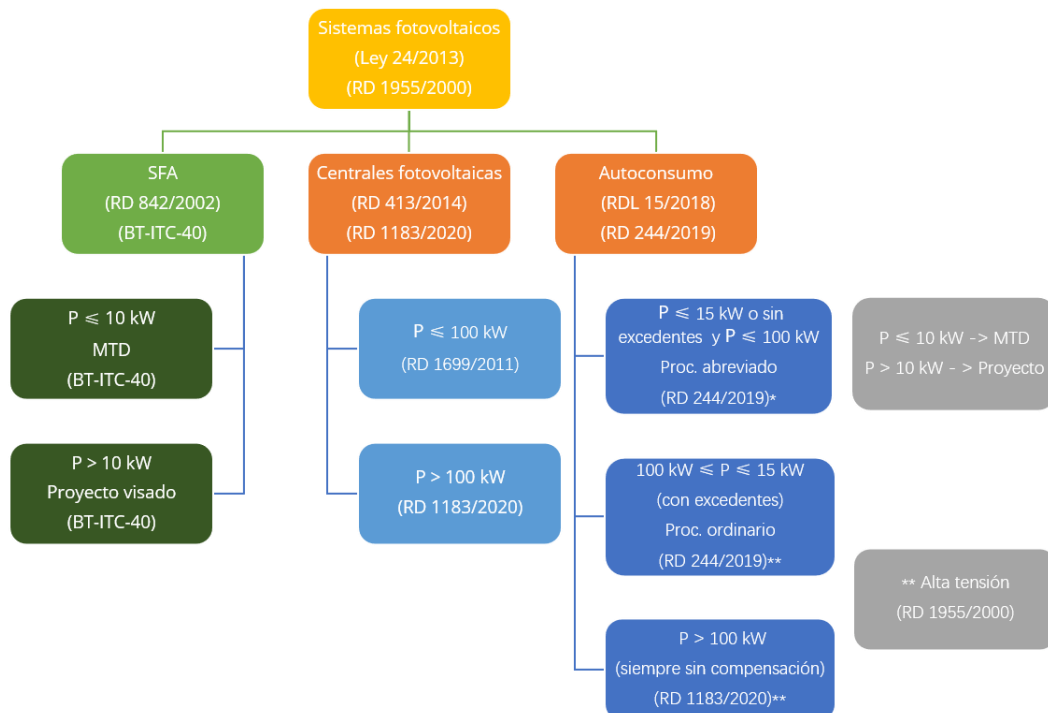


Figura 2.20 Sistemas fotovoltaicos y su legislación. (Soria, 2021)

A todos los sistemas les afectan dos normas fundamentales, la ley de sector eléctrico (ley 24/2013) y el RD 842/2002. En la práctica, la ley 24/2013 no se tiene en cuenta ya que queda desarrollada en diferentes reales decretos, sobre todo el RD 1955/2000, que marca la regulación de todas las actividades del sector eléctrico.

Los sistemas SFA, deben prácticamente cumplir una única norma el REBT y, en especial, la instrucción técnica BT-ITC-40.



En las centrales fotovoltaicas (CFV), la normativa aplicable se diferencia en función de si la potencia de la instalación es superior a 100 kW o no. Así, para instalaciones de potencia igual o menor de 100 kW, la legislación depende en gran parte del RD 1699/2011, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

En cuanto a las centrales de más de 100 kW, las normas principales que los rigen son:

- El RD 413/2014 que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.
- El RDL 23/2020 en el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- El RD 1183/2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- La Circular 1/2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

Las normas de aplicación para los sistemas de autoconsumo SFCA son el RDL 15/2018 y el RD 244/2019.

## 3. METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO

### 3.1 Defectos

Los equipos solares fotovoltaicos están diseñados para un funcionamiento seguro durante toda la vida útil del producto. A pesar de ello, se producen defectos de fabricación y defectos prematuros que pueden afectar el rendimiento de manera considerable. También se localizan otro tipo de fallos y problemas en una instalación solar fotovoltaica, como se estudia en el Anexo 1.

Las técnicas de producción en masa y un control de baja calidad pueden introducir defectos de fabricación en las células y los módulos, y el transporte y la instalación en el campo pueden provocar daños. Todo ello puede afectar de manera negativa a la vida útil de los productos.

Un factor clave para reducir costos de los sistemas fotovoltaicos es aumentar la fiabilidad y la vida útil de los módulos fotovoltaicos. Aunque los productos modernos están diseñados con materiales de mayor calidad y con una fabricación mecanizada, la competencia de precios y el aumento de la demanda en el mercado ha dado lugar a que muchos fabricantes saquen un producto de peor calidad a precios asequibles.

La caída del rendimiento de los paneles por culpa de un defecto o de una falla, puede tener una importante implicación financiera para las instalaciones fotovoltaicas, ya que el costo principal del ciclo de vida de estas instalaciones es el capital.

Recurriendo a un estudio de La Sociedad Alemana de Energía (en alemán DGS), se ha resumido un análisis realizado por Fraunhofer ISE y KfW sobre los fallos en sistemas instalados en Alemania en el programa de 1000 y 100.000 tejados. En primer lugar, tras el estudio de los datos, se llegó a la conclusión de que un fallo total de los sistemas fotovoltaicos es prácticamente imposible. Pero, por otra parte, en la mayoría de los casos en los que se detectó algún problema, este estaba relacionado con defectos localizados en los paneles fotovoltaicos.

Una forma de clasificar los defectos de los paneles, se basa en tres divisiones que se agrupan como (PROGRAMME, 2014):

- Defectos Iniciales
- Defectos Intermedios
- Fallos de Degradación

Los defectos iniciales son los que ocurren durante los dos primeros años de uso del módulo FV, incluyendo los daños producidos en el transporte y en la instalación, que son bastante frecuentes de encontrar. Los más habituales son los fallos en las cajas de conexiones, la rotura del vidrio, las interconexiones defectuosas, los marcos sueltos o mal anclados y la delaminación.

Los fallos intermedios son los que ocurren entre los 2 y los 8 años. Los más significativos son los debidos a las interconexiones defectuosas en el módulo y a la rotura del vidrio (Suponen en torno al 60% de los defectos intermedios más comunes). Además, también se consideran como defectos intermedios a los fallos de la caja de conexiones y de los cables y a las marcas de quemaduras en las células y en el encapsulante.

Por último, los fallos debidos a la degradación son lo que ocurren más allá de la vida útil de los módulos PV. La vida útil de un módulo fotovoltaico se considera como sobrepasada cuando se produce un problema de seguridad o cuando la potencia del módulo FV cae por debajo del 80% - 70% de la potencia nominal inicial. En este caso, los defectos de degradación más habituales son la delaminación, el aislamiento de partes de las células por culpa de las grietas y la decoloración del laminado.

La figura 3.1 muestra diversos ejemplos de estos tres tipos de defectos para módulos fotovoltaicos.

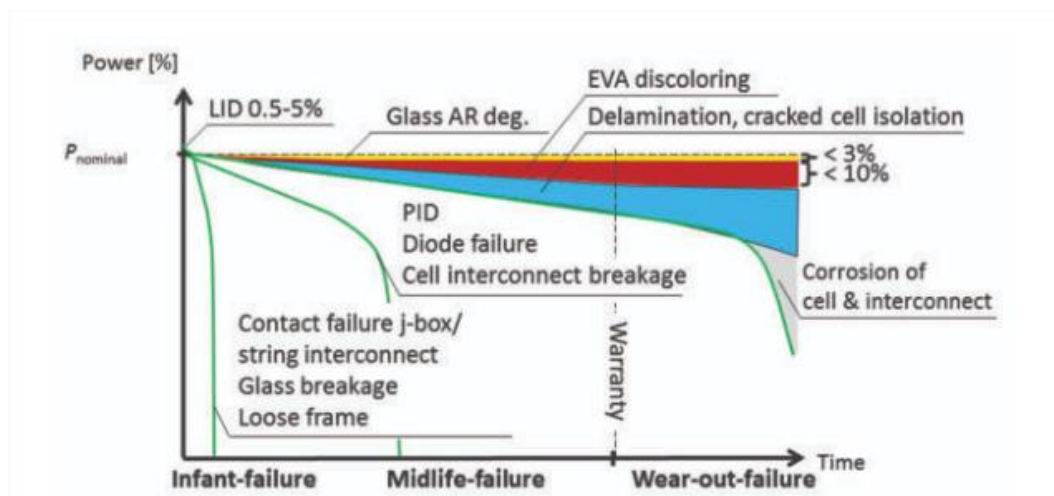


Figura 3.1: Balance de defectos en paneles fotovoltaicos (Köntges, 2014)

Las causas de los defectos son múltiples, desde las debidas al propio proceso de fabricación, las originadas por manipulaciones defectuosas durante su transporte e instalación, aquellas que se producen por acontecimientos naturales como, tormentas, granizo, animales etc., errores o falta de mantenimiento adecuado, hasta la degradación que sufre el material, que en el caso de los módulos de Silicio Si (policristalinos y monocristalinos) se estima que produce una pérdida de potencia del 0,5 - 0,8%/año.

Algunos fabricantes si muestran la tasa de defectos de sus paneles, como por ejemplo BP Solar, que informó que, en sus paneles fotovoltaicos, existía una tasa de defecto del 0,13 % (del total de la fabricación anual) de que apareciera durante un período de ocho años para los paneles Solarex c-Si y Sandia National Laboratories, que pronosticó una tasa de falla en todos sus módulos del 0,05% anual basada en datos de estudio de campo. Sin embargo, estas son cifras para el inicio de la vida útil de módulo. A largo plazo ningún fabricante ofrece ningún tipo de dato.

Los defectos también pueden afectar a la seguridad de la instalación, provocando daños en la propiedad o lesiones al personal.

En las células cristalinas suelen aparecer en la encapsulación, en la base de vidrio, en el cableado interno, en los marcos y en los accesorios... Mientras que en las células amorfas es frecuente que aparezcan en las capas amorfas. El deterioro de la eficiencia de una célula es normal durante su vida útil y no se considera un defecto a menos que la tasa de degradación exceda los límites normales. La mayoría de los defectos de las obleas son grietas y daños en las conexiones y conductores. Los más pequeños surgen del daño del revestimiento antirreflectante (ARC) y la corrosión celular.

A continuación, se procede a analizar los defectos más frecuentes de los módulos fotovoltaicos:

### 3.1.1 Delaminación

Consiste en la separación del encapsulante del vidrio o la célula. La delaminación se puede dar entre los dos sustratos (vidrio o lámina posterior) y el encapsulante o entre el encapsulante y las células. La delaminación del vidrio frontal puede ocurrir debido a una mala adherencia de EVA (Agente encapsulante de los módulos, Etileno Vinil Acetato) o procedimientos de limpieza de vidrio deficientes durante el proceso de fabricación. Este defecto puede evitar que algo de luz llegue al panel. El problema puede ser más grave si la humedad se acumula en el vacío y crea cortocircuitos cerca de los cables de soldadura.

La delaminación de la célula probablemente se debe o a una mala reticulación o a la contaminación de la superficie celular. Este defecto puede ser grave porque cuando se crea una burbuja de aire en el laminado, existe la posibilidad de acumulación de humedad y generación de cortocircuitos.

Las nuevas vías y la corrosión que aparece después de la delaminación reducen el rendimiento del módulo, pero no plantean automáticamente un problema de seguridad.

Sin embargo, la delaminación de la lámina posterior puede permitir la posibilidad de exposición a componentes eléctricos activos. Cuando un módulo está construido con láminas frontales y posteriores de vidrio, puede haber tensiones adicionales que favorezcan la aparición tanto de la delaminación como de la rotura del propio vidrio.

Un recubrimiento antirreflectante (ARC) aumenta la captura de luz y, por lo tanto, aumenta la conversión de la potencia del módulo. La delaminación por ARC ocurre cuando el recubrimiento antirreflectante sale de la superficie de silicio de la célula. Esto no es un defecto grave a menos que exista una delaminación muy exagerada. En la figura 3.2 se aprecian varias fotografías de módulos y celdas afectadas por este defecto.



Figura 3.2: Fotografías del efecto de la delaminación de las células en un panel fotovoltaico (MonoSolar, 2021) (Dsisolar, 2021)

### 3.1.2 Agrietamiento celular

Las grietas en los módulos fotovoltaicos pueden desarrollarse en diferentes etapas de la vida útil del módulo.

Durante la fabricación, en particular, la soldadura induce grandes tensiones en las células. El manejo y las vibraciones en el transporte pueden inducir o expandir grietas. Finalmente, también pueden generarse en el campo, ya que experimentan cargas mecánicas debido al viento (presión y vibraciones) y a la nieve (presión). Resumiendo, pueden ser causadas o agravadas durante:

1. La Fabricación
2. El Transporte
3. La Instalación
4. El Estrés en servicio (térmico y de otro tipo)

Las obleas cristalinas han aumentado de tamaño y disminuido su grosor a lo largo de los años, lo que aumenta el potencial de roturas y grietas. Las grietas en las células solares son un verdadero problema para los módulos fotovoltaicos, ya que son difíciles de evitar y, hasta ahora, básicamente imposibles de cuantificar en su impacto en la eficiencia del módulo durante su vida útil. En particular, la presencia de microgrietas puede tener solo un efecto marginal en la potencia de un nuevo módulo, siempre que las diferentes partes de las celdas sigan conectadas eléctricamente.

Las microgrietas se definen como grietas en el sustrato de silicio de las células fotovoltaicas que a menudo no se pueden ver a simple vista debido a sus dimensiones. Se pueden formar grietas de diferentes longitudes y orientaciones en una célula solar, principalmente debido a el corte de las obleas, el tendido de la producción de células y el proceso de incrustación durante el proceso de producción. Una vez aparecen, existe un mayor riesgo de que, durante el funcionamiento del módulo, estas se hagan más largas y más anchas. Esto es debido a la tensión mecánica causada por la carga de viento o nieve y a la tensión termomecánica de los módulos solares por culpa de las variaciones de temperatura causadas por el paso de las nubes y las variaciones climáticas. El proceso de formación de las cadenas de las células solares también supone un riesgo especialmente alto de producirlas.

Hay tres fuentes diferentes de microgrietas durante la producción:

- Las grietas que comienzan desde la cinta de interconexión celular, que son causadas por la tensión residual inducida por el proceso de soldadura. Estas se ubican con frecuencia en el extremo o en el punto de inicio del conector, ya que es el punto en el que existe la mayor tensión residual. Es la más frecuente.
- La llamada grieta cruzada, causada por la maquinaria que presiona la oblea durante la producción.
- Las grietas que comienzan desde el borde de la celda, causadas por el impacto de la misma contra un objeto duro.

Este defecto que, como se ha visto, puede tener diversos orígenes, puede traer consigo unas mínimas consecuencias, como una pequeña reducción del rendimiento debido a las partes de la célula afectadas, pero también pueden suponer problemas graves, que implican una disminución de la corriente de cortocircuito y una caída sustancial en la eficiencia de la célula.

Dependiendo del patrón de las grietas de mayor tamaño, del estrés térmico, del mecánico y de la humedad, las partes inactivas de la celda se verán afectadas en mayor o menor grado, causando una mayor o menor pérdida de potencia. Una parte de celda muerta o inactiva implica que deja de contribuir a la salida de la potencia total del módulo solar. Cuando esta parte inactiva es mayor al 8% del área total de la célula, se da lugar a una pérdida de potencia que irá aumentando de forma lineal con el área de la célula inactiva.

Las grietas potencialmente crecen durante un tiempo operativo más prolongado y, por lo tanto, extienden su impacto malicioso en la funcionalidad y en el rendimiento del módulo fotovoltaico, lo que también puede provocar puntos calientes. Las microgrietas no detectadas pueden dar como resultado una vida útil del módulo menor a la esperada, dependiendo del tamaño, ubicación en y calidad de impacto.



Se pueden detectar microgrietas en el campo antes de la instalación y durante la vida útil de la misma. Existen diferentes métodos de prueba de calidad para identificar microgrietas, de las cuales la más eficiente es la prueba de detección de grietas por electroluminiscencia (EL). La mayor parte de los fabricantes recomiendan inspecciones periódicas de los paneles instalados durante la vida útil de los mismos.

Este defecto es muy típico en los paneles de silicio cristalino, y es la principal causa de la pérdida de potencia en los mismos.

En la figura 3.3 se muestran una serie de fotografías, las de la izquierda muestran un panel con varias grietas en las células a través de una fotografía electroluminiscente, mientras que las de la derecha muestran varias células agrietadas.

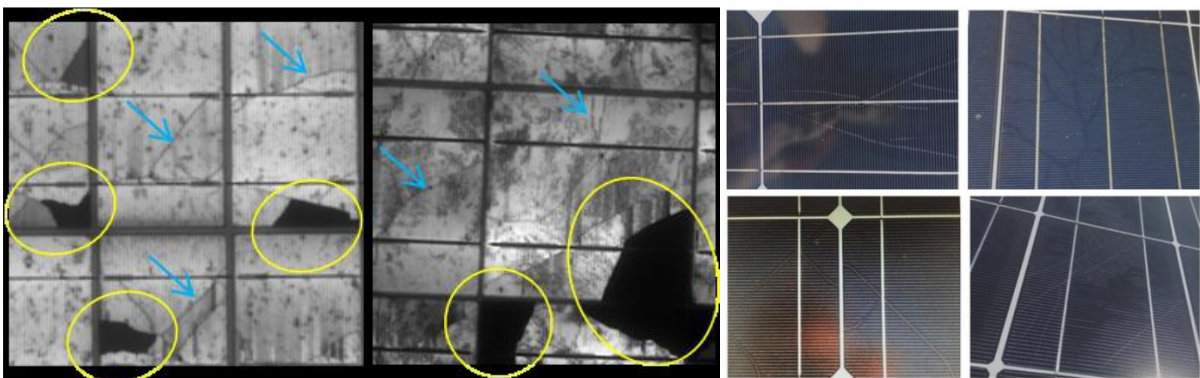


Figura 3.3: Fotografía EL de un panel con varias grietas(círculos) y microgrietas (flechas). (MonoSolar, 2021)  
(Amine Mansouri)

### 3.1.3 Pérdida de homogeneidad

Este defecto, que afecta únicamente a los paneles con células de silicio cristalino, es uno de los más habituales. Esta falta de homogeneidad en el cristal, es muy fácil de detectar mediante imágenes de electroluminiscencia (EL), ya que aparece reflejado como áreas oscuras con un aspecto granular. Estas pérdidas de homogeneidad, pueden deberse a diferentes motivos, ya sean fluctuaciones relacionadas con el proceso de concentración del dopante, fluctuaciones en el espesor del material, defectos estructurales del material...

Este problema deriva en anchos de banda no homogéneos, lo cual reduce la eficiencia de las celdas.

La figura 3.4 muestra dos fotografías electroluminiscentes en la que se puede apreciar este defecto en las zonas redondeadas con color amarillo.



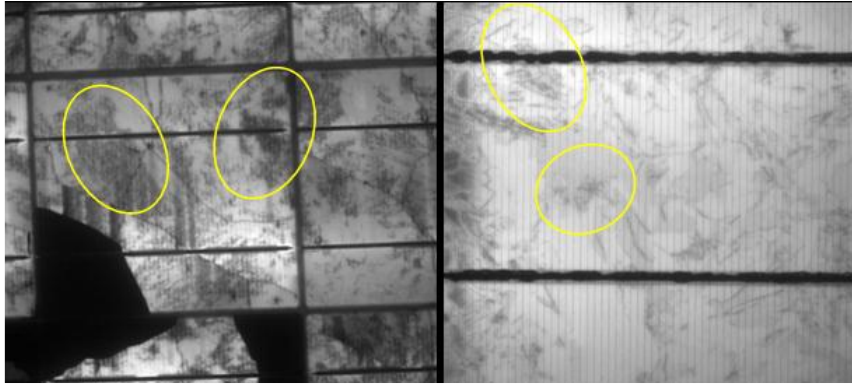


Figura 3.4: Fotografía EL de un panel con varias zonas con pérdida de homogeneidad (Amine Mansouri)

### 3.1.4 Rotura del marco

Los módulos tienen, que soportar las condiciones atmosféricas de la zona en la que se instalan. Su diseño tiene que estar preparado para soportar cualquier clima que se presente. Para ello se realizan diversas pruebas durante su fabricación. Para las situaciones de nieve, se suele utilizar la prueba de carga de nieve de IEC 61215 [IEC61215]. Con respecto a las características reales, la prueba de carga mecánica no aplica la misma tensión en la parte inferior del módulo, cuando este se encuentra en una posición inclinada, que la carga que puede aplicar un gran volumen de nieve y hielo en una situación real. Esto, puede provocar que en un caso extremo se pueda provocar la ruptura del marco.

La figura 3.5 muestra un marco dañado afectado por el peso de la nieve acumulada.

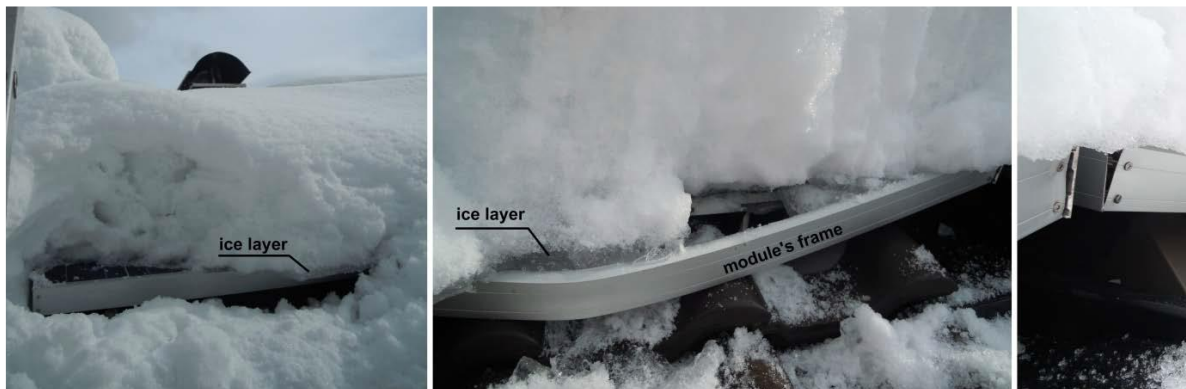


Figura 3.5: Fotografía de un panel con el marco partido debido al peso de la nieve (Programme, 2014)

### 3.1.5 Producción de ácido acético

El EVA (Etileno Vinil Acetato) es un polímero termoplástico, que se usa en los módulos fotovoltaicos como encapsulante de las células generadoras. Éstas se conectan entre sí conformando el núcleo fotovoltaico del panel. Se depositan en un soporte cristalino y se encapsulan mediante EVA, para evitar la entrada de aire o humedad.

Cuando las láminas EVA reaccionan con la humedad, forman ácido acético que acelera el proceso de corrosión de los componentes del módulo fotovoltaico. Esto puede atacar a todos los contactos de plata y afectar la producción celular. Para las láminas posteriores permeables, esto no es un problema porque el ácido acético puede salir y no queda acumulado, pero para las láminas posteriores impermeables, este defecto puede causar pérdidas de energía sustanciales con el tiempo.

### 3.1.6 Decoloración del encapsulante

Este defecto está relacionado con el mencionado anteriormente, ya que cuando se localiza un fallo en el EVA, también se ve afectado todo el encapsulante. Cuando se produce este fallo, la célula de silicio puede entrar en contacto con el aire. El oxígeno del aire dará lugar a la formación de dióxidos de silicio, produciéndose el efecto de la oxidación. Esto supone una decoloración, es decir, ese color marrón que aparece en las células, como cuando se oxida cualquier metal en presencia de humedad.

Esto supone una pérdida de transmisión y una pequeña reducción de potencia. La decoloración se debe al blanqueamiento del oxígeno, por lo que, con una lámina posterior transpirable, el centro de las células se decolora mientras que los anillos exteriores permanecen limpios. Puede ocurrir debido a una mala reticulación y/o aditivos en la formulación de EVA. Este tipo de degradación se suele considerar predominantemente un problema estético, pero en función de su grado de avance, puede dar lugar a una reducción de la potencia, es decir, a una caída en el rendimiento eléctrico. La decoloración puede resultar evidente para un observador antes de que se pueda confirmar la disminución de la corriente del módulo (por lo tanto, la producción de energía). A menos que este defecto sea muy severo y localizado en una sola celda, donde podría hacer que se encienda un diodo de derivación de una subcadena, la decoloración de EVA no presenta ningún problema de seguridad. Si bien es poco común que la decoloración de lugar a otras fallas dentro de la celda, puede correlacionarse con una alta temperatura del módulo, la generación de ácido acético y corrosión, mencionada anteriormente, y la fragilización del encapsulante EVA.

Como dato informativo, según la revista analítica “Photovoltaic Degradation Rates— an Analytical Review, Prog. Photovolt: Res. Appl. (2011) doi: 10.1002/pip.1182” (Analytical Review, Prog. Photovolt, 2011) existen evidencias de que la decoloración del EVA puede contribuir a la lenta degradación que se observa en la mayoría de los módulos de silicio. Según una investigación realizada sobre 1800 módulos de silicio, la tasa de degradación media era del  $\sim 0,5\%$ . El 60% de estos paneles mostraban ligeros síntomas de decoloración y otro 10% mostraba una decoloración más severa, pero la pérdida de rendimiento en todos ellos era mínima.

Se muestran varios ejemplos de este tipo de defecto en la figura 3.6.



Figura 3.6: Fotografías de paneles dañados por la corrosión debido a fallo localizado en el encapsulante. (Revier.Solar, 2018)

### 3.1.7 Derivaciones

Las derivaciones son corrientes de fuga que aparecen entre el contacto frontal y el contacto trasero de una celda solar. Esos puntos de derivación ofrecen una muy baja resistencia, dando lugar a un voltaje de circuito abierto bajo. Este defecto es muy habitual en los paneles de capa fina, especialmente en los basados en CIGS, y suele ser causa de fallos durante el proceso de fabricación. Suele provocar una caída en el rendimiento.

### 3.1.8 Fallo en la interconexión entre la cadena y la celda.

Las células solares, que están interconectadas en serie con cintas de interconexión para obtener un voltaje más alto, se encuentran conectadas desde el lado frontal al lado posterior de las celdas. Es habitual encontrar estas cintas debilitadas o desconectadas. Estas cintas son muy propensas a romperse por el pliegue motivado por la fatiga del material. Las causas que provocan este defecto suelen ser las siguientes:

- La soldadura deficiente en el proceso de producción del módulo de la conexión entre la cinta de interconexión de la celda y la interconexión de la cadena es la razón más importante de las desconexiones.
- Una deformación demasiado intensa durante la fabricación de la cinta doblada entre las celdas debilita mecánicamente la cinta de interconexión de celdas.
- Una distancia estrecha entre las celdas promueve la rotura de la cinta de interconexión de las celdas.

- El estrés físico durante el transporte del módulo fotovoltaico, el ciclo térmico y / o los puntos calientes por el sombreado parcial de la celda durante el funcionamiento a largo plazo del sistema fotovoltaico provoca que se rompan los pliegues mecánicos débiles de la cinta.

En la figura 3.7 se puede apreciar este defecto de interconexión.

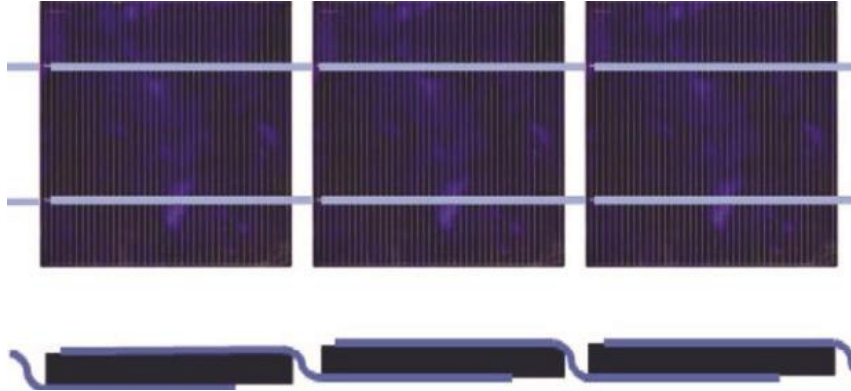


Figura 3.7: Células solares de silicio cristalino interconectadas en serie con cinta adhesiva. (Dsisolar, 2021)

### 3.1.9 Defectos en la hoja posterior

La hoja posterior de un módulo sirve tanto para proteger los componentes electrónicos de la exposición directa al medio ambiente como para proporcionar un funcionamiento seguro en presencia de altos voltajes de CC. Las láminas posteriores pueden estar compuestas de vidrio o de polímeros, y pueden llegar a incorporar una lámina metálica. La elección del material depende del costo, el tipo de resistencia mecánica que se necesita, la necesidad de aislamiento eléctrico y del comportamiento frente al vapor de agua. Es muy importante la elección del material de la hoja posterior en relación a las condiciones del sistema, ya que, un buen montaje de la hoja adecuada puede evitar problemas muy graves, como son incendios, riesgos eléctricos, caída del rendimiento o daños irreversibles en las celdas.

Lo más común es encontrarse con una lámina posterior compuesta de una estructura laminada con un polímero altamente estable y resistente a los rayos ultravioleta UV, a menudo un fluoropolímero en el exterior, expuesto directamente al medio ambiente, una capa interna de PET, seguido de la capa encapsulante. Este tipo de láminas ofrecen un buen comportamiento frente al calor, la humedad, el estrés mecánico... El problema que pueden presentar, es cuando se detecta una delaminación, ya que aumentará la temperatura al no evacuarse el calor. No es un problema inmediato, pero si se agrava, supondría una caída en el rendimiento.

Cuando se utilizan las hojas de vidrio, pueden fallar y romperse. Esto ocurre por montajes inadecuados, impactos de granizo, impacto de objetos arrastrados por el viento o cualquier otro tipo de estrés mecánico. Sin un control de las tensiones adicionales que provocan la delaminación y/o la rotura del vidrio, el exceso de encapsulante puede salir por los lados del módulo y hacer que el vidrio se doble ligeramente y pueda llegar a romperse, lo cual supone graves problemas de

rendimiento y seguridad. Cuando el módulo se basa en un dispositivo de película delgada en la lámina posterior (sustrato CIGS), se puede presentar un riesgo de seguridad muy importante, además de una pérdida de potencia muy significativa, pudiendo llegar a perderse toda la potencia del módulo. Además, al romperse, puede generarse cierto espacio a lo largo de las grietas y un voltaje que puede llegar a producir y mantener un arco eléctrico.

Si esto sucede junto con la falla de un diodo de derivación, todo el voltaje del sistema podría estar presente a través del espacio creando un arco grande y sostenido que, probablemente derretirá el vidrio, pudiéndose provocar un incendio. Sin embargo, si una lámina posterior de vidrio se rompiera en un módulo de Si cristalino típico, todavía habría una capa de encapsulante para proporcionar una pequeña medida de aislamiento eléctrico. Se puede concluir que los defectos en la hoja posterior suponen un riesgo mayor en los paneles de película delgada.

Como se ha indicado, también es frecuente encontrarse con una hoja posterior de metal en una estructura laminada polimérica, que proporciona una estructura impermeable y flexible. Estos, pese a parecer más seguros y eficientes que los de vidrio, necesitan una capa de aislamiento eléctrico más robusta entre las celdas y la lámina metálica, ya que cualquier pequeña brecha eléctrica afectaría a toda a lámina, cargándose con el voltaje del sistema.

### 3.1.10 Caja de Conexiones

La caja de conexiones se define como un contenedor fijado en la parte posterior del módulo con la capacidad de proteger las conexiones de las cadenas de las celdas. Generalmente contiene los diodos de derivación, de gran importancia para proteger las celdas de una cadena en caso de que aparezcan puntos calientes o sombras. Las fallas más comunes que se observan en campo en estos equipos son:

1. La mala fijación de la caja de conexiones a la cara posterior, lo que supone a largo plazo su desprendimiento.
2. Las cajas abiertas o mal cerradas debido a un proceso de fabricación deficiente.
3. Los problemas con la estanqueidad, lo que supone entrada de humedad que daña las conexiones y las interconexiones.
4. El cableado deficiente, que puede causar arcos internos, provocando incendios.
5. Los problemas en los contactos de las interconexiones. Este fallo puede provocar una alta resistencia y el consiguiente calentamiento de la caja de conexiones. Estos contactos defectuosos son causados por una temperatura de soldadura baja o por los procesos de producción químicos que pueden haber dejado rastros. A continuación, se muestran una serie de fotografías en la figura 3.8 donde se aprecian diferentes cajas de conexiones con diferentes problemas, defectos en las conexiones, cajas mal selladas, con problemas de estanqueidad o completamente abiertas.





Figura 3.8: Fotografías de diferentes cajas de conexiones, abiertas, con problemas de estanqueidad y con problemas en las interconexiones. (CambioEnergético, 2021) (F.Martínez Moreno, 2013)

### 3.1.11 Snails trails

Su curioso nombre es debido a que el efecto óptico que se genera es muy similar a los caminos que dejan los caracoles. Lógicamente este fenómeno de degradación ha llamado la atención, en el sector solar, por sus consecuencias sobre el módulo.

Este defecto se define como la corrosión de la lámina superficial de encapsulación, que es activado por tres factores; humedad, temperatura y un campo eléctrico, causando una reacción en la interfaz de la plata-polímero.

Este fenómeno de oxidación se produce por la humedad que se difunde a través de la lámina de la hoja posterior y llega a la superficie de la célula en los bordes o bien por medio de las microgrietas que ya se analizaron anteriormente. En presencia de un campo eléctrico, la temperatura de operación de los procesos de corrosión y posiblemente de irradiación UV en la interfaz entre los contactos de plata y el aluminio provoca la encapsulación que conduce a una migración de plata en la lámina de EVA y la formación de Ag (Plata).

La existencia de los snails trails no necesariamente implica un decremento de la eficiencia, pero sí puede ser indicativo de microgrietas en los paneles, las cuales sí que pueden causar una disminución de la generación eléctrica entre un 10% y un 30%.

En la figura 3.9 se puede ver como es este defecto.

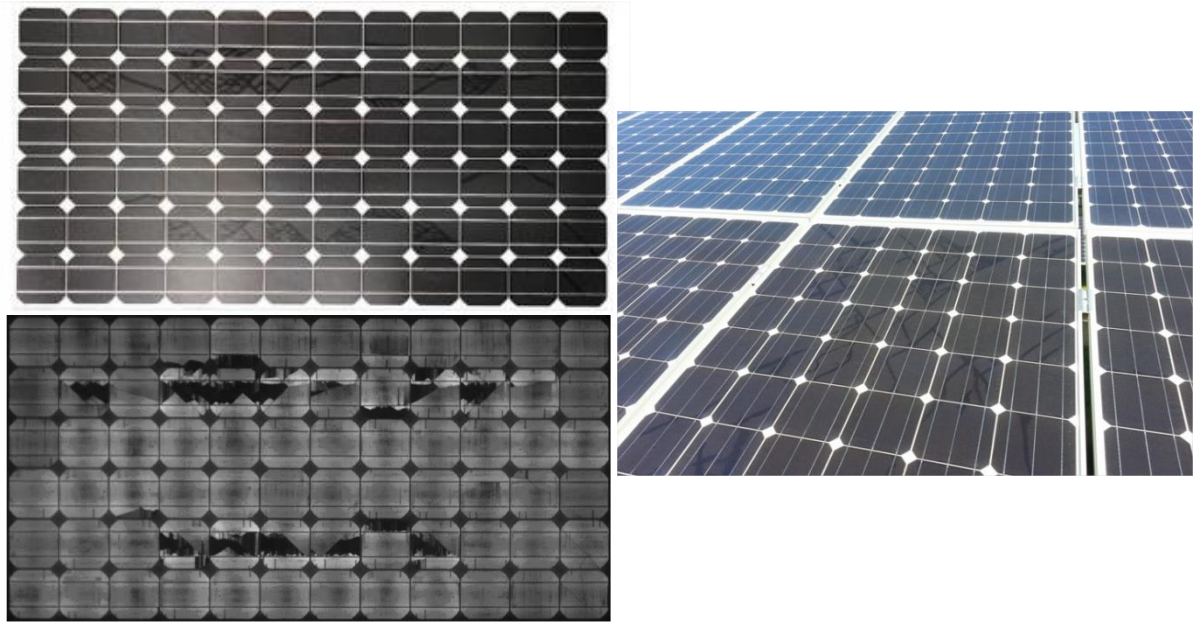


Figura 3.9: Fotografías de la izquierda muestran en la parte superior una foto de un panel afectado por Snails Trails y la fotografía inferior muestra ese mismo panel pero a través de una fotografía EL (Programme, 2014). La fotografía de la derecha muestra otro panel afectado por los Snails Trails (CambioEnergetico, 2021)

Varios laboratorios de investigación han mostrado interés sobre las causas que provocan estos defectos, pero actualmente existen muchas incógnitas por resolver. Todos ellos llegan a la conclusión de que se trata de una oxidación superficial de las células, ya que después de realizar los análisis químicos no parece afectar a los parámetros eléctricos de los módulos, pero sí influyen en la producción y en la durabilidad de los mismos.

Lo que sí parece que se detecta, es un efecto secundario que revela un problema en el funcionamiento de los módulos, ya que este fenómeno de oxidación provoca unas fracturas en las células de los módulos y estas últimas provocan pérdidas de producción, por lo que el rendimiento del módulo es inferior al deseado.

Aunque todavía no está totalmente claro los orígenes reales de estos fenómenos, se piensa que las principales causas de los Snails Trails son:

- Durante los procesos de producción, la aparición de huellas digitales (dedos) en la interconexión de las células.
- En el transporte o instalación del módulo y en la manipulación y movimientos bruscos de las células, provocando fisuras.
- Condiciones ambientales desfavorables, de temperatura y humedad que tienen los módulos en las instalaciones.



### 3.1.12 Puntos Calientes

En principio, todas las células fotovoltaicas de una serie de paneles conectados, tienen unas características idénticas y operan en una misma corriente (la del punto de máxima potencia). Cuando, por diversos problemas, hay una o más células solares que operan a menor corriente de lo deseable, la corriente de las otras células, las que se encuentran en un estado “óptimo”, se ve afectada, provocando voltajes más elevados. Podría decirse que las células que operan a mayor corriente intentan “empujar” la energía a través de las otras células de la serie que, por diversas razones, tienen limitada su capacidad. Como consecuencia, se produce lo que se denomina un “punto de calor”, es decir, un área localizada en esas células de menor corriente que se sobrecarga y, por tanto, se sobrecalienta. El resultado de este defecto puede dar lugar, en última instancia, a producir un cortocircuito o incluso a provocar la rotura del vidrio del panel. Sin embargo, lo más frecuente es que los daños se limiten a una reducción localizada de la eficiencia de las placas solares afectadas (dando lugar así a una menor potencia de salida) y a una mayor degradación de sus materiales, con lo que se acorta la vida útil de los paneles afectados.

Las causas que pueden dar lugar a puntos de calor son bastante variadas, desde defectos estructurales en la fabricación de los paneles solares (ej. conexiones mal soldadas, delaminación, defectos del material de la célula...) a daños mecánicos fruto de un mal manejo o transporte (ej. las microrroturas que se han mencionado antes, marco metálico doblado, etc.).

De especial interés resulta también el efecto negativo del sombreado permanente, que puede dar lugar también a puntos de calor al reducir la capacidad de las células sombreadas con respecto a las otras, con la consiguiente descompensación en la serie. Este sombreado puede tener su origen, por ejemplo, en la presencia de árboles cercanos o en la acumulación de suciedad sobre los paneles solares, provocando así que los rayos del sol no puedan alcanzar a algunas de las células.

Si la disipación de potencia es lo suficientemente alta o localizada, la celda con polarización inversa puede sobrecalentarse y provocar la fusión de la soldadura y/o del silicio y el deterioro del encapsulante y de la lámina posterior. También puede llegarse a producir un arco eléctrico, si el diodo de derivación es incapaz de desviar la corriente, pudiendo derivar en un incendio.

Este defecto se muestra en la figura 3.10.

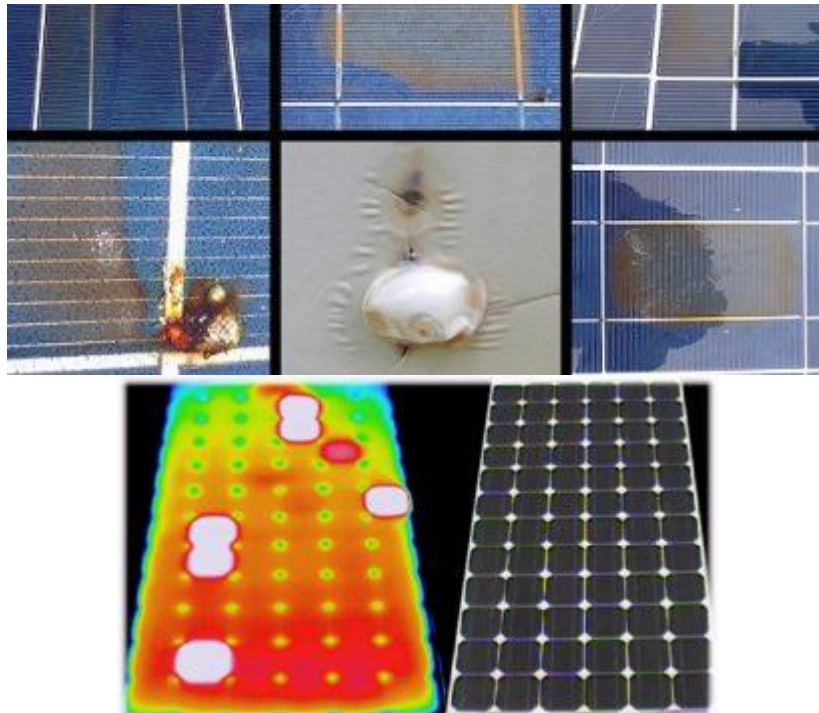


Figura 3.10: Fotografías de la parte superior tomadas de módulos fotovoltaicos dañados por puntos calientes (SolarNews, 2017). Fotografías de la parte inferior reflejan como, un módulo aparentemente en buen estado, con una imagen IR se aprecian los diferentes puntos calientes localizados en varias células dañadas. (CarlotronSolar, 2020)

### 3.1.13 Amarilleamiento

El amarilleamiento es, básicamente, un cambio de color en los paneles solares debido a la filtración de luz ultravioleta. Como ya se ha mencionado, los módulos solares utilizan un polímero plástico denominado EVA (Etileno-Vinil-Acetato) que funciona como encapsulante de las células solares y que se ubica en dos capas, encima y debajo de las células. El amarilleamiento ocurre cuando los rayos ultravioletas del sol traspasan el cristal del módulo y la capa superior de EVA, alcanzando así a las células solares. En los huecos que hay entre dichas células, la luz puede continuar avanzando y penetrar a través de la segunda capa de EVA hasta una capa que hay bajo esta (denominada capa LE) creando en ella una decoloración de tono amarillento. Se trata de un problema bastante evidente a simple vista pero que, afortunadamente, no afecta de manera significativa al rendimiento de los paneles. En cualquier caso, la mayoría de fabricantes ya incorporan en las capas encapsulantes de sus módulos sólo compuestos con capacidad de bloquear los rayos ultravioletas.

En la figura 3.11 se puede visualizar este defecto.



Figura 3.11: Fotografías de un módulo afectado por el amarilleamiento. (Scenicroutepaper, 2020)

### 3.1.14 Cinta de conductor y defectos de las juntas

Las células solares están equipadas con dos elementos básicos, los contactos frontales y los contactos posteriores. Estos permiten la entrega de corriente al circuito externo. La corriente es transportada por tiras de buses que están soldadas a los contactos. Una falla en la cinta de la cadena implica una caída en la potencia de salida.

Los problemas en las interconexiones se producen como resultado de la expansión y contracción térmica y por culpa de grandes tensiones mecánicas repetidas. Además, una cinta con pliegues más gruesos puede derivar en la ruptura de las interconexiones y dar como resultado células en cortocircuito y en circuito abierto.

Se puede considerar que una de las partes críticas del módulo son las interconexiones de la unión de soldadura. Se componen de muchos materiales unidos entre sí: la propia soldadura, la barra colectora, la cinta y la oblea de silicio. Estos materiales poseen diferentes propiedades, tanto térmicas como mecánicas. En la unión, todo el conjunto desarrolla unos problemas de confiabilidad termomecánica que son causados por diferencias en el coeficiente de expansión térmico de los distintos materiales unidos.

La temperatura del módulo fotovoltaico varía según el clima local, lo que a su vez afecta la tasa de degradación de la interconexión de la soldadura. Esto implica que una instalación fotovoltaica en el desierto tendrá una vida útil inferior a una instalación ubicada en España.

Aunque el uso del proceso de soldadura en el ensamblaje de células solares en módulos fotovoltaicos tiene la ventaja de producir productos que poseen una alta confiabilidad a un costo mínimo de producción, el proceso ocurre a altas temperaturas con un potencial inherente para producir así una tensión de corte en la oblea de silicio.

Esto puede implicar la aparición del fallo y de la degradación de las juntas de soldadura, causando un aumento de la resistencia en serie, es decir, dando lugar a la pérdida de potencia.

### 3.1.15 Degradación Inducida por Potencial (PID)

El PID, conocido como degradación por potencial inducido, es una degradación debida a la presencia de corrientes parásitas en los mismos. Su efecto potencial puede hacer caer la potencia del equipo hasta en un 30%. Es un defecto que muchos desconocen, incluidos instaladores, promotores etc., pero que, sin embargo, tiene unas consecuencias demoledoras en el rendimiento de un panel solar a medio-largo plazo. Puede ocasionar problemas de rendimiento muy serios en un sistema fotovoltaico, dependiendo de la calidad del sistema.

La causa de estas corrientes es la presencia de diferencias de potencial entre el módulo y la tierra. Esto hace que se generen unas corrientes de fuga entre las células del panel y el resto de componentes. La mayoría de los sistemas sin puesta a tierra, presentan unos módulos con un voltaje no nulo que genera este efecto, aunque suele ser más frecuente en voltajes negativos, especialmente cuando se dan condiciones de altos voltajes, alta humedad ambiental o elevadas temperaturas, así como cuando la calidad del panel y de las células no es óptima.

Una manera de prevenirlo, sería utilizando inversores con la opción de poner a tierra uno de los polos, en función de la tecnología de los módulos y el tipo de inversor. Este efecto puede ocasionarse debido a la interacción de varios factores:

- Las condiciones medioambientales del lugar, sobre todo en climas cálidos y húmedos.
- Las condiciones eléctricas del sistema fotovoltaico, a mayor tensión de las series (strings) mayor es la posibilidad de aparición del efecto.
- La calidad del panel solar utilizado en la instalación, es decir, los paneles solares baratos.
- La calidad de las células del panel solar en cuestión.

Como se ve en la figura 3.12 con la línea de puntos, se produce un flujo de corriente que fluye entre el marco de aluminio, el vidrio, el tedlar y el EVA por el interior del panel, hasta las células. Esto supone la aparición de un estrés extremo en las células de dicho panel, y, en consecuencia, una caída del rendimiento.

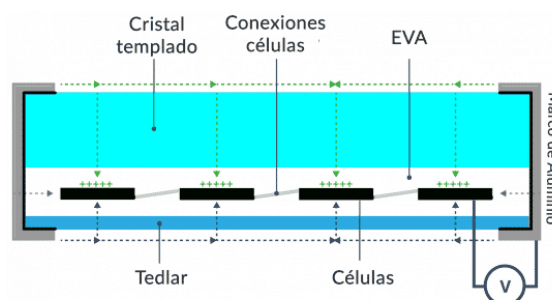


Figura 3.12: Descripción del defecto PID (Sunfields Cordero, 2020)

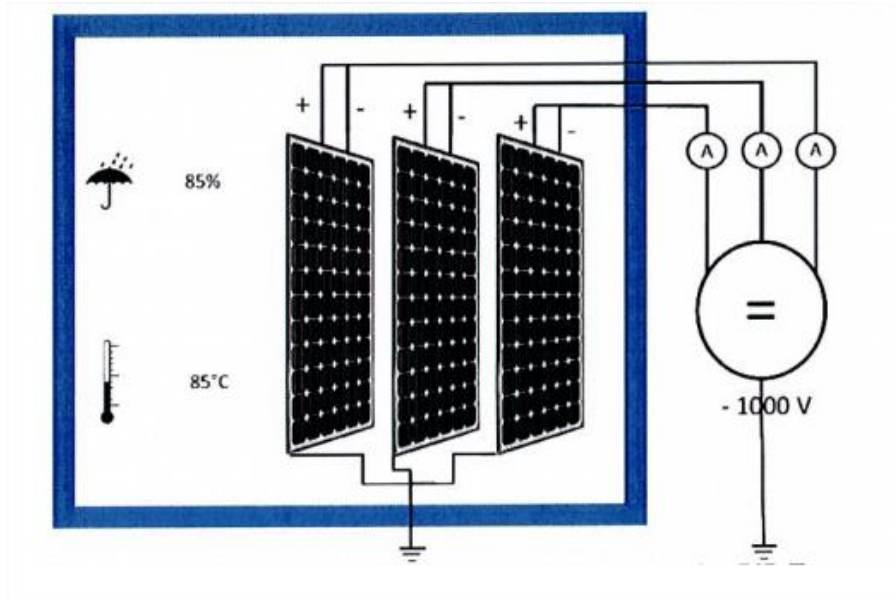


Figura 3.13: Proceso de ensayo defecto PID (Sunfields Cordero, 2020)

Para comprobar si un panel presenta PID, existe un ensayo. El proceso del ensayo del panel, mostrado su esquema en la figura 3.13, es el siguiente:

- Lo primero que se realiza es un estudio de la curva I-V del panel solar antes de la prueba, para conocer si dicha curva varía negativamente al someter al panel a las pruebas de estrés del test PID.
- Después, se realiza una captura con una cámara termográfica del panel, antes de realizar el PID test, para conocer posteriormente si alguna de las células presenta algún tipo de degradación tras las pruebas del test.
- Se conecta el marco del panel a tierra, según como indique cada fabricante.
- Se introduce el panel o los paneles en una cámara de ensayo a una temperatura de 85°C y una humedad del 85%.
- Se aplica una tensión entre los polos positivo (+) y negativo (-) del panel correspondiente a la máxima tensión admisible indicada en la documentación técnica del panel. (Suele ser de 1.000V).
- Se deja el panel/paneles en esas condiciones durante 48 horas.
- Pasadas las 48 horas, se mide la curva I-V del panel y se analiza la imagen termográfica, para ver si ha sufrido alguna degradación.



Para analizar un ejemplo, se toma unos resultados de un test PID superado por unos paneles solares distribuidos por SunFields. Estos se aprecian en la figura 3.14.

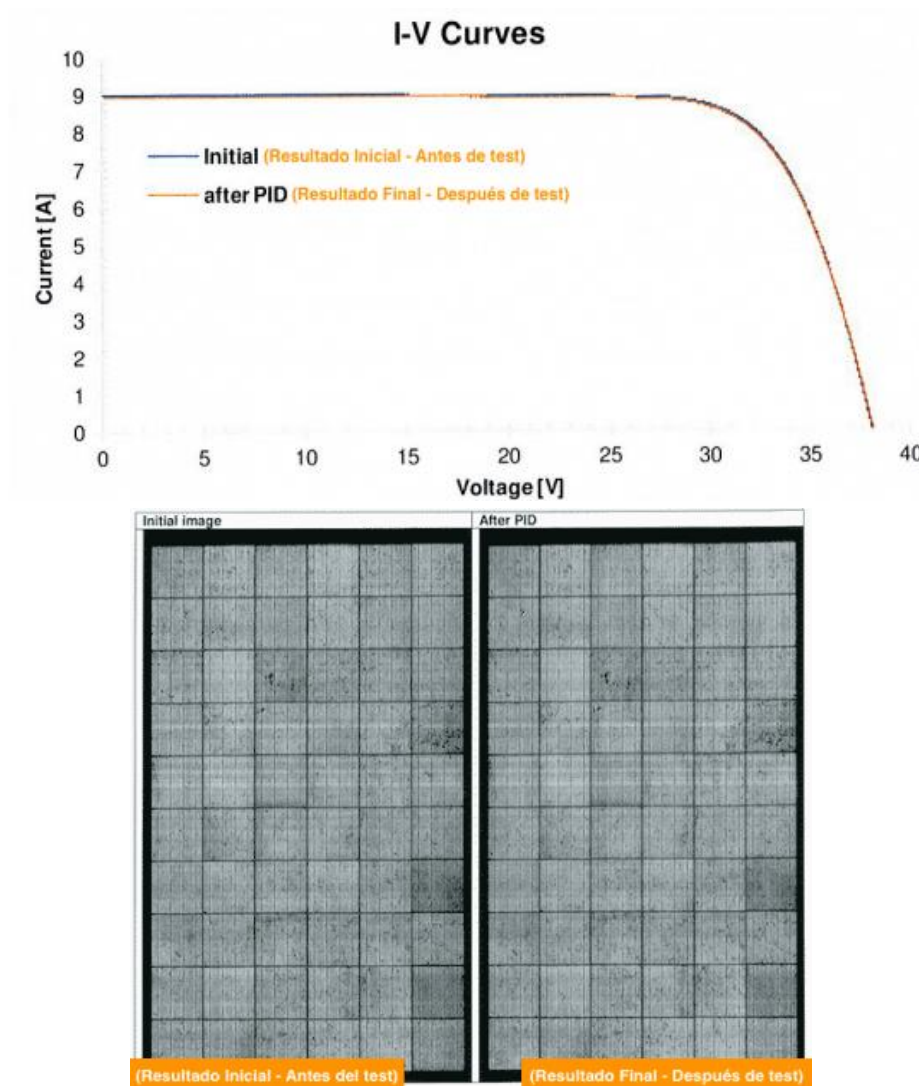


Figura 3.14: Prueba PID superada por paneles distribuidos por SunFields (Sunfields Cordero, 2020)

Si el panel ensayado no sufre una degradación de más de un 5%, como es el caso del ejemplo, será declarado como libre de efecto PID.

Existen dos tipos de PID, el reversible y el irreversible. El PID irreversible, viene derivado de unas reacciones electroquímicas que son resultado de la corrosión eléctrica del óxido conductor transparente.

El PID reversible consiste en una acumulación de polarización superficial de carga positiva en una celda fotovoltaica.

A día de hoy, existe un certificado conocido como PID free que presupone que el panel solar que se va a instalar está libre de dicho efecto, aunque esto no tiene que ser así, como ya se ha comprobado en muchas ocasiones, sobre todo con las de origen chino, que disponen de este certificado, pero al realizar las comprobaciones en los laboratorios europeos, no superan las pruebas.

Analizando la siguiente figura 3.15, basada en los ensayos realizados por una de las empresas más prestigiosas a nivel mundial en energía renovable, el laboratorio Fraunhofer:

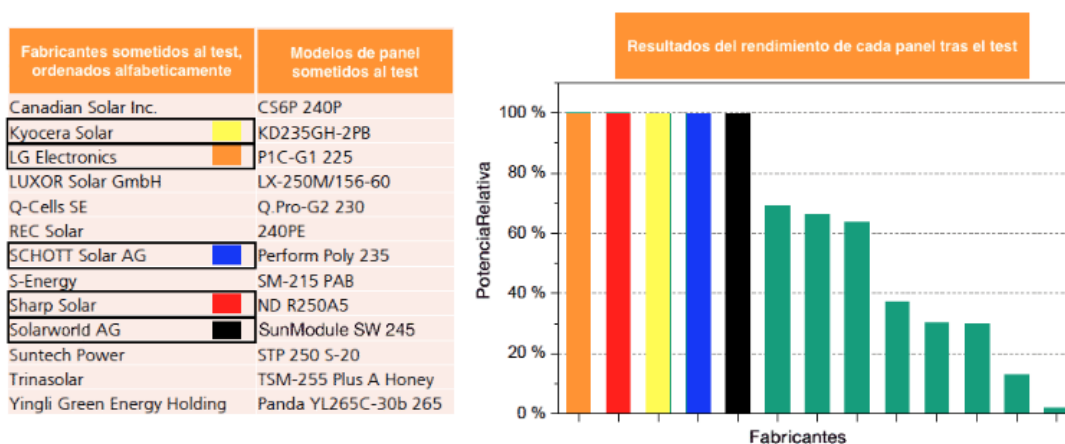


Figura 3.15: Ensayos realizados PID sobre distintos paneles de diferentes marcas (Sunfields Cordero,2020)

Se puede ver como algunos fabricantes sí que cumplen con ese certificado, como son Sharp, SunPower, LG, Kyocera y Schott, pero el resto de fabricantes no. Incluso alguno no llega ni al 25% del rendimiento que debería de tener según el fabricante.

Bien es cierto que el efecto PID, puede no llegar a aparecer nunca al depender también de las condiciones medioambientales. Además, que como ya se ha mencionado, es un efecto a largo plazo, 5-7-9 años.

A nivel nacional, las condiciones meteorológicas de España son favorables a la aparición del efecto, por lo que es necesario controlar la calidad del panel solar seleccionado para cada proyecto y así, tratar de evitarlo.



### 3.1.16 Análisis de los defectos

Todas las fallas anteriores contribuyen a la degradación de los paneles fotovoltaicos. Los módulos fotovoltaicos están diseñados para durar en torno a los 20 años, y, actualmente, los nuevos módulos se someten a una serie de programas de prueba acelerados que simulan los efectos del calor, la humedad, los ciclos de temperatura, la radiación UV y otros factores, para estudiar el comportamiento del panel y tratar de minimizar los posibles defectos que puedan aparecer en ellos.

A la hora de llevar a cabo una inspección visual en búsqueda de los módulos FV defectuosos o dañados, es necesario regirse por la Norma ASTM E 1799-96. Este estudio se puede realizar antes o después de que se haya sometido a los módulos a las pruebas de estrés, como puede ser la E 1038, E 1171 o E 1596. De esta manera, al haber finalizado ambos estudios, se pueden comparar los resultados, y no solo detectar los fallos visibles, sino también los internos que aparecen al someter a los módulos a cierto estrés. Para llevar a cabo esta inspección, es necesario seguir tres pautas principales:

- Preparación para la prueba de inspección. Las inspecciones hechas con anterioridad a cualquier prueba de estrés ambiental, deben documentar la condición del módulo de manera que cualquier cambio que ocurra durante las pruebas pueda ser identificado en la inspección de post-prueba.
- Inspeccionar visualmente cada módulo para determinar la presencia de anomalías o defectos. Tales anomalías o defectos pueden ser: Los daños por el transporte, mano de obra deficiente, los defectos en los soportes de montaje o estructuras, agrietamiento, la contracción, la distorsión, o superficies pegajosas de materiales poliméricos, falla en la unión adhesiva, burbujas o delaminación de materiales encapsulados, la presencia de material extraño, la corrosión de los sujetadores, miembros mecánicos o elementos de circuitos eléctricos, huecos o corrosión en las películas delgadas de las capas fotovoltaicas, la decoloración de los materiales de encapsulados, la decoloración de los elementos fotovoltaicos activos, quebrados, rotos o grabados en las superficies externas, interconexiones eléctricas rotas, o defectuosas, elementos estructurales con grietas o dañadas, celdas solares que tocan otra celda o al marco del módulo, terminales eléctricas no unidas al módulo o haciendo contacto al bastidor o la falta, la ilegibilidad o descamación en la etiqueta de identificación o de la marca...
- Registrar los resultados de la inspección visual de modo que cualquier cambio que ocurra durante las pruebas posteriores puedan ser identificado. Estos registros pueden ser cualquier combinación de las descripciones, diagramas, o imágenes, cualquier anomalía o defecto observado durante la inspección. La ubicación de las anomalías o defectos deben ser inequívocamente documentadas.

## 3.2 Métodos de Inspección Ópticos

### 3.2.1 Termografía

#### 3.2.1.1 Definición

La termografía infrarroja (TIR) se basa en el análisis de la radiación emitida por los objetos observados con un sensor adecuado. Dicha radiación se presupone que, idealmente, seguiría la dada por la teoría de la radiación del cuerpo negro. La explicación completa excede el fin de este trabajo, pero es necesario explicar algunos de los conceptos fundamentales.

Un cuerpo negro ideal es aquel del que la radiación que llega al visualizarlo proviene únicamente del hecho de que está a una temperatura concreta. Es decir, dicho objeto ideal no reflejaría nada de la radiación que le pudiera venir de otra fuente como, por ejemplo, el Sol. Por este motivo, se le denomina negro, ya que absorbe toda la radiación que le llega de otras fuentes. En esas condiciones, la temperatura de la materia que lo forma es la única variable que determinaría su espectro de emisión. Dicho espectro ocupa, teóricamente, todo el espectro electromagnético. Sin embargo, la longitud de onda donde emite su máximo y la cantidad de energía radiada total están determinadas por su temperatura. De este modo, cuanto más caliente esté un cuerpo, menor será la frecuencia en la que más energía emita, dentro de todo el espectro electromagnético.

El principal problema de la determinación de temperaturas mediante TIR radica en que los objetos reales no son cuerpos negros ideales, Es decir, reflejan parte de la radiación que incide sobre ellos. Además, no todos los objetos lo hacen por igual ni en todo el espectro de manera constante, ya que dependen de la composición e incluso el acabado de su superficie. Por este motivo, se habla de la aproximación de objetos grises. Para ello, se multiplican los resultados obtenidos para el cuerpo negro por un factor entre 0 y 1 conocido como emisividad.

Este es uno de los principales problemas que presenta: para medir realmente una temperatura precisa de un material, se debe conocer con precisión su emisividad. El problema no radica únicamente en que este valor sea experimental, sino en que los paneles son objetos con muy diversos materiales en su composición.

El problema es aún más grave a la hora de determinar las verdaderas temperaturas de lo que se está observando puesto que el entorno, por tener su propia temperatura, también emite su propia radiación, pudiendo ser reflejada por el material observado. Cuando además se coloca la cámara en un dron, la altura de vuelo tiene una gran influencia a la hora de tratar de determinar una temperatura correcta, puesto que la radiación tiene que pasar más o menos la capa de atmósfera con la que puede interactuar. Esto no es tan crítico en el caso de la radiación visible, pero en las longitudes de onda donde mide la cámara TIR, el polvo, la humedad, contaminantes o simplemente los gases propios del aire, pueden ser bastante grandes, por lo que

se obtienen medidas más erróneas cuanto más alto está el dron. Eso sin tener en cuenta que, dependiendo del ángulo entre el sol, los paneles y la cámara, puede reflejarse distinta radiación que pervierte la medida, así como la cantidad de radiación que hay en ese momento (bien por la hora, bien por la nubosidad).

Una cámara termográfica o cámara térmica es una cámara que muestra en pantalla una imagen de la radiación calorífica que emite un cuerpo. En los últimos años las cámaras termográficas han sufrido un gran desarrollo gracias a los nuevos métodos de producción que han abaratado el coste de estos equipos.

Las cámaras de uso industrial, que son las empleadas a la hora de llevar a cabo un estudio en una planta solar fotovoltaica, detectan unas variaciones de temperatura entre los -20 grados y los 350 grados, con una precisión que depende del modelo de cámara y de visual que lleve la misma. La principal diferencia entre una cámara u otra, viene siendo la sensibilidad térmica, que es uno de los principales motivos que encarece estos equipos.

### *3.2.1.2 Descripción*

Estas cámaras analizan los cuerpos, que se encuentran por encima del cero absoluto, que son -273 °C, emitiendo una radiación infrarroja, que se traduce en calor. Cuanto mayor es esta radiación, mayor es la temperatura del cuerpo. Esta radiación es invisible al ojo humano y tiene un rango en el espectro electromagnético situado entre la luz visible y la radiación de microondas. En concreto, la longitud de onda de los infrarrojos suele estar entre las 0,7 y las 1000 micras.

Dentro de este margen, las cámaras térmicas trabajan en un rango que se conoce como infrarrojo térmico, donde se encuentran las temperaturas más habituales en la superficie terrestre, entre las 8 y las 14 micras, que equivale aproximadamente a la situación entre los -20°C y los 350 °C, como ya se ha mencionado.

Las cámaras disponen de un sensor térmico, conocido como microbolómetro, que cuando recibe la radiación infrarroja, se calienta y cambia su resistencia eléctrica. Este cambio es medido y equiparado a una temperatura, de tal manera que se le asigna un color en función de la temperatura y forma una imagen coloreada que será la que se muestre en la pantalla de la cámara. La ventaja de estos sensores es que pueden trabajar a temperatura ambiente y no necesitan refrigeración, por lo que son más económicos.

En la figura 3.16 que se muestra a continuación, se puede ver con una imagen termográfica un cuarto de contadores.

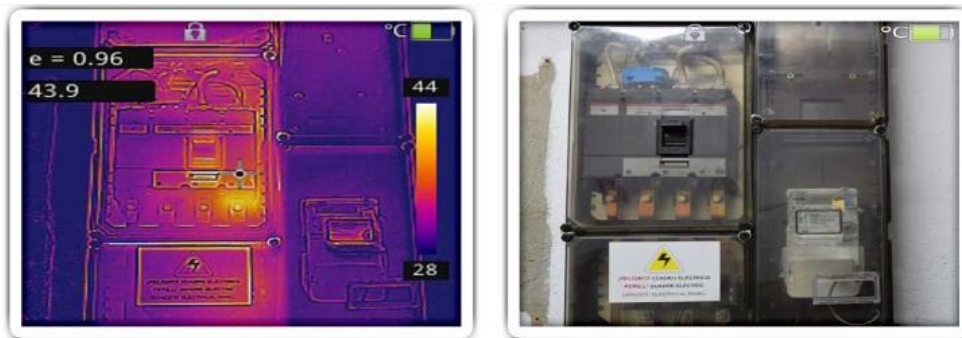


Figura 3.16: Cuarto de contadores visto a través de una cámara térmica (Photovoltaic, 2018)

Estas cámaras tienen diversas aplicaciones, desde medida de la temperatura corporal, a humedades de edificios, o a detección de puntos calientes defectuosos en plantas fotovoltaicas, que es lo que se va a estudiar a continuación.

#### 3.2.1.2.1 Utilización de las cámaras térmicas en instalaciones fotovoltaicas

Las cámaras termográficas son potentes herramientas no invasivas, empleadas para la supervisión y el diagnóstico de paneles solares, que permiten realizar el estudio de cada célula y descubrir cuáles presentan defectos. También son muy útiles durante el propio proceso de fabricación, ya que evita que se entreguen paneles defectuosos al poderse evaluar antes y después de la laminación.

Cuando se inspeccionan celdas solares desde la parte delantera, la cámara termográfica es capaz de ver la distribución del calor de la superficie de vidrio, pero tan solo ve de forma indirecta la distribución del calor de las celdas subyacentes. Por lo tanto, las diferencias de temperatura que se pueden ver y medir en la superficie de vidrio del panel son pequeñas. Para que dichas diferencias sean visibles, la cámara termográfica para estas inspecciones necesita contar con una sensibilidad térmica de  $\leq 0,06^{\circ}\text{C}$ . Las imágenes tomadas desde la parte trasera del mismo panel solar muestran muchos menos reflejos que la parte delantera, lo que hace que las mediciones de temperatura sean mucho más precisas.

La termografía sobre paneles fotovoltaicos se basa en un tipo de medición visual sin contacto necesario pero muy efectivo, ya que en un breve lapso de tiempo permite inspeccionar con gran fiabilidad una gran cantidad de paneles solares. Las anomalías térmicas y las diferencias de temperatura en los módulos se tornan inmediatamente visibles y sirven como una primera indicación de posibles fallos. Mientras que antes se inspeccionaban todos los paneles uno por uno, hoy en día se puede hacer una inspección general y concentrarse solo en aquellos módulos y células que térmicamente presenten alguna anomalía, complementando la inspección con otras mediciones. Aun así, para que una inspección con cámara termográfica sea realmente efectiva, se deben tener en cuenta ciertos aspectos muy importantes:

- **Requisitos meteorológicos:** la inspección debe realizarse en días secos, sin nubes, y con radiación solar intensa, ya que es cuando los paneles solares están a su máxima potencia. Además, es muy importante conseguir el máximo contraste térmico entre la temperatura ambiente y la del panel, por lo que es recomendable realizar la inspección o a primera hora de la mañana o a última hora de la tarde.
- **Orientación correcta:** De gran importancia es la orientación de la cámara con respecto al panel solar, ya que la energía irradiada depende de la dirección: la orientación de la cámara con respecto a la superficie del panel debería ser de  $60^\circ - 90^\circ$ . Los errores de medición debido a un ángulo erróneo pueden suponer la detección de diferencias de temperatura distorsionadas. Además, se debe evitar que la imagen térmica se vea afectada por las reflexiones, tales como las de la propia cámara, las del técnico que efectúa la medición o las de los edificios cercanos, ya que perjudican los resultados.
- **Interpretación y evaluación:** La aparición de temperaturas anómalas durante la evaluación de las termografías, no implica defectos sobre los paneles necesariamente. Así, por ejemplo, imágenes infrarrojas llamativas pueden estar indicando un ensombrecimiento parcial debido a la presencia de suciedad. Al mismo tiempo, una sola célula dañada no necesariamente lleva a una pérdida de rendimiento de todo el panel. Sólo la avería de secciones enteras provoca una pérdida de rendimiento significativa. También las temperaturas absolutas representadas en las termografías deben interpretarse con cuidado: reflexiones de la radiación de cielo frío pueden, por ejemplo, llevar a una interpretación errónea; el cielo claro, azul del verano, irradia con hasta  $-25^\circ\text{C}$ . En estos casos habría que prestar atención a las diferencias extremas de temperatura dentro del panel o en comparación con el panel colindante.
- **Los puntos calientes no necesariamente están indicando una célula defectuosa:** No todo punto caliente térmico debe ser un signo de fallo de una célula solar. Los soportes y cajas de conexiones pueden resultar visibles debido a la transferencia de calor en la superficie del panel. También, como se dijo antes, los paneles con discrepancias acusadas no necesariamente presentan defectos, ya que puede que la causa sea tan solo la suciedad.

En las últimas dos décadas se han instalado muchas plantas fotovoltaicas de pequeño y gran tamaño. Con este desarrollo, ha ido cobrando gran importancia las tareas de mantenimiento sobre las plantas existentes.

La utilización de este tipo de cámaras en tareas de mantenimiento de plantas fotovoltaicas ha sido promovida por diversos factores:

- Detección de una calidad deficiente de los paneles fotovoltaicos: El desarrollo del sector fotovoltaico en estos últimos años, ha hecho que muchas empresas encargadas de la fabricación de los equipos no den abasto y estén desbordadas. Esto ha supuesto que además de las empresas de mantenimiento especializadas en el sector de instalaciones fotovoltaicas, muchas empresas procedentes de otros sectores y con personal poco cualificado se introduzcan en este sector para cubrir la gran

demanda actual. Esto ha provocado la aparición de deficiencias en la elaboración, con rendimientos demasiado bajos para la generación eléctrica y con equipos de una calidad muy baja, generando un incremento en los riesgos de seguridad e incendio. Los defectos más habituales que derivan en exceso de temperatura son: diodos de derivación defectuosos, fallos de contactos y cortocircuitos en células solares, aparición de humedad o de suciedad, grietas en las células o en el propio cristal del módulo, mal conexionado, que deriva en pérdidas de potencia, módulos en circuito abierto y sin conexión, envejecimiento de la instalación, malos cableados, puntos de contactos flojos o sueltos...

- Aseguramiento de la calidad y de la garantía: Gracias a la termografía, puede comprobarse si la calidad de las células modulares cumple con los requisitos y especificaciones que indica el fabricante antes de empezar a utilizarlo. Esto sirve de gran utilidad a la hora de detectar fallos de fabricación.
- Evitar pérdidas de rendimientos de los clientes: Antes de gestionar una nueva instalación fotovoltaica, es necesario llevar a cabo un estudio tanto de inversión como de rendimiento. En el análisis del rendimiento, se estiman unos 20 años de vida útil para la planta, sin embargo, en este análisis no se tienen en cuenta las pérdidas de rendimiento por culpa de las instalaciones mal ejecutadas. Gracias a la termografía, se puede visionar si una instalación es óptima y correcta, y así evitar problemas futuros. Es necesario llevar a cabo comprobaciones periódicas, ya que la eficiencia de un sistema solar depende de la temperatura, y pueden aparecer calentamientos innecesarios por culpa de sombreados, células o subcadenas dañadas, que hagan que se consuma electricidad en lugar de generar. En términos generales, un calentamiento de 10 °C, hace caer el rendimiento en torno a un 5%.
- Eficientes negocios adicionales y sucesivos destinados a mantenimiento: Las necesarias revisiones de las plantas fotovoltaicas han incrementado en gran medida los contratos de mantenimiento periódico en instalaciones fotovoltaicas. Disponer para las mismas de cámaras termográficas no solo facilita el trabajo, sino que, la reducción de tiempo, implica un aumento en la rentabilidad de esos contratos.
- Protección contra incendios: La protección contra incendios juega un papel cada vez más importante, ya que debido a que los inversores y los componentes eléctricos modernos cada vez son más potentes se produce una elevada disipación de calor resultante. Los componentes eléctricos mal montados o mal refrigerados pueden provocar incendios, especialmente cuando la base es de material combustible y los componentes eléctricos instalados en el exterior están expuestos a un envejecimiento más rápido debido a las condiciones meteorológicas y a la radiación ultravioleta. Por otro lado, los cables eléctricos corroídos o sueltos presentan anomalías térmicas, visibles con las cámaras, lo que permite la detección de la falla antes de que pueda derivar en un incendio.
- Ahorro de tiempo: La termografía es un método de medición sin contacto. Esto quiere decir que, en muy poco tiempo, es posible escanear todos los módulos solares de una planta. Las anomalías térmicas y diferencias de temperatura en los módulos se tornan inmediatamente visibles y sirven como una primera indicación de posibles fallos. Mientras que antes todos los ramales de módulo se medían individualmente, hoy en día es posible



concentrarse en los módulos y células térmicamente notables mediante la utilización de una cámara térmica y un dron.

- Diodos de Derivación averiados: La detección de las averías de los diodos de derivación, generalmente causadas por tormentas, eran muy difícil de detectar hasta la aparición de estas cámaras, que permiten detectar tales daños de manera rápida y sencilla.
- Seguridad en las inspecciones que se realizan: Los sistemas fotovoltaicos están sometidos a tensión a la luz del día. En las cadenas de los módulos actuales, en muchas ocasiones se localizan tensiones de hasta 1000 V. Esto representa un considerable peligro de electrocución para las personas. Por ello, la termografía es un método de inspección seguro ya que la generación de imágenes térmicas se ejecuta siempre a una distancia segura de los módulos.

Por lo tanto, se puede concluir con que la inspección termográfica de los sistemas fotovoltaicos permite la rápida localización de defectos potenciales a nivel de celdas y placas, así como la detección de posibles problemas de conexiones eléctricas. Estas inspecciones se llevan a cabo en condiciones de funcionamiento real.

Para lograr imágenes térmicas o termogramas correctos que aporten información, deben tenerse en cuenta ciertos procedimientos y condiciones de medición:

- Se debe utilizar una cámara termográfica con los accesorios adecuados y la resolución correcta
- Se necesita radiación solar suficiente (como mínimo  $500 \text{ W/m}^2$ . Lo ideal son más de  $700 \text{ W/m}^2$ )
- El ángulo de visión debe estar dentro de los márgenes de seguridad (entre  $5^\circ$  y  $60^\circ$ )
- Se deben evitar el ensombrecimiento y las reflexiones.

Las inspecciones con una cámara termográfica ayudan a mantener la funcionalidad de los paneles solares y a ampliar su vida útil mejorando de manera notable la rentabilidad de la inversión de la empresa. Al realizar una inspección termográfica, hay muchos detalles que se deben considerar. Además de conocer cómo funciona la cámara termográfica y como tomar imágenes, es importante conocer la tecnología.

Todo ello se debe tener en cuenta para comprender, interpretar y evaluar las termografías correctamente.

### *3.2.1.3 Estudio de Imágenes tomadas con cámaras térmicas.*

Las principales anomalías térmicas que se detectan en una planta fotovoltaica, suelen ser las células calientes o puntos calientes que vienen promovidos por los sombreados externos, las grietas, la delaminación o los problemas celulares internos, el sobrecalentamiento de los diodos de derivación, los fusibles de cadena y los cables y puntos de conexión de CC y CA sobrecalentados.



A continuación, se van a analizar determinadas imágenes tomadas con cámaras térmicas.

En la figura 3.17, se observan 4 fotografías. Las dos fotografías superiores se corresponden con los mismos paneles, solo que una ha sido tomada con una cámara térmica y la otra no. Es un claro ejemplo de cómo unos paneles que aparentemente están en buen estado, presentan claros daños en varias células de un mismo panel, debidos a microgrietas en distintas células. Lo mismo ocurre en las dos fotografías de la parte inferior, solo que esta vez, las grietas sí que se aprecian a simple vista,

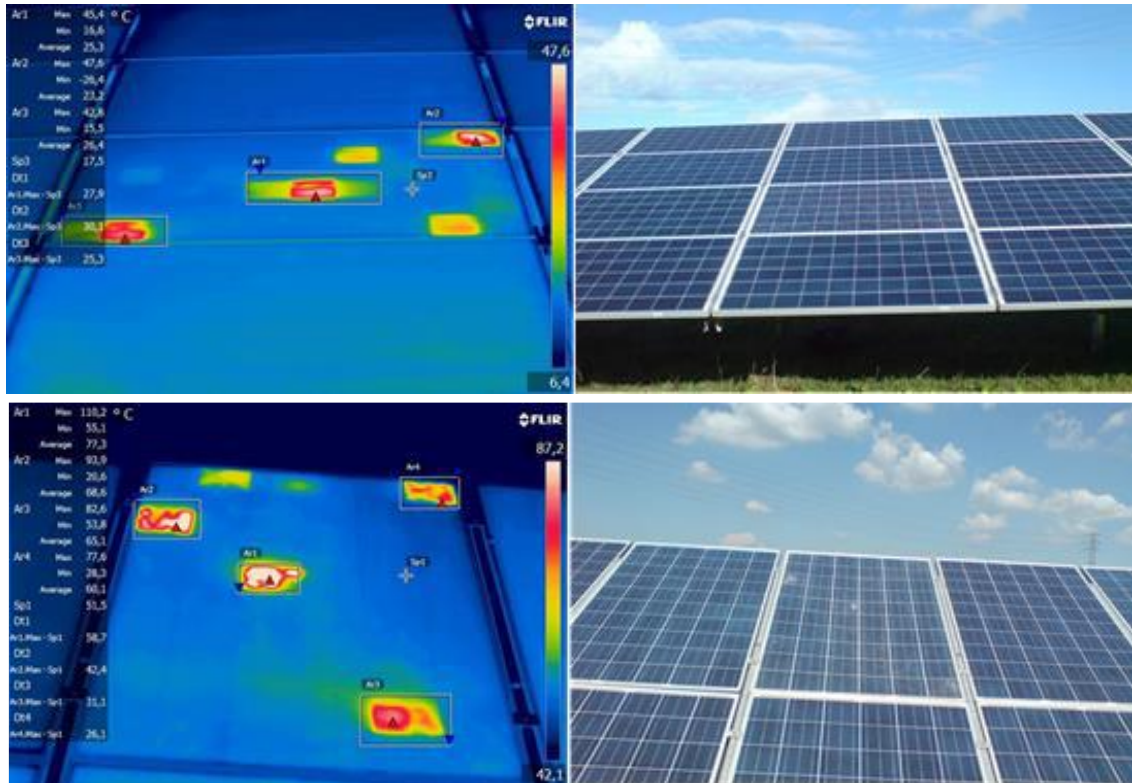


Figura 3.17: Imagen tomada de paneles fotovoltaicos, afectados por microgrietas. (Photovoltaic, 2018)

En la figura 3.18, también se aprecian puntos calientes en las células, pero esta vez, provocados por problemas internos en las mismas, ya sea por defecto de fábrica o por defecto a la hora de la instalación (cortocircuitos, contactos eléctricos deficientes...). Se puede ver en las dos primeras fotografías de la parte superior, como, nuevamente, visualmente no se aprecia nada, pero a través de la fotografía termográfica, se detectan 3 células que claramente presentan daños. Lo mismo ocurre en las de la parte inferior.

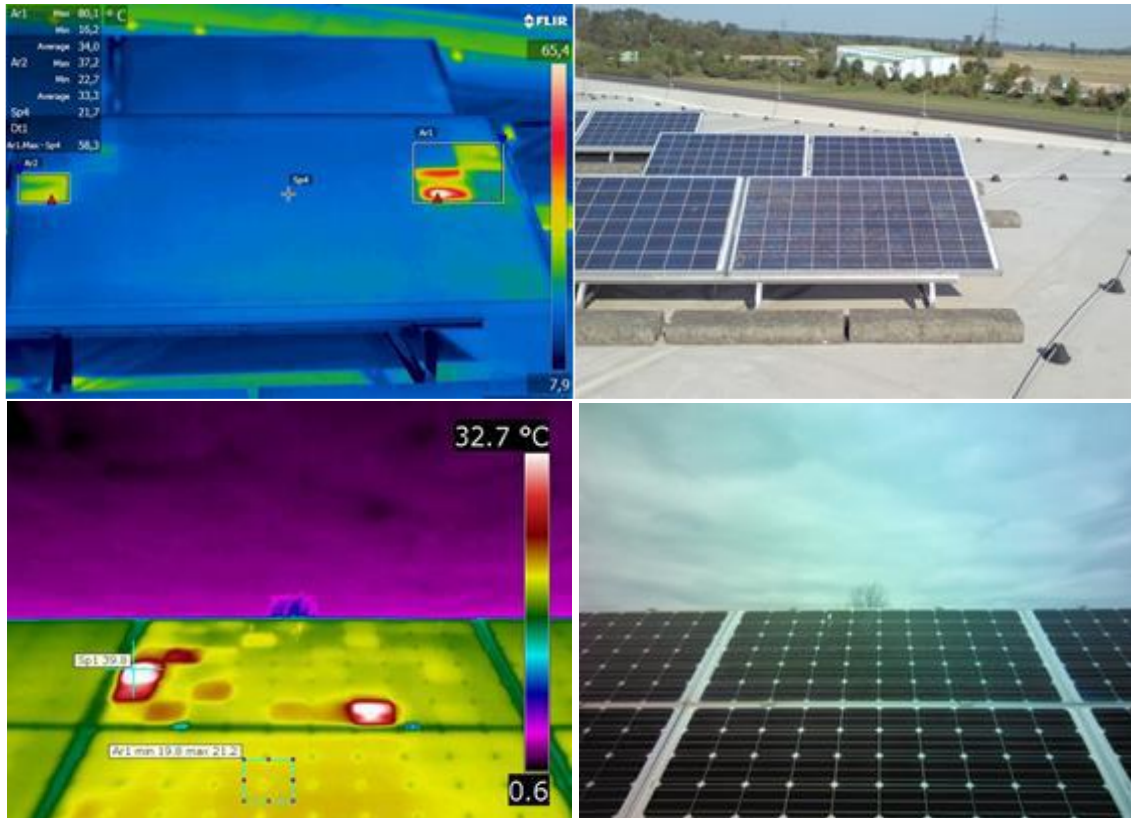


Figura 3.18: Imagen tomada de paneles fotovoltaico afectados con defectos de fábrica (Photovoltaic, 2018)

En la figura 3.19, se aprecian 4 fotografías termográficas que reflejan una célula dañada en un panel. Visualmente es muy clara la percepción de estos defectos, pero interpretar a que es debido ese exceso de calor, es algo bastante más complicado de hacer a simple vista, lo que hace necesario una evaluación individual del panel más precisa en la mayoría de las ocasiones.

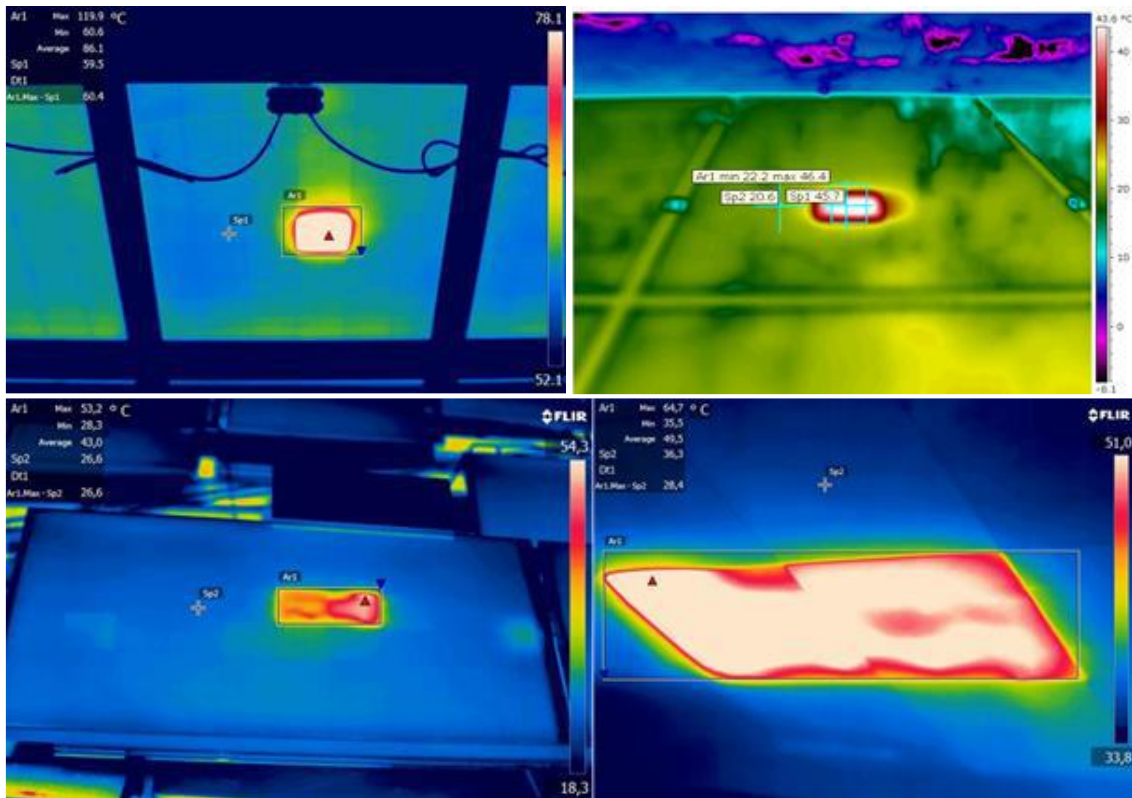


Figura 3.19: Imagen tomada de unos paneles fotovoltaicos con células sobrecalentadas. (Photovoltaic, 2018)

Como ya se mencionó anteriormente, las sombras en un panel fotovoltaico suponen un gran inconveniente. De manera visual, es lo que se analiza en la figura 3.20, compuesto por 4 pares de fotografías. En la primera tanda, se puede ver el grado en que afecta la sombra de un mástil sobre los paneles, dejando varios módulos bastante afectados. En la segunda tanda, se aprecia la sombra provocada por la vegetación que se puede presentar en la propia planta. Se aprecia como la sombra de una pequeña rama puede afectar a un panel, dejando una célula completamente fuera de rango. En la tercera tanda, se aprecia como afecta la sombra de una antena sobre una instalación en la cubierta de una vivienda. De manera visual, se aprecia el exceso de calor en varias células de varios paneles afectados. Con las fotografías de la última tanda se puede entender la importancia de un buen diseño de montaje de una planta solar fotovoltaica. Se aprecia como un panel hace sombra encima de otro, perjudicando a todas las células sombreadas.



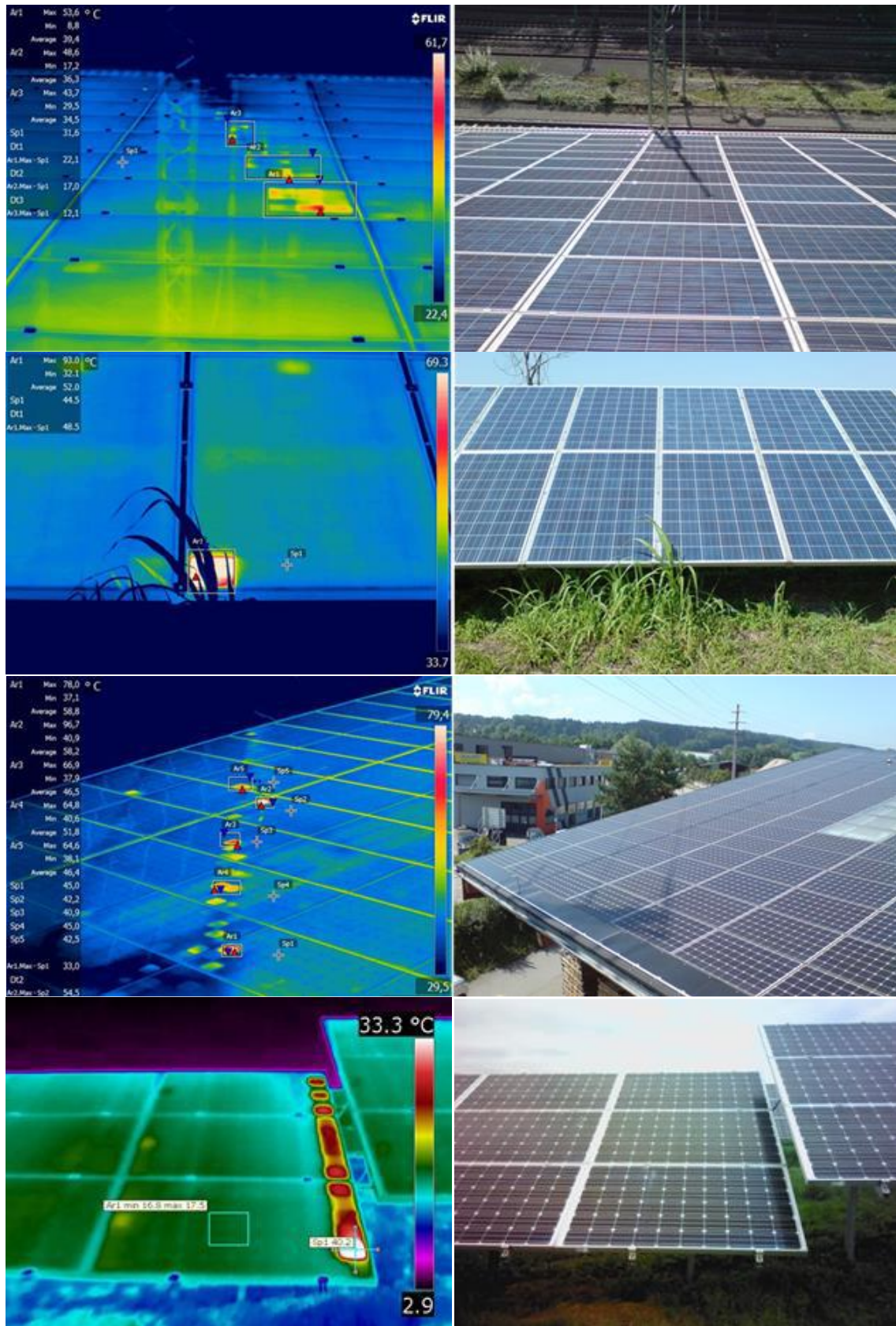


Figura 3.20: Imagen tomada de unos paneles fotovoltaicos afectados por sombras. (Photovoltaic, 2018)

Otro de los defectos más comunes de detectar utilizando cámaras termográficas, como ya se ha mencionado, es el sobrecalentamiento de los diodos de derivación. Estos diodos, que se utilizan para minimizar los daños de los puntos calientes, se conectan en paralelo con una polaridad opuesta a la de la cadena de las células, estando inactivo en condiciones normales de funcionamiento. Al aparecer cualquier falla, como puede ser una zona sombreada, el diodo se activa y evita que la corriente fluya a través de la celda dañada, de tal manera que, al pasar corriente por él, se calienta, y a ojos de la cámara térmica muestra mayor temperatura que el resto de diodos, pudiéndose detectar así el problema. A continuación, en la figura 3.21, se muestra una agrupación de fotografías de diodos sobrecalentados:

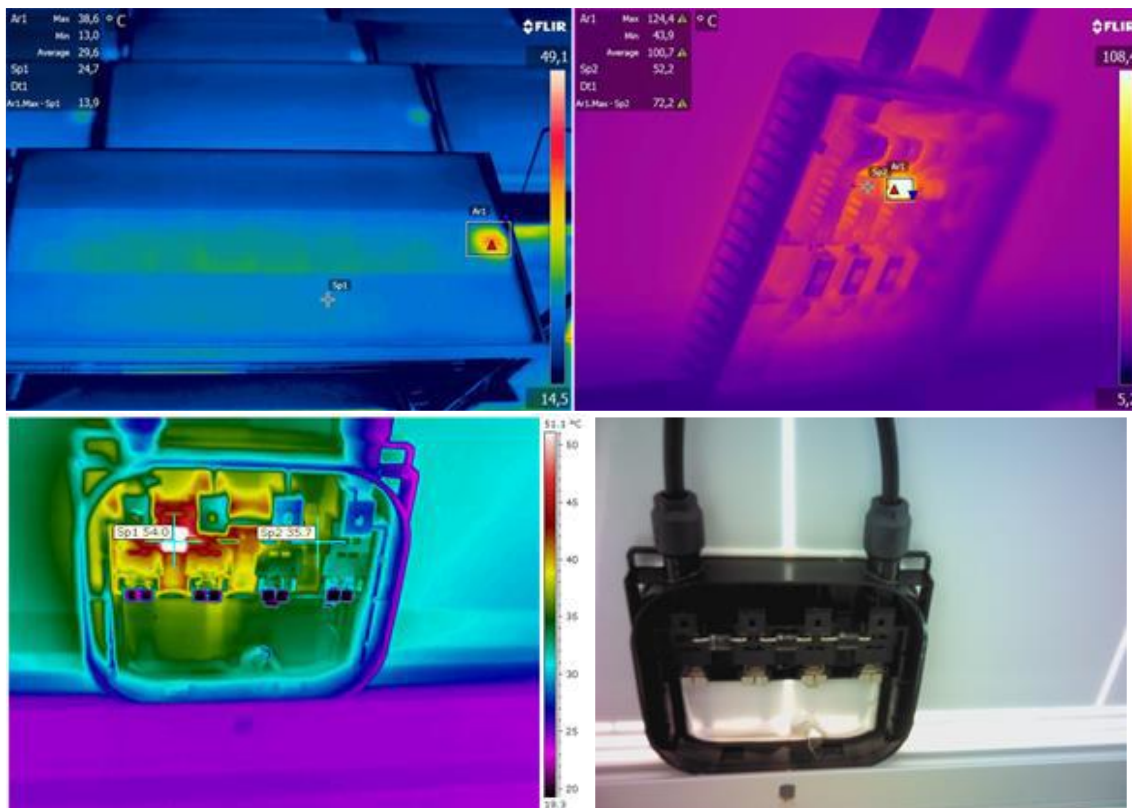


Figura 3.21: Fotografías tomadas de diodos de derivación sobrecalentados. (Photovoltaic, 2018)

Las dos primeras fotografías de la parte superior, muestran el mismo panel, desde la parte frontal y desde la parte trasera. En ambas situaciones, no hay ninguna duda y se aprecia ese sobrecalentamiento en el diodo sin problema. En las otras dos fotografías, tomadas de una de las cajas directamente, se aprecia con la cámara térmica sin ninguna dificultad el diodo que se encuentra en polarización directa funcionando.

Otro defecto frecuente, y fácil de localizar con este tipo de cámaras son las conexiones de los cables dañados, que también afectan de manera negativa al rendimiento de la instalación.



En la figura 3.22, se muestran varias fotografías. En las dos primeras de la parte superior, se puede apreciar el calentamiento en la interconexión a través de una barra transversal entre el cable y el terminal.

En la fotografía de la parte inferior de la imagen, se aprecia como, debido a la existencia de un tornillo suelto, se produce ese sobrecalentamiento en la barra transversal de unión.

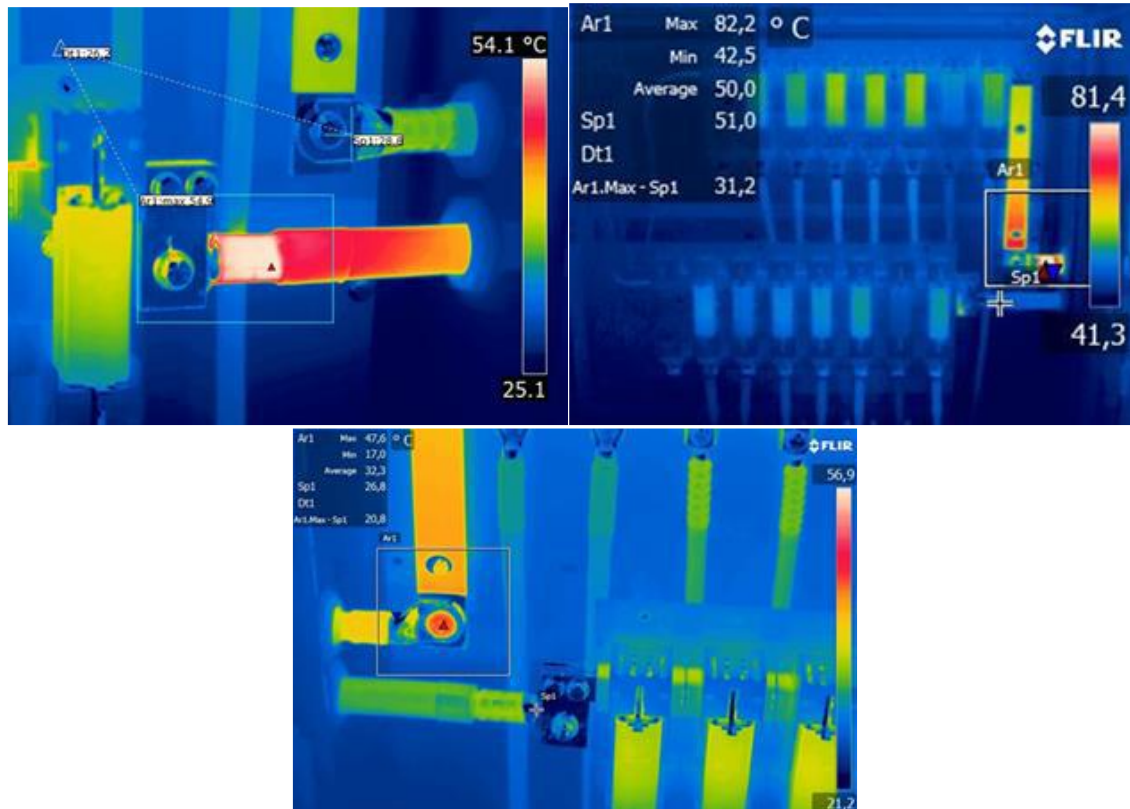


Figura 3.22: Fotografías tomadas de conexiones dañadas. (Photovoltaic, 2018)

Los paneles afectados por PID también suponen un problema muy común. La obtención de imágenes térmicas infrarrojas (IRT) de los módulos fotovoltaicos es un método bastante eficaz para obtener una estimación del grado de degradación del PID. El patrón más frecuente para detectar esta falla, es la forma de mosaico que presenta, siendo las células más afectadas por el PID las más frías. Para simular las condiciones de funcionamiento, en la revista “Review on IR and EL imaging for PV field applications”, muestran el montaje de un módulo afectado por PID, con un ángulo de inclinación de 30 grados a luz del sol natural. Utilizaron una carga resistiva variable, para configurar tanto la corriente como la tensión del módulo. Funcionando cerca de las condiciones de máxima potencia (MPPT), se localizan las células afectadas por PID sobrecalentadas. En condiciones de circuito abierto, no se detecta ningún patrón, pero en condiciones de cortocircuito, domina la operación de polarización inversa. En la figura 3.23, en la primera fotografía tomada se aprecia el panel en las condiciones de cortocircuito, en la fotografía central, se muestra en condiciones de funcionamiento cercanas el MPPT, donde se aprecia como las células afectadas por el PID se encuentran más sobrecalentadas respecto al resto.

En la última fotografía de la derecha, tomada cuando el panel está en condiciones de circuito abierto, se puede ver como prácticamente todo el panel se encuentra en condiciones de sobrecalentamiento.

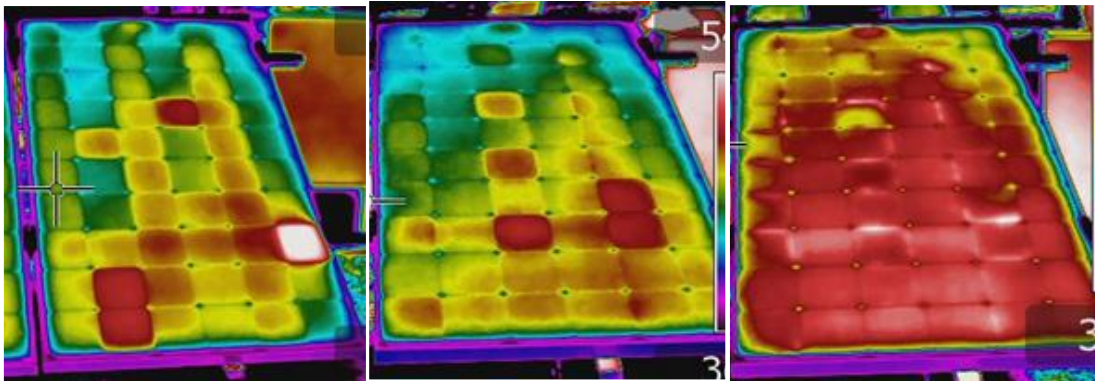


Figura 3.23: Fotografías tomadas de panel afectado por el PID en diferentes condiciones (Photovoltaic, 2018)

Que las células afectadas por el PID se muestren sobrecalentadas o frías en la fotografía térmica depende de las propias condiciones, ya que, si se inyecta en el panel la corriente estando en la oscuridad, en la fotografía aparecen con una temperatura muy baja. Esto es debido a que el calentamiento de la celda, va asociada a “Potencia=Tensión×Intensidad”, de tal manera, que, como la tensión en una celda afectada por el PID es muy baja, la potencia se reduce, y está se enfría, Mientras que si el panel se encuentra funcionando de manera que se aproxima al punto de máxima potencia, se calentará de manera general todo el módulo, y este enfriamiento en la celda dañada será bastante menos notable, como se acaba de mostrar en la fotografía central de la imagen 3.23, donde las células dañadas por el PID aparecen sobrecalentadas.

Para detectar este problema de manera general en una planta fotovoltaica, lo ideal es tomar imágenes infrarrojas térmicas (IRT), en unas condiciones de cielo despejado. A continuación, en la figura 3.24, se analiza una fotografía tomada de una planta fotovoltaica en la que se localizan varios módulos afectados por este problema:

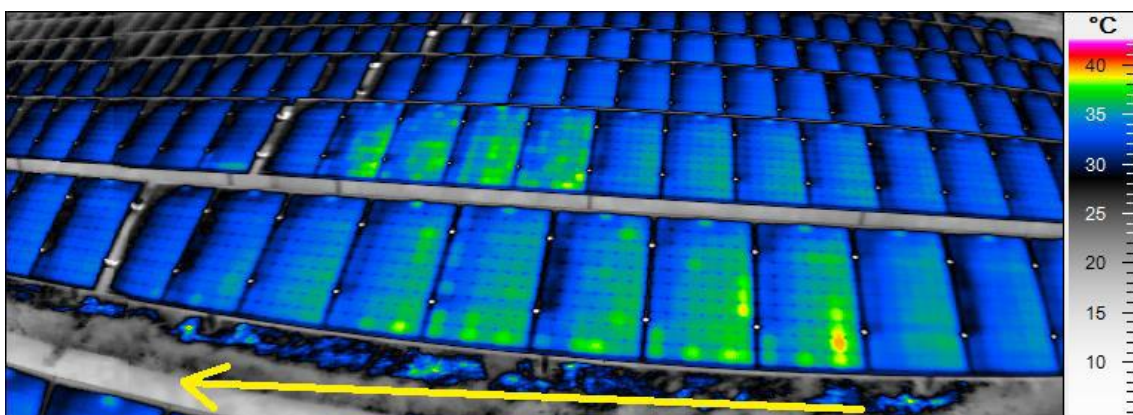


Figura 3.24: Fotografías tomadas de una planta con módulos afectados por el PID. (Photovoltaic, 2018)



Para este caso concreto, se puede ver como los patrones de la imagen infrarroja, que dependen de la posición de la cadena, indican que esos módulos se ven afectados por el PID.

En la figura 3.25, se muestra una instalación fotovoltaica de autoconsumo en el tejado de una vivienda. En este caso, se ha procedido a inyectar corriente por los paneles, en plena noche. Al contrario que en la figura 3.24, las células afectadas por el PID aparecen más frías respecto al resto.



Figura 3.25: Fotografías tomadas de una planta con módulos afectados por el PID. (Photovoltaic, 2018)

Otros defectos comunes que suelen aparecer en las plantas fotovoltaicas, y que se interpretan de una manera bastante sencilla a través de fotografías térmicas, son los defectos en las interconexiones entre las células. Para estos casos, como se puede apreciar en la figura 3.26, aparece un punto muy caliente que bien podría asociarse a una célula dañada. Pero como se aprecia en la fotografía de la derecha tomada por la parte inferior del panel, se puede ver un punto caliente bastante más pequeño que el tamaño de una célula. Comparándolo con el panel, se podría concluir con que ese punto caliente coincide justo con la interconexión de unas células.

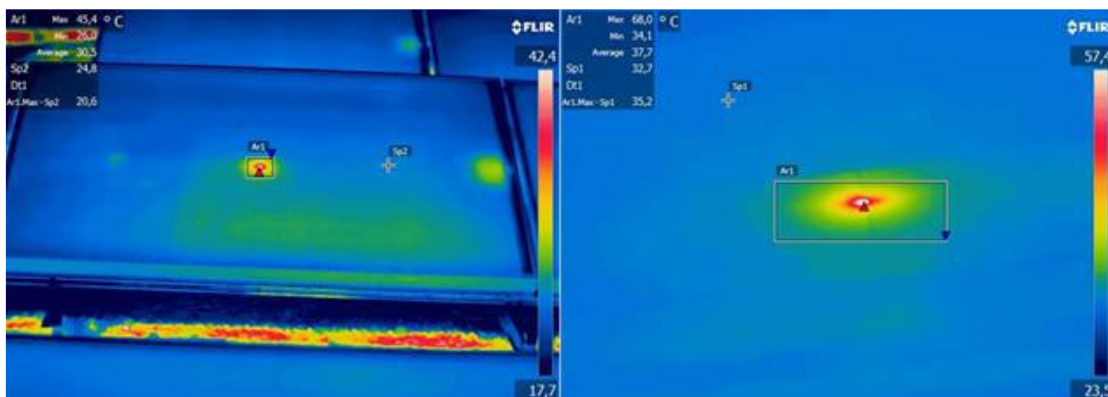


Figura 3.26: Fotografías tomadas de un panel con interconexiones entre células dañadas. (Photovoltaic, 2018)

Otros de los problemas más frecuentes de localizar a la hora de realizar estas inspecciones son los sobrecalentamientos de los fusibles de la cadena. Este defecto es muy fácil de detectar y de interpretar utilizando la termografía, como se puede ver en la figura 3.27.



Figura 3.27: Fotografía tomada de un fusible dañado sobrecalentado. (Photovoltaic, 2018)

También es muy común localizar conectores sobrecalentados, conexiones sueltas o terminales dañados. En la figura 3.28 se aprecian estos fallos:

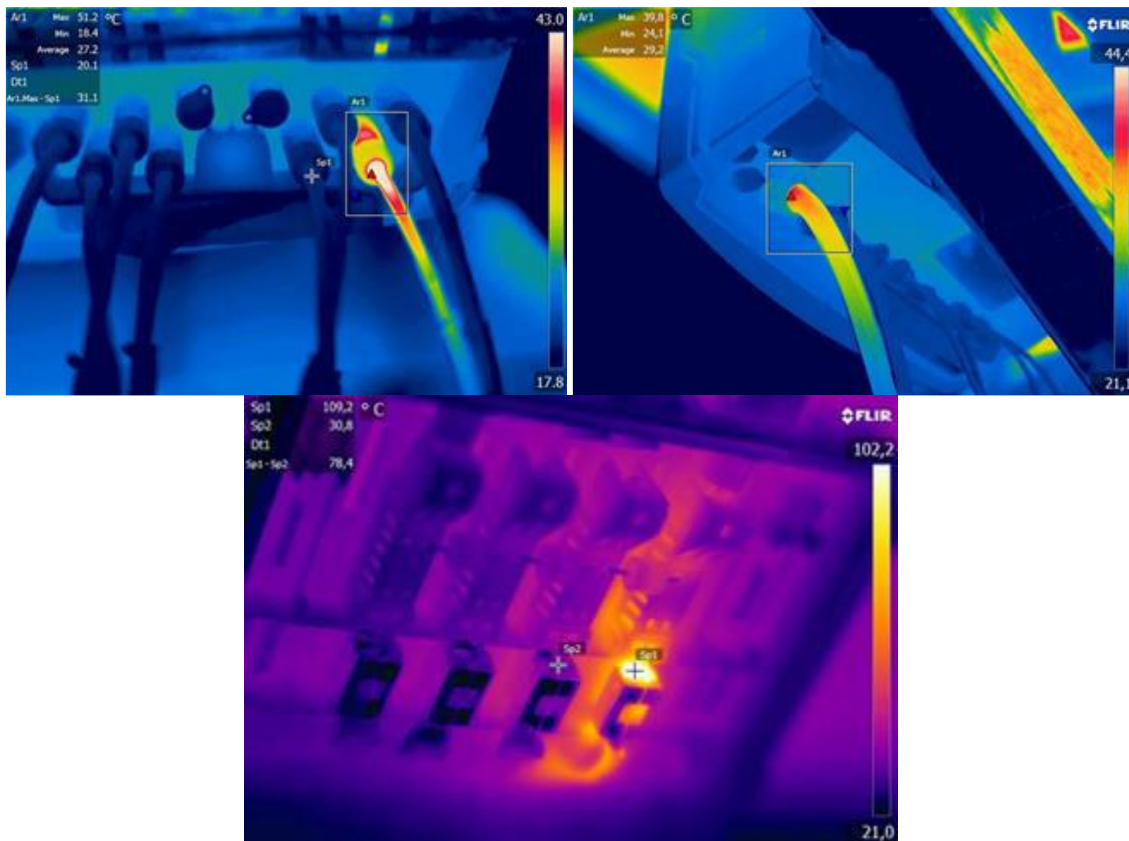


Figura 3.28: Fotografía tomada de conectores sueltos, sobrecalentados y terminales dañados. (Photovoltaic, 2018)

Otro fallo común, y fácil de detectar con esta técnica, son los problemas en los inversores. En la figura 3.29 que se muestra a continuación se puede apreciar con suma facilidad un inversor sobrecalentado por algún problema interno.

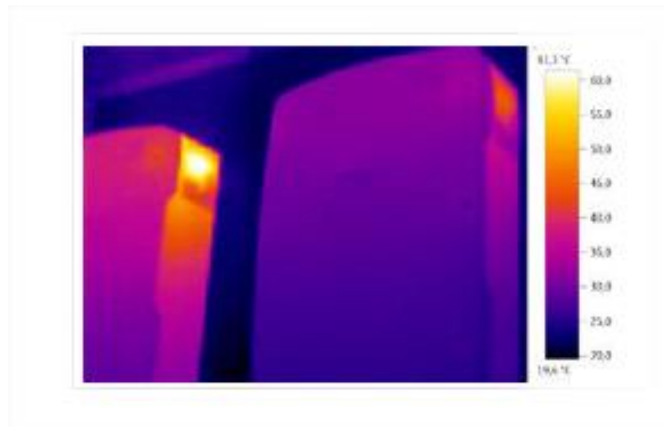


Figura 3.29: Fotografía tomada de un inversor sobrecalentado. (Testo, 2017)

Para que todos estos defectos analizados sean resultado de una inspección termográfica válida, el procedimiento del análisis debe de ser óptimo y adecuado.

En primer lugar, las imágenes IRT y las imágenes digitales deben clasificarse y combinarse con la ubicación. Si cada módulo puede identificarse claramente a partir de la imagen de infrarrojos y de la imagen digital en el plano de la cadena, puede comenzar el análisis cualitativo. Dentro del análisis cualitativo, las imágenes se escanean en busca de cualquier patrón térmico que indique la existencia de cualquier defecto conocido del sistema o módulo. Si se detecta, pero no se puede identificar claramente es necesario un análisis más profundo.

En la figura 3.30, se muestran tres fotografías termográficas, apreciándose en la primera un panel con varias fallas, una subcadena defectuosa, una célula dañada y una caja de conexiones sobrecalentada. En la segunda imagen se muestra un panel completamente dañado y en la última una célula dañada, Para estos casos, los fallos se detectan de manera visual, evitando así un análisis más exhaustivo.

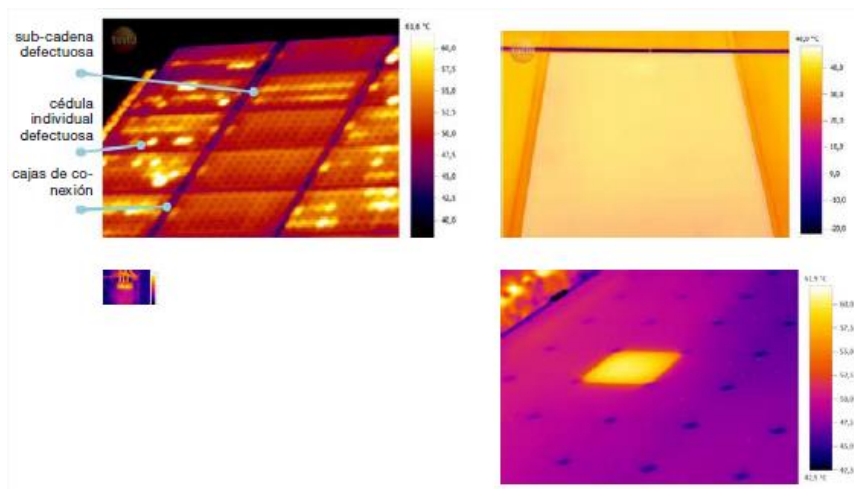


Figura 3.30: 3 Fotografías tomada de Paneles solares con defectos. (Testo, 2017)

### 3.2.1.3.1 Estudio realizado sobre planta solar fotovoltaica

A continuación, se introduce una clasificación de defectos fotovoltaicos en función de los diferentes patrones de fallos termográficos que se han detectado en los equipos estudiados.

Para ello, se utilizan las imágenes de un estudio realizado por la universidad de Antioquia en la revista redIN. Este consiste en un estudio en campo de 17.142 módulos monocristalinos con el objetivo de detectar cada defecto existente, clasificándolos en diferentes grupos, estudiando la varianza del mismo tipo de defecto en diferentes módulos y los diferentes patrones de cada grupo de defectos térmicos. (Antioquia, 2019)

En este caso, el análisis termográfico para la identificación de defectos de esta investigación se realiza de manera manual, debido a que la resolución espacial de las imágenes termográficas es mayor que el uso de UAV al poder realizarse la inspección a mucha menor distancia de los módulos. El estudio se realiza sobre una planta fotovoltaica de 3 MW, puesta en marcha en 2008, con el objetivo de reunir una mayor cantidad de datos y diferentes casos. Sin embargo, los resultados son perfectamente válidos para su posterior aplicación en otras inspecciones termográficas aéreas y en instalaciones a pequeña escala, ya que los defectos a detectar son los mismos en todas las inspecciones FV.

De los 17.142 módulos analizados de manera termográfica, se detectan con fallo 1.140 módulos, lo que supone el 6.65% del total.

Según algunas investigaciones recientes, se tiene la previsión de que alrededor del 2% de los módulos fotovoltaicos de una instalación no cumple con la garantía del fabricante pasados 11-12 años de funcionamiento. En este estudio, el porcentaje de defectos detectados supera esta tasa porque todas las anomalías detectadas se han informado, independientemente de la diferencia de temperatura entre el área sobrecalentada y la parte sana.

Según los resultados obtenidos, los fallos detectados se han clasificado en cinco modos de defectos termográficos diferentes:

1. Punto caliente en una celda o en un grupo de celdas.
2. Circuito de derivación o circuito bypass sobrecalentado.
3. Sobrecalentamiento en la caja de conexiones.
4. Punto caliente en la conexión entre la barra colectora (busbar) y la caja de conexiones.
5. Módulo completo sobrecalentado.

La distribución de los defectos entre los cinco grupos mencionados se observa en la siguiente tabla 3.1.

Defecto	Cantidad	Porcentaje
Punto Caliente en célula	859	75.35%
Circuito de diodo bypass	123	10.79%
Caja de conexiones	79	6.93%
Conexión Busbar	78	6.84%
Módulo	1	0.09%

Tabla 3.1: Distribución de todos los defectos localizados en la instalación analizada (Antioquia, 2019)

A continuación, se procede analizando varios de estos defectos localizados de manera visual.

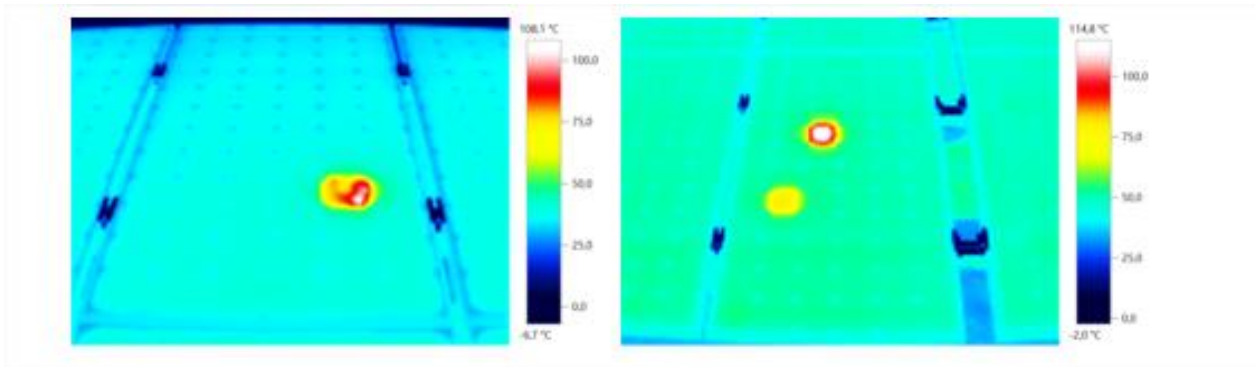


Figura 3.31: Imagen tomada de paneles fotovoltaicos con células dañadas. (Antioquia, 2019)

En la figura 3.31 se pueden ver dos fotografías que muestran 3 de los 859 puntos calientes que se detectaron en células en este análisis, con una diferencia de temperatura entre el área sana y la célula sobrecalentada. Estos bien vienen siendo defectos de degradación óptica, decoloración o rotura del vidrio, que son perceptibles visualmente, con un punto caliente frente a una inspección termográfica.

En el estudio realizado, se profundiza y se analizan todas las fallas de células sobrecalentadas, llegando a la conclusión de que este defecto sigue un patrón, afectando a células de  $15 \times 15 \text{ cm}^2$  dependiendo del fabricante del módulo, ubicada en cualquier celda a lo largo del módulo. El análisis realizado no revela ninguna preferencia de apariencia de la celda sobrecalentada en ninguno de los tres circuitos de bypass del módulo.



Otro de los defectos que han sido objeto de estudio son los que afectan al circuito de bypass.

En la figura 3.32 se muestra un ejemplo de uno de los casos detectados.

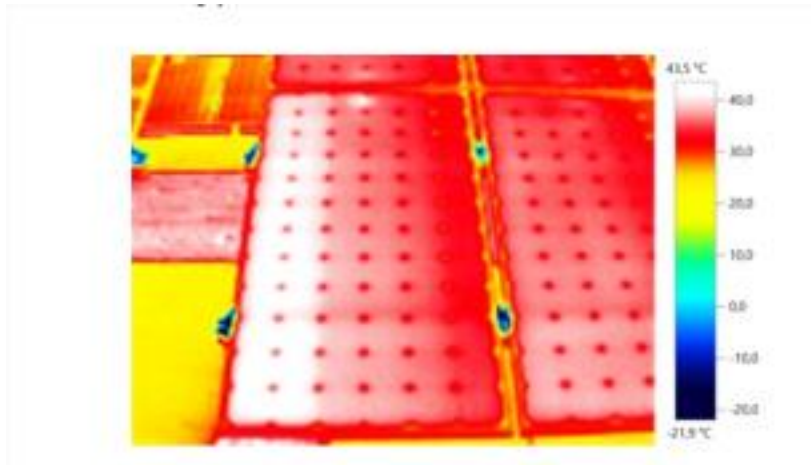


Figura 3.32: Imagen tomada de paneles fotovoltaicos con circuito bypass dañado. (Antioquia, 2019)

Esta imagen termográfica presenta un circuito de bypass sobrecalentado con una diferencia de temperatura de  $5.7^{\circ}\text{C}$  entre el área sana y la derivación sobrecalentada.

Al revisar todos los defectos del circuito de bypass, se considera que el patrón de este modo de fallo son dos columnas de celdas sobrecalentadas, generalmente de forma homogénea, con dimensiones aproximadas totales de  $180\text{ cm} \times 30\text{ cm}$  para 72 módulos de celdas y  $150\text{ cm} \times 30\text{ cm}$  para 60 módulos de celdas, en función del fabricante. El área sobrecalentada se puede ubicar en cualquiera de las tres cadenas del módulo.

El análisis realizado tampoco revela ninguna preferencia de apariencia de la cadena sobrecalentada en ninguno de los tres circuitos bypass.

Por otro lado, en la figura 3.33 que se muestra a continuación, se agrupan 4 fotografías tomadas de unas cajas de conexiones dañadas, las de la izquierda han sido tomadas desde la parte superior, y las dos de la derecha han sido tomadas desde la parte inferior. Se aprecia sobrecalentada las cajas de conexiones, fundamentalmente por culpa de los diodos bypass sobrecalentados, ya que la temperatura del diodo cuando está activo es mayor que la de los diodos inactivos. Como se puede ver en las imágenes, el defecto es más pronunciado en la imagen posterior que en el frente, ya que la caja de conexiones está en la parte posterior y la diferencia de temperatura medida en el frente solo se debe a la transferencia de calor por conducción desde la caja de conexiones. Por lo tanto, para detectar este tipo de defectos, sería recomendable realizar la inspección en la parte posterior de los módulos. (Sin embargo, es más complicado debido a la inclinación de las estructuras PV).

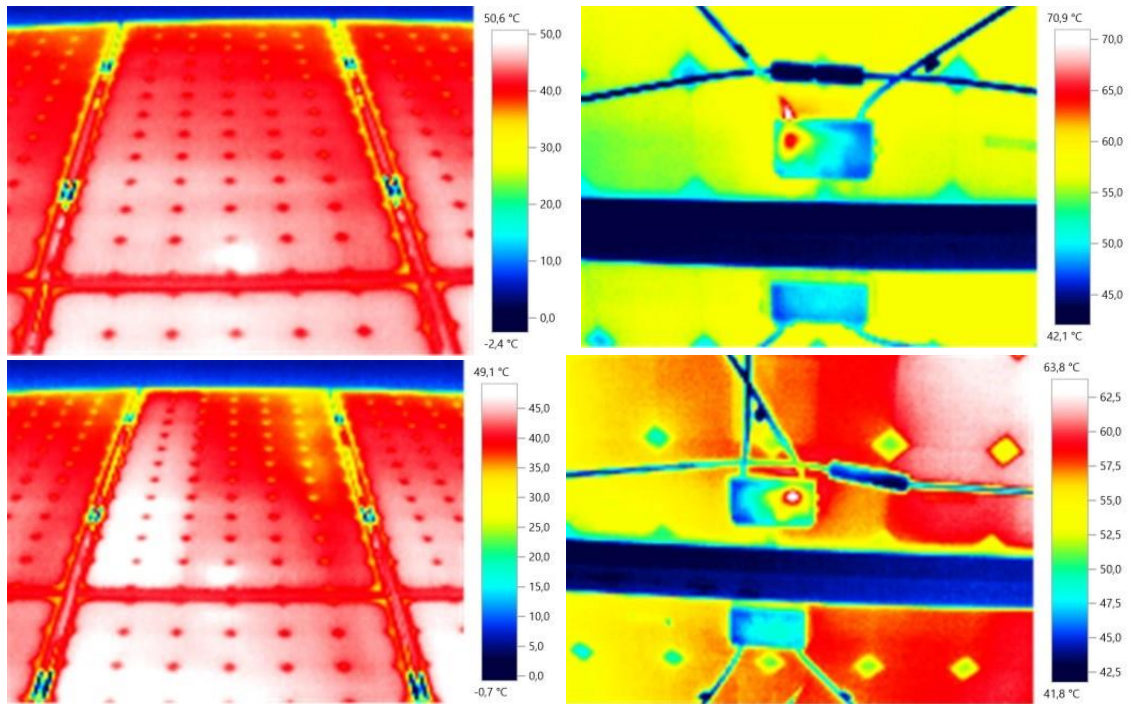


Figura 3.33: 4 fotografías que muestran las cajas de conexiones dañadas y sobrecalentadas (Antioquia, 2019)

En relación con el patrón de este tipo de defectos presentes, se ha visto que se revelan como un punto sobrecalentado en la parte media del lado más corto en el que se encuentra la caja. Este punto sobrecalentado aparece habitualmente en medio de dos celdas diferentes. Se debe considerar la ubicación de las cajas de conexiones a lo largo de las filas si un software debe clasificar automáticamente los defectos.

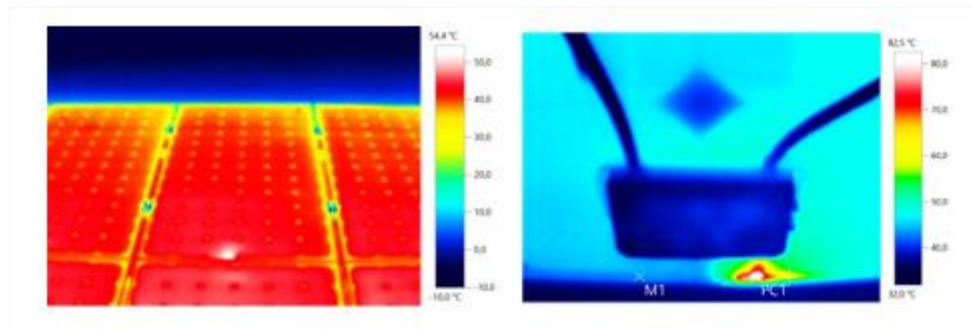


Figura 3.34: Fotografías que muestran una conexión sobrecalentada, vista desde la parte superior del panel y desde la parte inferior. (Antioquia, 2019)

En la figura 3.34, se presenta un ejemplo de una conexión sobrecalentada que se ha encontrado en esta investigación. Como se puede ver, el área sobrecalentada no está en la caja de conexiones, sino que ahora se encuentra en la conexión entre el busbar y la caja.

Revisando todos los defectos de conexión, se ha concluido que el patrón de esta falla es un punto sobrecalentado, generalmente más pequeño que una celda, ubicado al lado del marco en el mismo lado en el que se coloca la caja de conexiones.



La figura 3.35 muestra el único defecto de módulo completo detectado durante toda la inspección. Si uno o varios módulos conectados en serie tienen una temperatura más alta que el resto, es posible que los módulos no estén conectados al sistema y se deba verificar el cableado. Se ha observado que las diferencias de temperatura entre un módulo y el resto de módulos de la misma fila o cadena podrían deberse a una conexión errónea entre ellos, un desajuste o defectos internos del módulo que afectan a todos los circuitos de derivación.

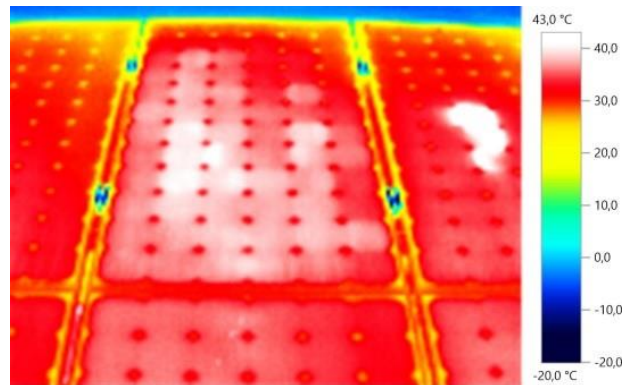


Figura 3.35: Fotografía que muestra un módulo completo defectuoso. (Antioquia, 2019)

Este tipo de defecto puede detectarse de manera automática como una diferencia de la temperatura media de un módulo con respecto al resto de los módulos de la misma estructura fotovoltaica.

Analizando los resultados de la investigación del campo fotovoltaico, más de las tres cuartas partes de los módulos afectados corresponden a puntos calientes de células, con una o más células sobrecalentadas. Este número de defectos no es un caso aislado. Hay una mayor cantidad de celdas, 72 celdas por módulo en este caso, que del resto de componentes que se tienen tres circuitos de derivación, una caja de conexiones, cuatro cintas de bus y un módulo. Además, existen una gran cantidad de causas responsables de la aparición de puntos calientes celulares, como son grietas celulares, Snails trails, PID o delaminación. Aunque algunos de los defectos son levemente visibles para el ojo humano, como los snails trails, la mayoría de ellos son indetectables sin el uso de una cámara termográfica.

Además, como ya se ha analizado en este trabajo, otros defectos dentro del módulo FV pueden ser el resultado de una anomalía de la celda. Por ejemplo, un fallo de diodo puede ser causada por un punto de acceso en una cadena de celdas que fuerza el funcionamiento continuo del diodo, sobrecalentando. Por lo tanto, una caracterización correcta de este tipo de fallas es esencial para una detección automática adecuada del punto de acceso celular compatible con el software, ya que representa más de las tres cuartas partes de los defectos.

La gravedad de los defectos se da en función de la diferencia de temperatura entre las áreas sanas y sobrecalentadas,  $\Delta T$ , dentro de un módulo. La temperatura absoluta del defecto no se utiliza para determinar la gravedad, ya que depende en gran medida de las diferentes condiciones climáticas, como la temperatura

ambiente, la irradiancia o la velocidad del viento. Esta  $\Delta T$  varía significativamente entre los diferentes tipos de defectos, como se puede observar en la figura 3.36, que presenta un diagrama de caja y bigotes que muestra la diferencia de temperatura para cada uno de los 1.140 módulos defectuosos detectados, agrupados por tipo de defecto.

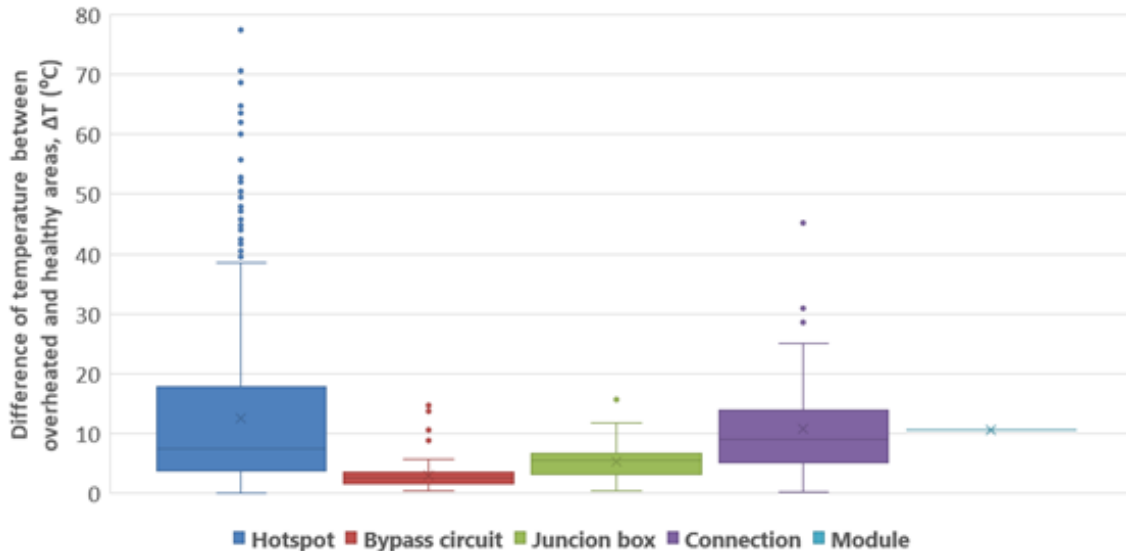


Figura 3.36: Diagrama de caja y bigotes que muestra las diferencias de temperaturas de todos los módulos dañados de la investigación. (Antioquia, 2019)

Se aprecia como los puntos calientes presentan las diferencias de temperaturas más elevadas, entre las células dañadas y las que no, llegando hasta los 77,4 grados de diferencia entre los sobrecalentados y el resto en algún módulo. El segundo defecto que presenta mayor incremento de temperatura es el de las conexiones., llegando a alcanzar los 45,1 grados de diferencia. Estos dos defectos, concentran todo el calor en un área muy pequeña, por lo que el incremento de temperatura es mayor. Por último, los dos defectos restantes que se aprecian en la imagen 6.36, los defectos del circuito de derivación y los de las cajas de conexiones, presentan un incremento de temperatura de las zonas afectadas muy similar, siendo el máximo de la caja de conexiones de 15,6 grados y del circuito de derivación de 15,1 grados.

Concluyendo, y realizando un análisis profundo de los resultados obtenidos en este estudio y de los defectos detectados, se puede deducir que:

- En relación a los puntos calientes de las células detectados, de los 859 defectos encontrados de este tipo, se obtiene una temperatura media de 12.4°C, con una desviación estándar de 12.8°C.
- Los puntos calientes en las celdas pueden surgir como consecuencia de diferentes modos de fallo. Las celdas calientes suelen aparecer por razones como son la rotura del acristalamiento frontal, los problemas internos de las celdas o el sombreado externo. Las roturas del vidrio frontal pueden ser causadas por fuertes impactos, como granizo u otra tensión mecánica extrema en el marco del módulo, lo que daña el vidrio frontal del panel y a menudo genera roturas en las celdas del módulo fotovoltaico. Las celdas con problemas internos aparecen debido a fallas en el proceso de fabricación de celdas y módulos, como puede ser por una

clasificación de celdas inexacta, cortocircuitos locales dentro de la celda solar o un contacto eléctrico insuficiente.

- Las grietas celulares también pueden aparecer en los módulos de silicio cristalino durante su transporte desde la fábrica hasta su lugar de instalación, durante su instalación en sí, y posteriormente a la exposición a eventos climáticos repetidos como cargas de nieve, granizadas o fuertes vientos, que pueden derivar en la desconexión de algunas partes de la célula, reduciendo la salida generada y forzando al resto de la célula, siendo a veces responsable de la aparición de un punto caliente.
- Los módulos pueden mostrar varios tipos de celdas agrietadas. En total, en esta investigación se ha encontrado que el 4.1% de las células solares en los módulos fotovoltaicos muestran al menos una grieta. Finalmente, los módulos fotovoltaicos presentan patrones similares cuando se ven afectados por el sombreado, que puede deberse a deposiciones de pájaros, vegetación o elementos de edificios cercanos. En estos casos, toda la capacidad de generación de las celdas sin sombrear de la cadena se disipa en la celda sombreada, reduciendo la producción y creando diferentes puntos de máxima potencia (MPPT) locales en la curva de Intensidad-Voltaje (I-V).
- Analizando los 123 defectos localizados en los circuitos de diodo bypass, se ha obtenido una temperatura promedio de  $3.0^{\circ}\text{C}$  con una desviación estándar de  $2.3^{\circ}\text{C}$ .
- Respecto a los fallos detectados en cajas de conexiones, estudiando las 79 fallas detectadas, se obtienen una temperatura promedio de  $5.3^{\circ}\text{C}$  con una desviación estándar de  $2.8^{\circ}\text{C}$ , con una  $\Delta T$  máxima detectada de  $15,6^{\circ}\text{C}$ .
- Revisando las 78 conexiones busbar dañadas, se detecta una media de temperatura de  $10.9^{\circ}\text{C}$  con una desviación estándar de  $8.1^{\circ}\text{C}$ . La  $\Delta T$  máxima detectado en este caso ha sido  $45.1^{\circ}\text{C}$ .

Para concluir este estudio, se presenta una tabla resumen en la figura 3.37 con una descripción termográfica de algunos fallos con un breve resumen de lo que ello implica, así como una pequeña descripción y las posibles causas y/o averías.

	<p><b>Imagen infrarroja 1</b>            Descripción: Calentamiento uniforme de un módulo en comparación con otros.            Posible avería: El módulo se encuentra en circuito abierto.            Posible causa: Módulo no conectado, cable mordido o roto.</p>
	<p><b>Imagen infrarroja 2</b>            Descripción: El módulo indica un calentamiento por filas de una cadena.            Posible avería: Cortocircuito de un ramal de células.            Posible causa: Diodo defectuoso, por ejemplo tras una tormenta.</p>
	<p><b>Imagen infrarroja 3</b>            Descripción: "Patrón de remiendo", en el cual células individuales están distribuidas azarosamente y notoriamente más calientes.            Posible avería: Módulo completo en cortocircuito.            Posible causa: Mal conectado o todos los diodos de derivación defectuosos.</p>
	<p><b>Imagen infrarroja 4</b>            Descripción: Solo una parte de una célula está notoriamente más caliente.            Posible avería: Rotura de célula.            Posible causa: Daños de montaje o transporte u otro tipo de acción mecánica externa.</p>
	<p><b>Imagen infrarroja 5</b>            Descripción: Calentamiento puntiforme o irregular.            Posible avería: Grietas en la célula o formación de artefactos.            Posible causa: Defectos de fabricación en caso de grietas en la célula.            Sombreado debido, por ejemplo, a suciedad (excrementos de pájaros...).</p>
	<p><b>Imagen infrarroja 6</b>            Descripción: Calentamiento de una sola célula.            Posible avería: No es necesariamente un fallo.            Posible causa: Sombreado o célula defectuosa.</p>

Figura 3.37: Tabla con imágenes IR de algunos defectos. (Köntges, Report IEA-PVPS T13-01:2014, 2014)

## 3.2.2 Electroluminiscencia Fotovoltaica (EL)

### 3.2.2.1 Definición

La Luminiscencia es una propiedad que tienen algunos cuerpos de emitir luz sin necesidad de elevar la temperatura. Esto quiere decir que la partícula elemental de la materia (el átomo) se excita y los electrones realizan un «salto» a niveles de energía mayores, regresando a su nivel fundamental con un haz o emisión de luz. Su origen no depende del uso de altas temperaturas, al contrario, se le conoce también como «luz fría» y ésta se puede observar bajo condiciones de temperatura ambiente. (Dra. Araceli Hernández Granados, 2019)

Dependiendo de la energía que la origina, se distinguen cinco tipos diferentes, que son: fotoluminiscencia, termoluminiscencia, quimioluminiscencia (reacción química), triboluminiscencia (energía mecánica) y, la que interesa en este trabajo, la electroluminiscencia (energía eléctrica).

La Electroluminiscencia es un fenómeno óptico y eléctrico, en el cual se genera luz a partir de una corriente eléctrica. Es un fenómeno que se relaciona con los electrones salientes, generados por la existencia de un alto campo eléctrico en el dispositivo. En la figura 3.38 se muestra una figura que describe el fenómeno.

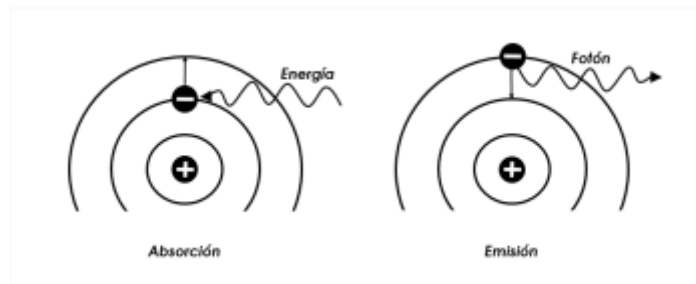


Figura 3.38: Fenómeno del electrón cuando emite y absorbe energía (Araceli, 2018)

Los materiales electroluminiscentes son aquellos que contienen una cierta cantidad de material fósforo y emiten una luz al paso de una corriente eléctrica. Cabe aclarar que no debe confundirse el término fósforo con el elemento químico fósforo. Los fósforos se refieren a compuestos que tienen una naturaleza electroluminiscente y no porque estén compuestos con el elemento fósforo. Estos materiales, generalmente contienen un elemento portador que pueden ser: óxidos, nitruros, oxinitruros, silicatos, sulfuros..., dopados con pequeñas cantidades de iones de metales de transición. (330ohms, 2016)

Los iones activadores actúan como emisores o centros luminiscentes y poseen niveles energéticos que pueden ser activados por excitación directa o indirecta por transferencia de energía a través de algún lugar de la estructura del material portador para que la emisión de luz ocurra, por lo que un fósforo adecuado debe absorber la energía de excitación y después emitir luz tan rápida y eficientemente como sea posible. El tiempo que transcurre entre la excitación y la emisión debe ser lo suficientemente pequeño para evitar destellos.



### 3.2.2.2 Descripción

La electroluminiscencia (EL) es un fenómeno óptico que se ha utilizado durante mucho tiempo en aplicaciones de iluminación (los conocidos LED's) y se ha integrado recientemente como procedimiento de investigación para dispositivos fotovoltaicos. Se basa en aplicar voltaje sobre los módulos fotovoltaicos para comprobar que el flujo de corriente es el apropiado. Las células emiten una luz infrarroja, que es captada por la cámara de electroluminiscencia. Las que funcionan adecuadamente aparecen brillantes en la imagen de la cámara, las que están dañadas muestran un color más oscuro. De esta manera, los módulos que pasan el control de calidad son los que muestran una distribución de corriente uniforme. Es una técnica no destructiva que consta del mismo funcionamiento que un diodo emisor de luz.

En la figura 3.39 se muestran tres fotografías EL de paneles solares. La fotografía a correspondería con un panel sin ningún tipo de defecto, la fotografía b muestra un panel afectado por el PID y la c muestra un panel con varias células agrietadas.

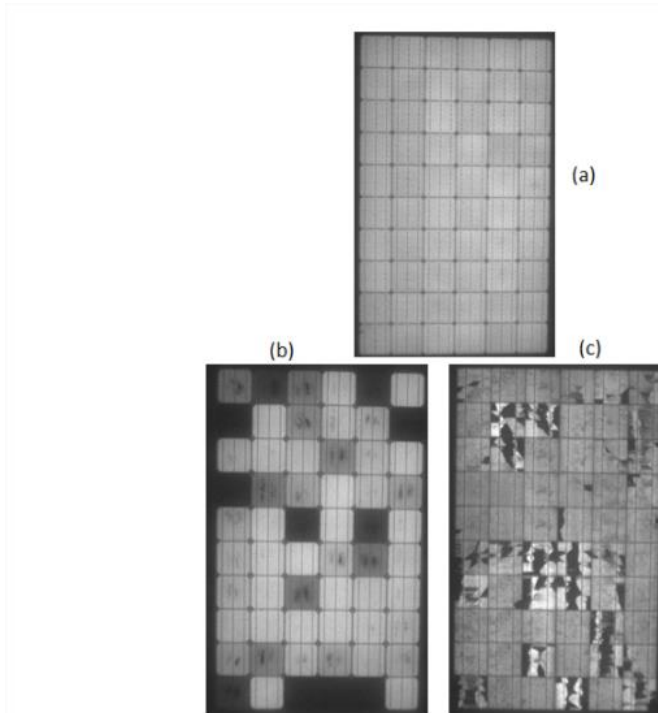


Figura 3.39: Análisis mediante electroluminiscencia realizado en laboratorio. (a) Módulo FV sin defectos. (b) Módulo FV afectado por PID. (c) Módulo FV con roturas de células debido a golpes durante el transporte o instalación. (Arconi.solutions, 2021)

La prueba de EL, se comenzó a realizar sobre los paneles solares para poder identificar las celdas solares defectuosas, a través de las imágenes EL. La importancia reside en que es un método capaz de identificar los defectos que no son visibles al ojo humano, y que pueden estar presentes en las celdas solares o en la soldadura, y así, poder implementar posibles soluciones, mejorando la calidad y la vida útil del módulo.

El módulo de prueba fotovoltaico es alimentado por una corriente continua para estimular la recombinación radiactiva en las células solares. Esta emisión de electroluminiscencia (EL) suele ser detectada o por una cámara de dispositivo acoplado cargado de silicio (CCD), por una de semiconductores de óxido de metal complementario (CMOS) o, y cada vez con más frecuencia, con una cámara InGaAs. Estas fotografías se han de tomar en un entorno oscuro, ya que la radiación infrarroja emitida por el módulo (próxima a las 1150 nm) es baja en comparación con la radiación emitida por la iluminación normal en la intemperie. También es de gran importancia el fondo de la imagen, para tratar de minimizar el ruido que este pueda ocasionar durante la proyección de imagen. La resolución de la cámara debe ser al menos lo suficientemente alta como para que los dedos de las células solares en el módulo puedan identificarse claramente. El ruido de la salida de la cámara debe ser lo más bajo posible. Para reducir la influencia de la luz parásita, se puede tomar y restar una imagen sin corriente continua a través del módulo fotovoltaico.

Este método presenta dos problemas fundamentales:

El primero está relacionado con la polarización de un string completo. Para ello, hay que conseguir elevar la tensión a valores cercanos o superiores a los 1000 Voltios. Además, para que la luz emitida por las células fotovoltaicas sea suficiente para captarlo con una cámara adecuada, la corriente no puede ser excesivamente baja en relación con la normalmente producida por dicha célula cuando está expuesta al sol. En células actuales, la corriente de cortocircuito es usualmente superior a los 7 u 8 amperios, pudiendo llegar a 12 A o más en algunos de los modelos de célula con mayor superficie y eficiencia. Conseguir una fuente capaz de suministrar 10 A a 1000 V, es decir, 10000 W, no es sencillo ni barato en la actualidad, pero es un problema solucionable si se popularizara su uso en las instalaciones fotovoltaicas.

Una posible solución a este problema es utilizar una fuente de características más humildes, suficiente para polarizar un módulo fotovoltaico o dos. Sin embargo, el problema de falta suministro eléctrico desde la red sigue siendo importante. El mayor problema reside en tener que desconectar del string el módulo o módulos a conectar a la fuente y tener que volver a conectarlos después. Esto, aparte de la pérdida de tiempo necesaria en todas esas desconexiones y conexiones, supone un riesgo de rotura de elementos, fallos por mala conexión, riesgos de electrocuciones, etc.

El otro gran inconveniente de la EL es que la radiación emitida por los paneles es muy inferior a la emitida en las mismas longitudes de onda por el sol. De este modo, no es posible realizar EL de manera simple y convencional mientras haya radiación solar abundante. Únicamente es posible cuando la radiación solar es muy baja, justo al alba o al anochecer o, preferentemente, de noche.



La especificación técnica IEC especifica métodos para capturar imágenes de electroluminiscencia de módulos fotovoltaicos, procesar imágenes y proporcionar orientación para interpretar cualitativamente las imágenes obtenidas. El estándar es aplicable a módulos fotovoltaicos medidos en interiores en condición de polarización directa, es decir, forzando el flujo de corriente con una fuente de alimentación donde los cables están conectados a los de la misma polaridad en la muestra. Sin embargo, también surgen problemas técnicos similares en el campo, donde la generación de imágenes EL de cadenas de módulos fotovoltaicos podría realizarse hoy en día utilizando trípodes especiales o drones.

Para obtener la máxima resolución de imagen y nivel de iluminación, el eje óptico de la cámara se colocará perpendicularmente y lo más cerca posible de la cara del módulo para obtener la imagen de la célula solar o del área del módulo. Esto es fácil de lograr en el laboratorio.

En la figura 3.40 se muestra una foto de una configuración experimental típica, pero bastante problemática en el campo.

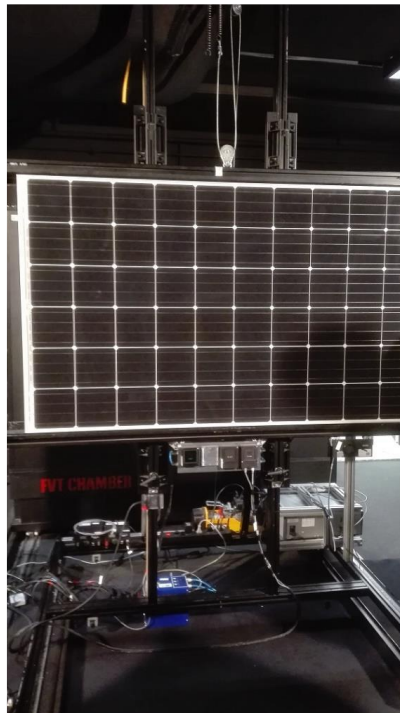


Figura 3.40: Montaje en laboratorio para análisis EL (Photovoltaic, 2018)

Para superar este problema, algunas empresas han desarrollado trípodes para ser anclados al marco de los strings fotovoltaicos que pueden soportar la cámara EL casi perpendicular a los módulos fotovoltaicos. En el caso de los drones, en cambio, la ortogonalidad es casi imposible y esto podría afectar el enfoque y la nitidez de la imagen adquirida.

Se pueden usar filtros en la lente de la cámara para ayudar a evitar que se detecte luz con longitudes de onda extrañas. En tal caso, se podrán usar filtros de paso largo de 850 nm a 950 nm para obtener imágenes de EL cercanas al borde de la banda a partir de silicio. Es muy recomendable el uso de una fuente de luz infrarroja difusa

fuerte en la longitud de onda de 950 nm - 1000 nm para el enfoque inicial. Sin embargo, se debe tener cuidado de que no haya reflejos directos de la fuente de luz hacia la cámara. Lograr un buen enfoque en campo puede resultar muy costoso sin soportes fijos o trípodes capaces de mantener la distancia de la cámara al módulo fotovoltaico, como en el caso de los drones. Además, en este último caso, las vibraciones debidas a la imprecisión del sistema de posicionamiento global podrían afectar la nitidez de las imágenes tomadas.

Las imágenes de alta calidad se ven favorecidas por un ambiente oscuro. Es necesario eliminar la luz parásita durante el estudio de imágenes. También es importante un buen montaje fijo de la cámara y de los módulos a examinar, situados a una distancia seleccionada definida. En campo, una opción es utilizar cortinas soportadas por un marco para cubrir la cámara y el módulo fotovoltaico.

Como ya se ha comentado, se requiere una fuente de alimentación de CC eléctrica capaz de aplicar la  $I_{sc}$  del módulo. La fuente de alimentación debe proporcionar el voltaje suficiente que, dependiendo de la tecnología del módulo, puede ser aproximadamente igual al de circuito abierto  $V_{oc}$  del módulo. El control remoto de la fuente de alimentación y de la cámara, permite que el estudio sea más rápido y preciso. En campo, esta operación se realiza de manera manual o utilizando métodos de control inalámbricos, si es posible. La imagen se transfiere electrónicamente desde la cámara a un ordenador para su visualización y posterior procesamiento de la imagen.

La temperatura del laboratorio para la toma de imágenes debe oscilar entre 20 °C y 25 °C. Esta debe obtenerse con un termopar adherido a la parte posterior del módulo. Para las mediciones realizadas en entornos fuera de este rango, la temperatura de medición debe anotarse adicionalmente como realizada fuera de la condición de prueba estándar. En el campo se debe tener en cuenta exactamente igual, ya que el control de la temperatura ambiente no es posible.

Si bien defectos como las grietas se ven con un patrón reconocible, no siempre es posible identificar un fenómeno físico específico usando imágenes EL, tomadas a una temperatura y corriente de polarización directa únicas. Las señales tomadas en dos corrientes de polarización y combinadas con otras técnicas como la termografía infrarroja, permitiría detectar prácticamente cualquier problema o defecto en cualquier panel solar.

### 3.2.2.2.1 Descripción general de los tipos de cámaras EL.

Como ya se ha mencionado, la electroluminiscencia se ha convertido en una técnica muy popular para inspeccionar módulos fotovoltaicos en busca de defectos. Existen una gran variedad de cámaras y productos disponibles en el mercado, que van desde DSLR modificadas o cámaras MILC "sin espejo" hasta sistemas completos EL dedicados a ello.

Esencialmente, se distinguen dos tipos de cámaras. La cámara de barrido lineal que consta de una línea de píxeles 1D y la cámara de Área, que consta de una matriz 2D que es similar al sensor de las cámaras digitales de consumo modernas. La cámara lineal es útil cuando es necesario su movimiento con respecto al módulo durante la inspección, consiguiendo una imagen de alta resolución a partir de escaneos consecutivos. La cámara de área es capaz de tomar una sola imagen de un módulo o de una celda.

En la figura 3.41 se muestran los dos modelos de cámaras descritos.



Figura 3.41: Cámaras de exploración lineal (izquierda) y de área (derecha) producidas por UTC Aerospace Systems (Photovoltaic, 2018)

Dentro de estas cámaras reside un sensor. Se distinguen dos tipos de sensores, los sensores de carga acoplada (CCD) y los sensores de semiconductor de óxido metálico complementario (CMOS). Cabe destacar que son diseños diferentes los utilizados en ambos sensores, pero no son los encargados de absorber los fotones.

A pesar de ello, la principal clasificación de este tipo de cámaras es la que distingue dos tipos: las cámaras de silicio y las cámaras de InGaAs.

El factor clave de estas cámaras es la sensibilidad a los espectros de emisión del material que se está probando. Para un módulo solar de silicio cristalino, el espectro de emisión tiene un pico a 1150 nm, mientras que para otras tecnologías como la fotovoltaica orgánica, el pico de emisión reside en una longitud de onda más larga (1200 nm - 1400 nm). La figura 3.42 muestra un rango de espectros de emisión para diferentes tecnologías con módulos de silicio cristalino que muestran un pico distinto a 1150 nm. De las tecnologías de película delgada, CIGS es bastante similar al silicio cristalino. El silicio amorfo y las células en tándem de micromorfo tienden a tener un espectro de emisión EL amplio, mientras que CdTe tiene un pico de emisión a una longitud de onda mucho más corta de 830 nm.

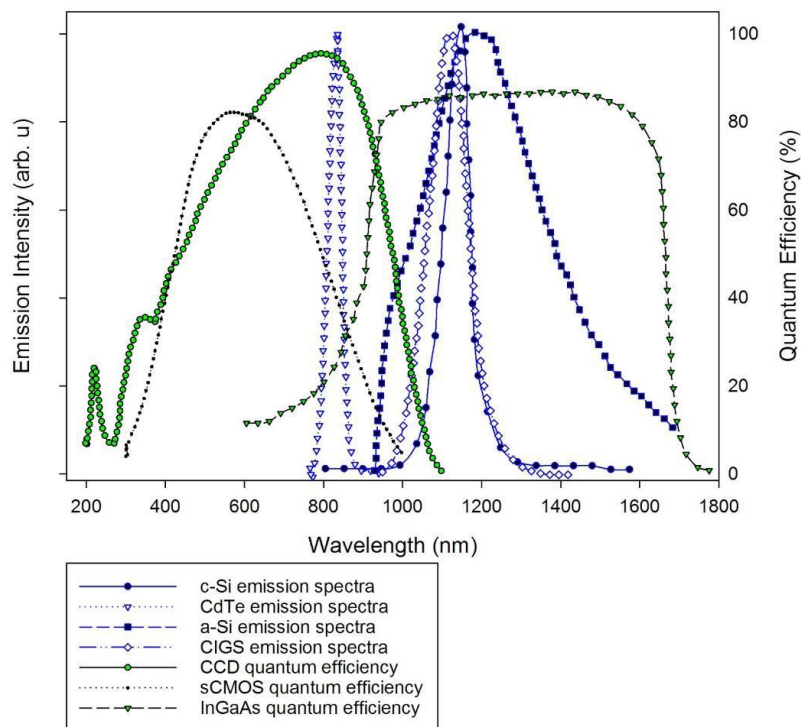


Figura 3.42: Espectros de emisión de una variedad de tecnologías de células solares y la eficiencia cuántica de las cámaras CCD de silicio, CMOS e InGaAs CMOS. (Photovoltaic, 2018)

El CCD de silicio fue el sensor que se utilizó por primera vez, y es uno de los más utilizados debido a su coste relativamente bajo y a su alta resolución. Para sistemas experimentales con alta resolución y coste reducido, se utilizan las cámaras DSLR modificadas mediante la eliminación del filtro IR incorporado. Estas tienen sensores de resolución de varios megapíxeles que permiten capturar detalles finos y fotografiar todo el módulo en una sola imagen. Las tres resoluciones para la intercomparación de imágenes EL que se definen para su aplicación en la práctica y que se muestran de manera visual en la figura 3.43 son:

- Menor o igual a 1.5 mm.
- Menor o igual a 5.0 mm.
- Menor o igual a 15.0 mm.

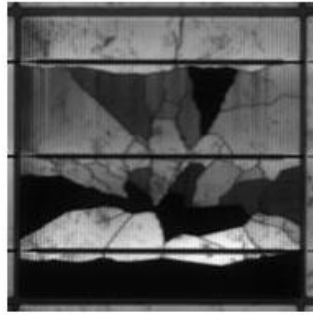
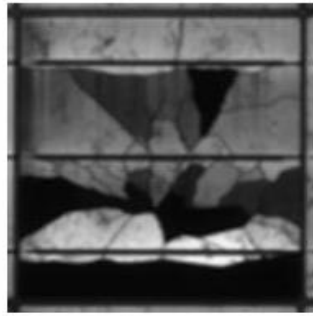

Sharpness class	Image example	Examples of <u>distinguishable features</u>
a) Less than 1,5 mm	 IEC	Grid fingers (depending on finger width) Crack structure <u>clearly distinguishable</u>
b) Less than 5,0 mm	 IEC	Effects of disconnected grid fingers Type A and <u>B cracks</u>
c) Less than 15,0 mm	 IEC	Busbars Isolated regions Type C cracks Areas of reduced lifetime
See Annex C for definitions of crack types A, <u>B</u> , and C.		

Figura 3.43: Tres fotografías EL tomadas con distinta resolución, siendo la 1 menor que 1.5mm, la 2 menor que 5 mm y la 3 menor que 15 mm. (DTS, 2017)

Por otro lado, el alto número de píxeles que presenta el CCD de silicio combinado con una buena óptica ayuda a permitir una resolución espacial más fina en la imagen. La desventaja viene porque tienen una eficiencia cuántica pobre más allá de 1000 nm. Esto provoca que para obtener unas imágenes EL de silicio cristalino con muy poco ruido y muy eficientes, se utilice el material semiconductor InGaAs (Indio, Galio y Arsénico), ya que dispone de una mayor eficiencia cuántica en la parte de longitud de onda más larga.

Las cámaras que utilizan estos sensores de InGaAs, como se ha comentado, tienen una eficiencia cuántica muy elevada (900nm-1700nm), lo que las hace ideales para el estudio de las células de silicio fotovoltaicas. Esto deriva en unos resultados con una gran sensibilidad y eficiencia.

A día de hoy, existen una gran variedad de cámaras EL, cuya elección depende de la correlación coste, resolución y sensibilidad. Por ejemplo, las cámaras CCD de silicio tienden a tener una resolución alta y un coste bajo, pero no son tan sensibles a los espectros de emisión de silicio cristalino. Si bien su alta resolución hace que los sensores CCD de silicio sean una opción popular, el sensor InGaAs tendría una sensibilidad significativamente mayor al silicio cristalino. Estos sensores son mucho más caros que los de silicio, pero a día de hoy, debido a que están reduciendo sus precios y al gran resultado que ofrecen, cada vez son más populares en el mercado fotovoltaico. Sin embargo, un CCD de silicio coincide muy bien con los espectros de emisión de CdTe (Teluro de Cadmio) y sería un tipo de cámara recomendado para esta aplicación. A pesar de los diferentes niveles de sensibilidad, con las metodologías y los intervalos de recopilación de datos adecuados, con tiempos de exposición más prolongados, filtros y enfriamiento activo del sensor, cualquier tipo de cámara se puede utilizar para la obtención de imágenes EL de módulos fotovoltaicos.

Esto permite una gran flexibilidad en términos del equipo utilizado, pero hace que la estandarización de las imágenes de prueba y las mediciones sea un desafío.

En la tabla 3.2 se analizan los requerimientos básicos con tres tipos de cámaras en función de la calidad y precisión de imagen que se quiere obtener:

TIPO	CLASE BAJA	CLASE MEDIA	CLASE ALTA
TIPO DE SENSOR	CCD	CMOS/CDD	CMOS/CDD
RESOLUCIÓN	<1 MEGAPIXEL	1-5 MEGAPIXEL	>5 MEGAPIXELL
SENSIBILIDAD			
RANGO DINÁMICO	2500:1	5000:1	10000:1
TIEMPO DE EXPSICIÓN	>10 segundos	1-10 segundos	<1 segundo
BANDA ESPECTRAL	Silicio (300-1700nm)	Silicio (300-1100nm) InGaAs(900-1700nm)	Silicio (300-1100nm) InGaAs(900-1700nm)
CONDICIONES TEST	Anochecer/noche	Anochecer/noche	noche

Tabla 3.2: Características de las cámaras en función de su clase (Photovoltaic, 2018)

Donde:

- TIPO DE SENSOR

Los sensores de imagen CCD (dispositivo de carga acoplada) y CMOS (semiconductor de óxido metálico complementario) son dos tecnologías diferentes para grabar imágenes EL que ya se han explicado anteriormente.

- RESOLUCIÓN

Las imágenes grabadas con una cámara EL tienen una resolución específica. Dependiendo de la anomalía EL detectada de un módulo fotovoltaico, puede ser necesaria una resolución más elevada para identificar la causa de la falla. Las imágenes de mayor resolución también permiten tomar fotografías desde una mayor distancia y así capturar un mayor número de módulos por imagen.

- SENSIBILIDAD

La sensibilidad representa el rendimiento de la cámara. Se fundamenta en localizar las diferencias entre la señal y el ruido ambiental. La relación señal-ruido se puede mejorar aumentando la eficiencia cuántica del sensor (banda espectral) o reduciendo las fuentes de ruido (enfriamiento).

- BANDA ESPECTRAL O EFICIENCIA CUÁNTICA

El sensor de la cámara debe ser sensible a los espectros de emisión del material que se está probando. La Eficiencia Cuántica está relacionada con la capacidad del sensor para responder a la señal y puede ser mejorada aún más aplicando recubrimientos o lentes adicionales.

- CONDICIONES TEST

La mayoría de los sistemas EL solo se pueden utilizar durante la noche o en condiciones de poca luz. Los sistemas de luz diurna tienen mayor disponibilidad de servicio, pero requieren equipos avanzados y un procesamiento de imágenes más complejo.



### 3.2.2.3 *Análisis de imágenes EL tomadas de defectos*

La utilización de la electroluminiscencia es un método muy eficaz para categorizar el rendimiento de un panel solar, tanto en su proceso de fabricación como en tareas de mantenimiento de los mismos, una vez instalados en su ubicación final. Mediante esta tecnología se puede evaluar de forma rápida y precisa la eficiencia de la célula en cada uno de sus puntos.

A continuación, se muestran una serie de defectos que únicamente pueden ser detectados a través de las medidas EL.

En la figura 3.44 se aprecia a través de una fotografía EL, las dislocaciones que sufre una célula de silicio policristalino.

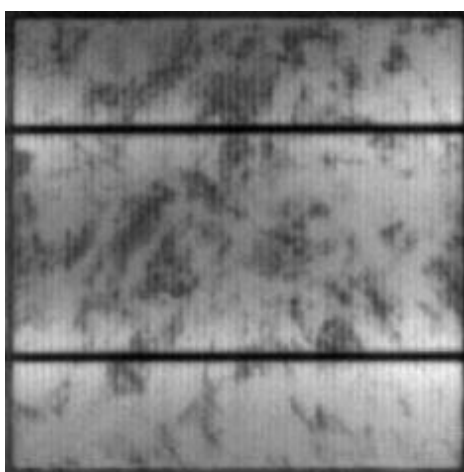


Figura 3.44: Dislocaciones en Si policristalino (PV-Elaboración Propia, 2020)

Otro defecto de fabricación que se aprecia con gran claridad con la EL son las fronteras de grano en el Silicio Policristalino, que es lo que se muestra en la figura 3.45. Sin una gran precisión de medida, pasaría desapercibido, ya que visualmente es imposible de detectar.



Figura 3.45: Fronteras de grano en Si policristalino (PV-Elaboración Propia, 2020)

Durante la fabricación de las células, se da el caso de llegar a producirlas con los bordes del lingote de silicio. Cuando esto ocurre, estas células suelen tener peores características que el resto. Este tipo de tara, se puede detectar con la ayuda de la EL, como se aprecia en la figura 3.46, con esas imperfecciones, prácticamente microscópicas.

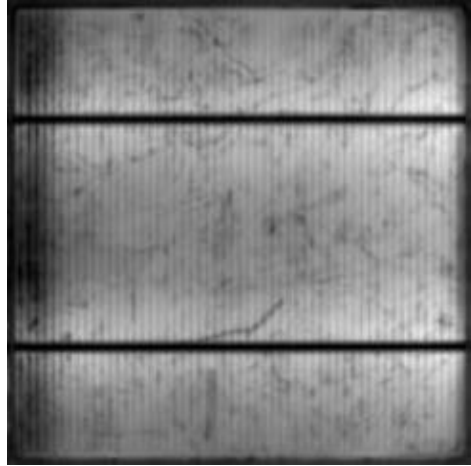


Figura 3.46: Células provenientes de los bordes del lingote (PV-Elaboración Propia, 2020)

Las estriaciones anulares de crecimiento en las células, también afecta negativamente a sus características. En la figura 3.47 se muestra un ejemplo de cómo se ve este defecto a través de una imagen EL. Nuevamente, se trata de otro defecto imperceptible a simple vista.

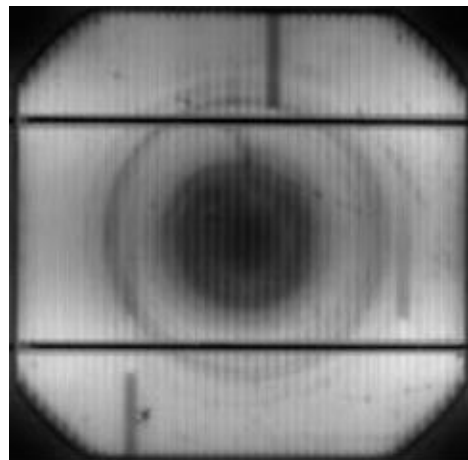


Figura 3.47: Estriaciones anulares de crecimiento (PV-Elaboración Propia, 2020)

Los defectos de adhesión de las diferentes obleas durante la fase de procesamiento y la contaminación de las mismas o de las células también son defectos visibles a ojos de la EL. Para el caso de las zonas contaminadas, se reflejan con zonas localizadas con una señal EL baja, en comparación al resto.

En la figura 3.48 se muestran dos fotografías EL, la de la parte superior se corresponde con dos células contaminadas, apreciándose las zonas afectadas con una baja EL. La fotografía de la parte inferior muestra el defecto de una célula causado por la adhesión de las obleas, observándose esas manchas oscuras.

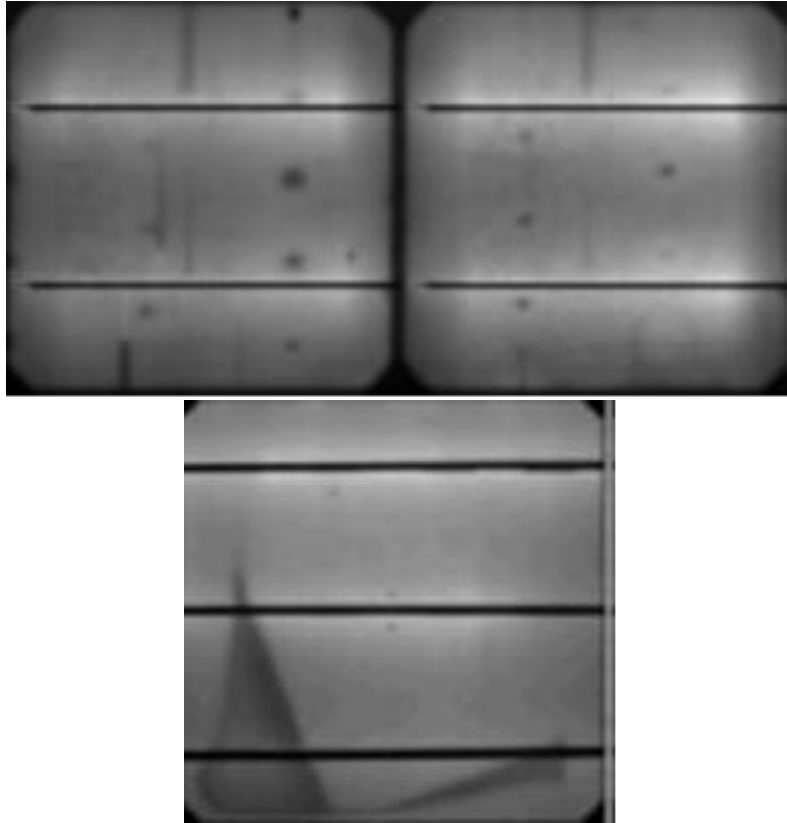


Figura 3.48: Fotografía superior muestra células contaminadas. Fotografía inferior muestra células con defecto de adhesión de las obleas. (PV-Elaboración Propia, 2020)

Otro defecto que puede aparecer durante la fabricación es el debido a las acumulaciones de impurezas en las diferentes partes del lingote de donde provienen las células. Esto deriva en células con características y tiempos de vida distintos por culpa de las inhomogeneidades.

En la figura 3.49 se muestra a través de una fotografía EL, el defecto descrito.

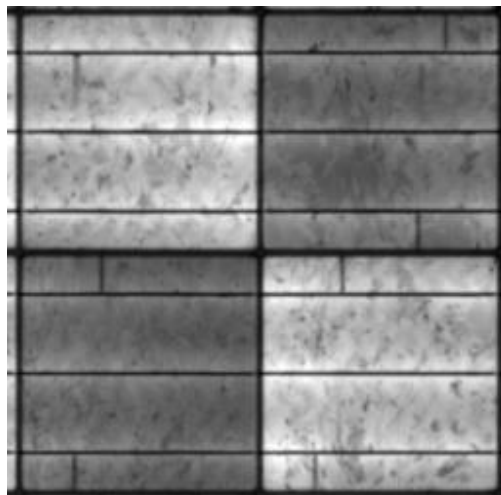


Figura 3.49: Fotografía de células con distintas características debido a las impurezas que presentan (PV-Elaboración Propia, 2020)

Pueden surgir otro tipo de inhomogeneidades dentro de la célula por culpa de la temperatura durante el proceso de fabricación. El patrón que sigue este defecto analizado a través de la EL, sería como la huella de un neumático. Esto se aprecia en la figura 3.50.

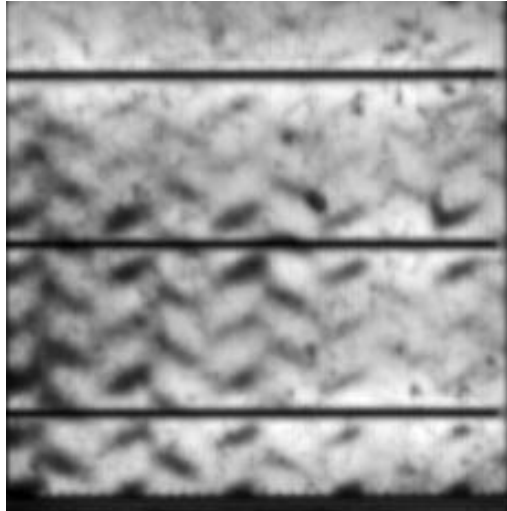


Figura 3.50: Fotografía de célula afectada por la temperatura (PV-Elaboración Propia, 2020)

También, por culpa del gradiente de temperatura, pueden aparecer determinadas inhomogeneidades de la resistencia entre el centro y los bordes durante el proceso de metalización de los dedos en las células. Este defecto también se puede detectar de manera visual gracias a la electroluminiscencia, viéndose el patrón de la falla, una zona central más oscura, en la figura 3.51.

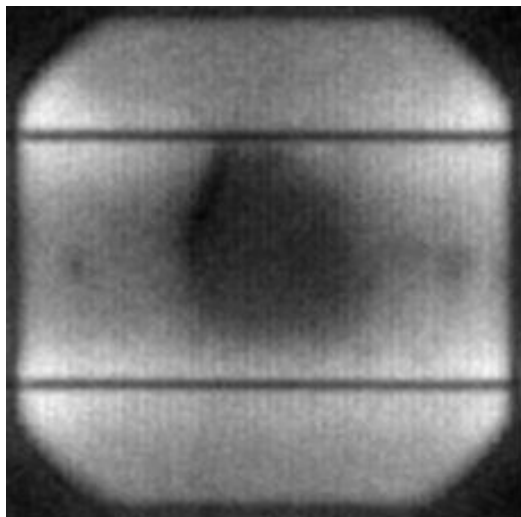


Figura 3.51: Fotografía de célula dañada por el proceso de metalización. (PV-Elaboración Propia, 2020)

En la figura 3.52 se muestran varias fotografías de células agrietadas.

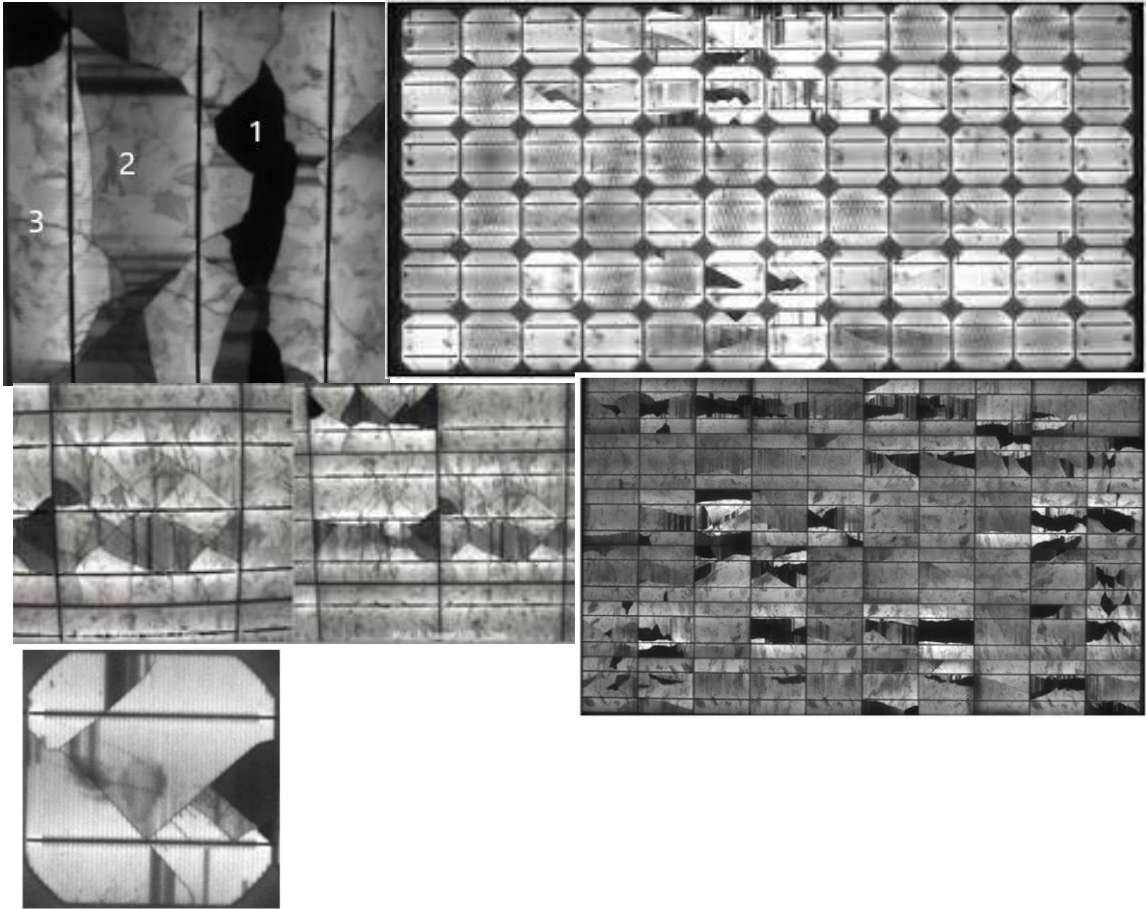


Figura 3.52: Fotografías de células agrietadas (PV-Elaboración Propia, 2020)

La rotura de los dedos (fingers) a lo largo de las grietas de las células, como las roturas de los dedos debido a la soldadura, son defectos que también se pueden detectar de manera visual gracias a la EL.

A continuación, en la figura 3.53, se analizan dichas roturas.

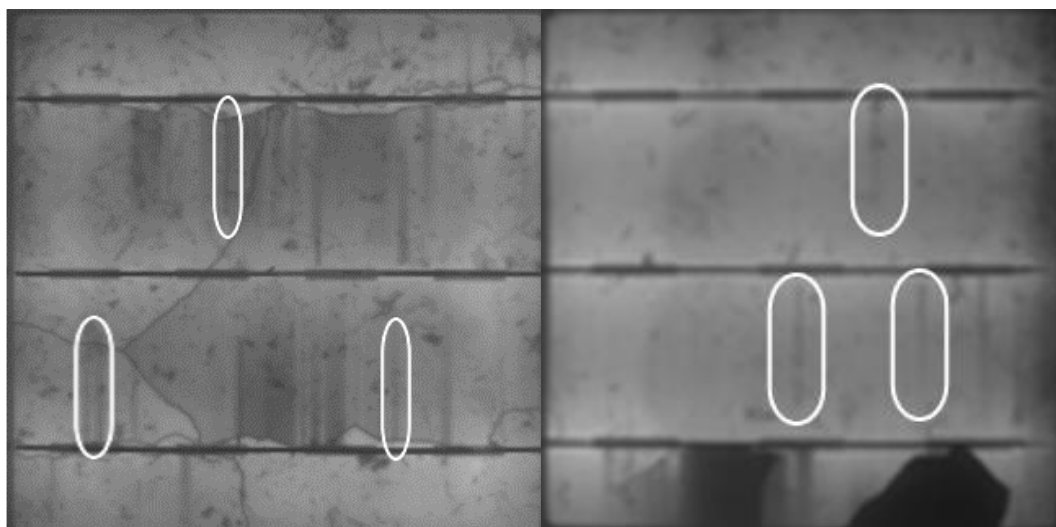


Figura 3.53: Fotografía de la izquierda muestra roturas en los dedos de la célula por culpa de las grietas. La fotografía de la derecha muestra roturas en los dedos causada por la soldadura. (PV-Elaboración Propia, 2020)

El defecto de Shunt también se puede interpretar de manera visual con la ayuda de la EL, ya sea un defecto shunt de la célula, o en las interconexiones de las mismas. En la figura 3.54 se puede interpretar de manera visual ambos defectos.

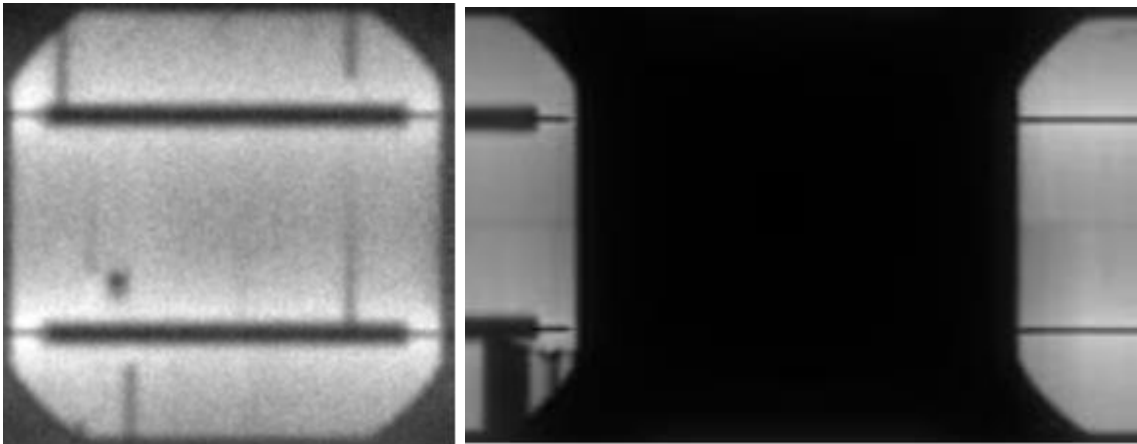


Figura 3.54: Fotografía de la izquierda muestra defecto tipo shunt de célula. La fotografía de derecha muestra defecto tipo shunt en la interconexión entre células. (PV-Elaboración Propia, 2020)

En la figura 3.55, se muestra el defecto de la delaminación de los dedos sobre una célula con una fotografía EL. Se puede apreciar esas líneas más oscuras que son síntoma del defecto.

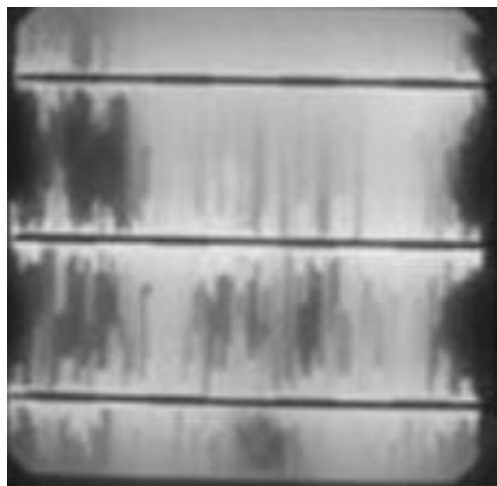


Figura 3.55: Fotografía de una célula afectada por delaminación. (PV-Elaboración Propia, 2020)

Durante la soldadura, también se puede producir un defecto en la cinta, conocido como Ribbon, este defecto prácticamente imperceptible, es posible detectarlo gracias a la EL.

En la figura 3.56 se muestra una fotografía en la que se aprecia dicho defecto y el patrón que sigue, viéndose localizadas unas líneas gruesas más oscuras.



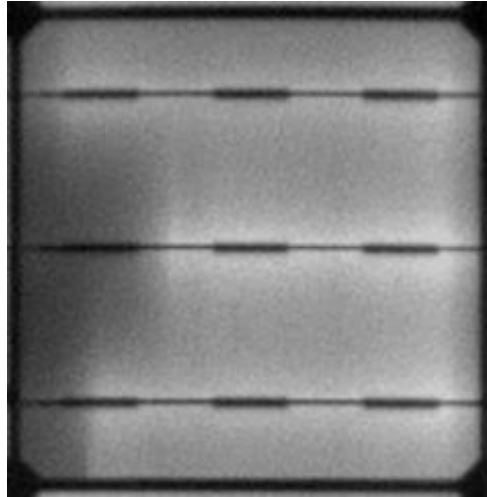


Figura 3.56: Fotografía de una célula afectada por defecto de soldadura en cinta. (PV-Elaboración Propia, 2020)

La corrosión por la humedad de las células es otro defecto fácilmente de detectar con la Electroluminiscencia.

En la figura 3.57 se aprecia el patrón que sigue este tipo de fallo, generándose manchas más oscuras sobre la célula.

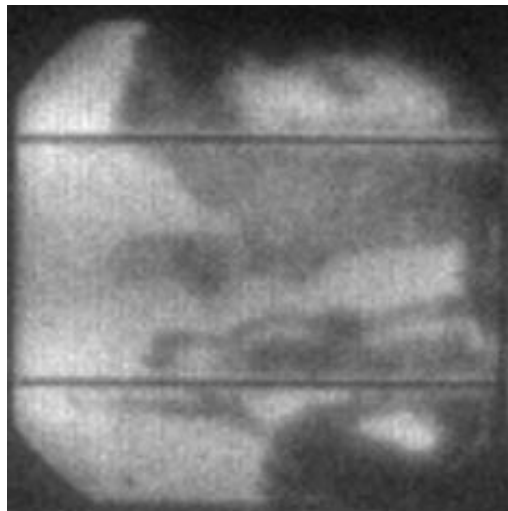


Figura 3.57: Fotografía de una célula afectada por la corrosión de la humedad. (PV-Elaboración Propia, 2020)

Algunas de las fallas que aparecen en los módulos solares se detectan observando patrones en las imágenes de EL de los módulos. Por eso es necesario no solamente analizar las imágenes observando las células de manera individual sino intentando detectar patrones en las mismas.

El defecto PID, también se detecta con suma facilidad. En la figura 3.58 se muestran dos fotografías. La de la parte superior se corresponde con una fotografía de un panel monocristalino con degradación potencial inducida. La de la parte inferior muestra un defecto de tipo PID pero con un esquema de color negro-blanco-rojo. De esta manera, se puede observar el oscurecimiento de las regiones del borde de la celda cercanas al marco.

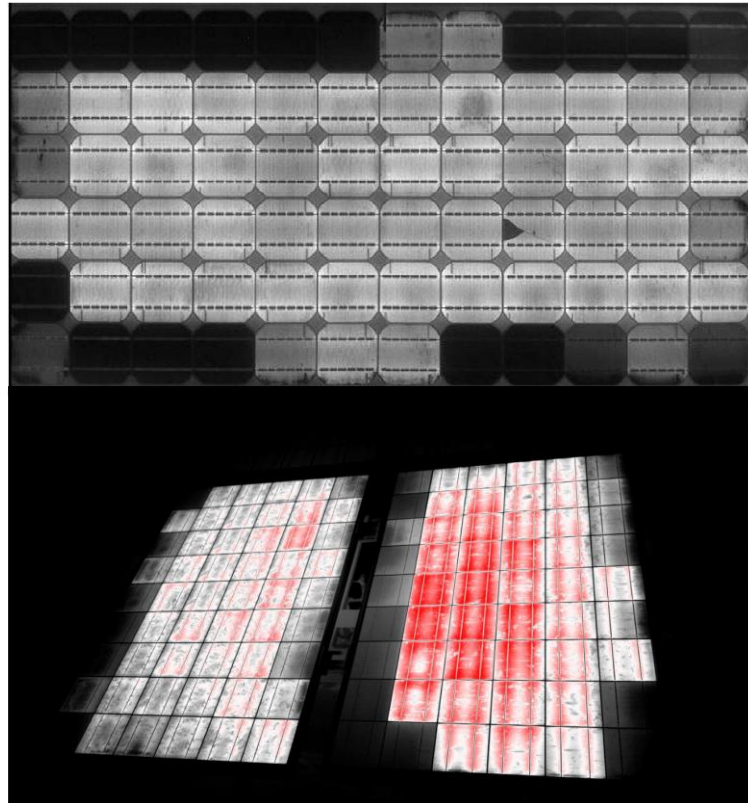


Figura 3.58: Dos Fotografías de módulos afectados por el defecto PID. (Photovoltaic, 2018)

Durante la fabricación del propio módulo, se puede originar sucesivas roturas. Esto es lo que se muestra en la figura 3.59.

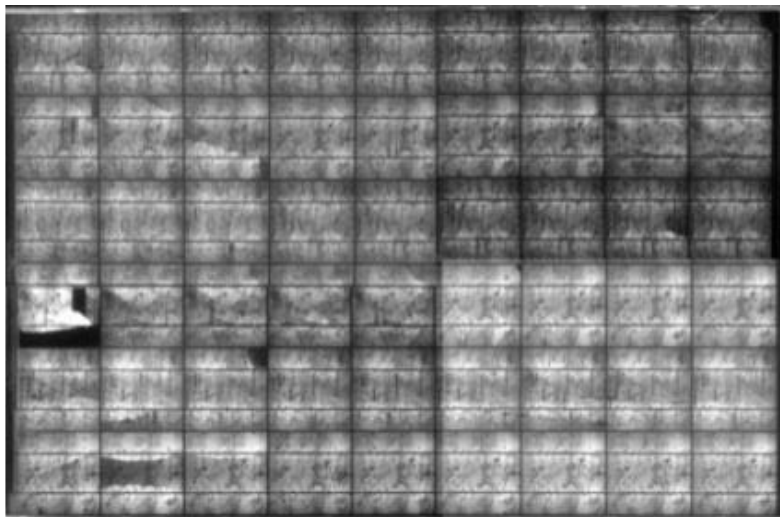


Figura 3.59: Fotografía de módulo con roturas de fabricación. (PV-Elaboración Propia, 2020)

Otras roturas que se pueden detectar son las debidas a los sobreesfuerzos. Por un lado, se pueden localizar roturas debidas a una sobrecarga mecánica, apreciándose un patrón en X, como se puede ver en la figura 3.60.

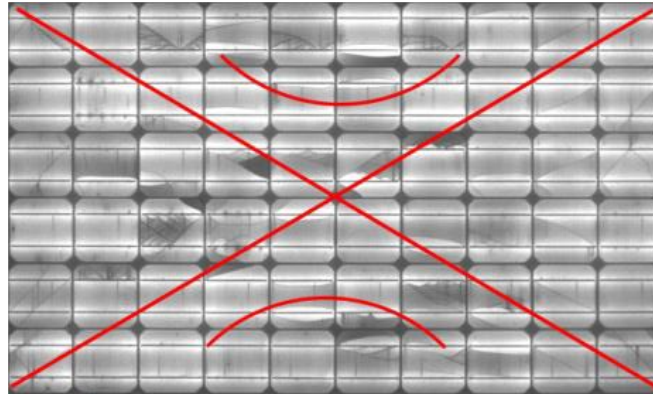


Figura 3.60: Fotografía de módulo agrietado por sobrecargas mecánicas. (PV-Elaboración Propia, 2020)

Por otro lado, se pueden generar sucesivas grietas por culpa de un sobreesfuerzo de torsión. En este caso, se generan muchas grietas con un patrón dendrítico en la parte central del módulo como se muestra en la figura 3.61.

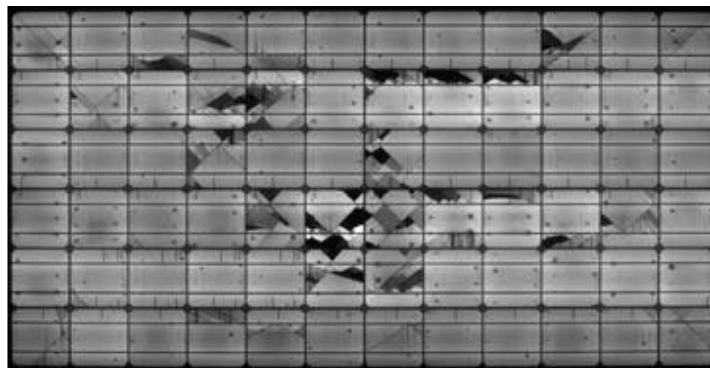


Figura 3.61: Fotografía de módulo agrietado por sobrecargas de torsión. (PV-Elaboración Propia, 2020)

Otro de los problemas que se pueden detectar con las medidas EL, son cuando los diodos de by-pass se encuentran activos, o bien se ha producido la rotura de alguna de las conexiones. En la figura 3.62, se muestra como el string del diodo afectado, aparece completamente negro.

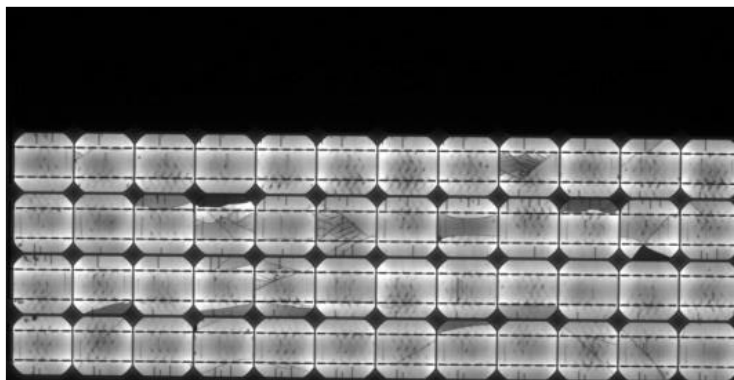


Figura 3.62: Fotografía de un módulo con un diodo by-pass activo. (PV-Elaboración Propia, 2020)

En las figuras 3.63, 3.64 y 3.65, se muestran dos módulos afectados por varios defectos. En la figura 3.63 se aprecia un módulo afectado por microgrietas y zonas inactivas. La 3.64 muestra un módulo con células agrietadas y con delaminación. Por último, la 3.65 muestra un módulo en el que se observan varios defectos: Amplia degradación del antirreflectante (b), microgrietas (c) y (d) que dan como resultado áreas inactivas y altas densidades de corrientes.

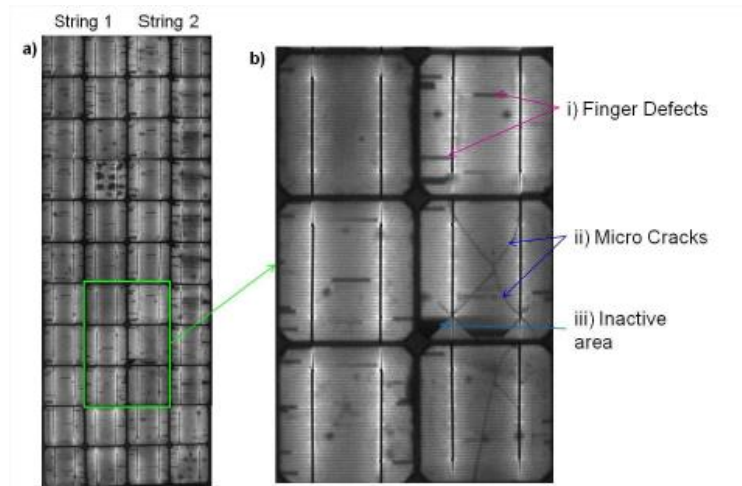


Figura 3.63: Fotografía de módulo afectado por defectos (1). (JL Crozier, 2018)

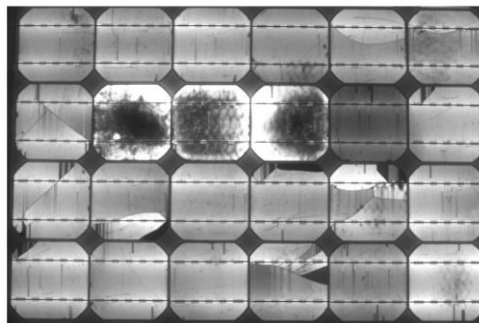


Figura 3.64: Fotografía de módulo afectado por defectos (2). (JL Crozier, 2018)

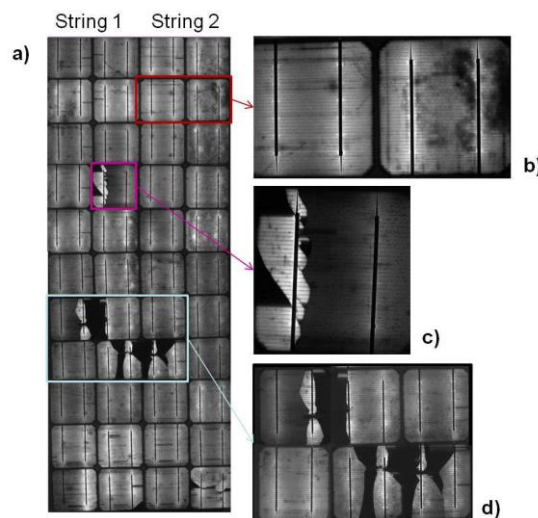


Figura 3.65: Fotografía de módulo afectado por defectos (3). (JL Crozier, 2018)



### 3.2.3 Estudio de imágenes IR y EL

Para finalizar, se van a estudiar una serie de imágenes tomadas de módulos solares afectados por defectos. En cada una de ellas, se ha procedido a realizar tanto una medida IR como una medida EL. Estas imágenes han sido tomadas en el laboratorio de la Universidad de Valladolid a razón de un estudio propio.

En la figura 3.66, se muestra un panel monocristalino con varias células agrietadas, y con delaminación. Analizando la fotografía EL, prácticamente se detectan todas las células del módulo que están afectadas. Con la fotografía IR, como hay varias células afectadas, se muestra todo el panel sobrecalentado y sería imposible reconocer las células dañadas. A pesar de ello, viendo el resultado, se llega a la misma conclusión con ambos, es necesario reemplazar el módulo.

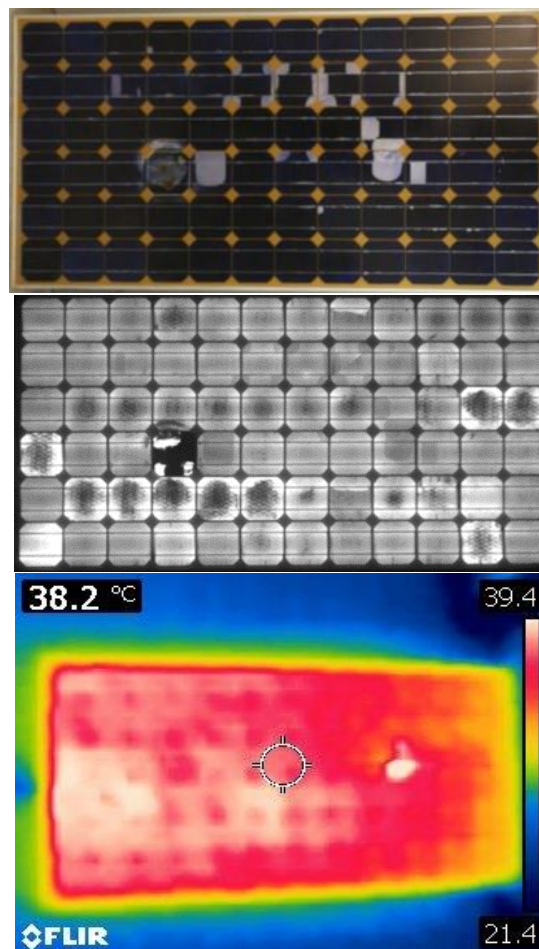


Figura 3.66: Fotografías con cámara normal, EL y IR de módulo dañado (Elaboración Propia, 2020)

En la figura 3.67, se aprecia un caso muy similar, en la que, teniendo un módulo monocristalino afectado por varias grietas, la medición EL permite ver todas las células que están afectadas, mientras que la IR muestra el panel completamente sobrecalentado.

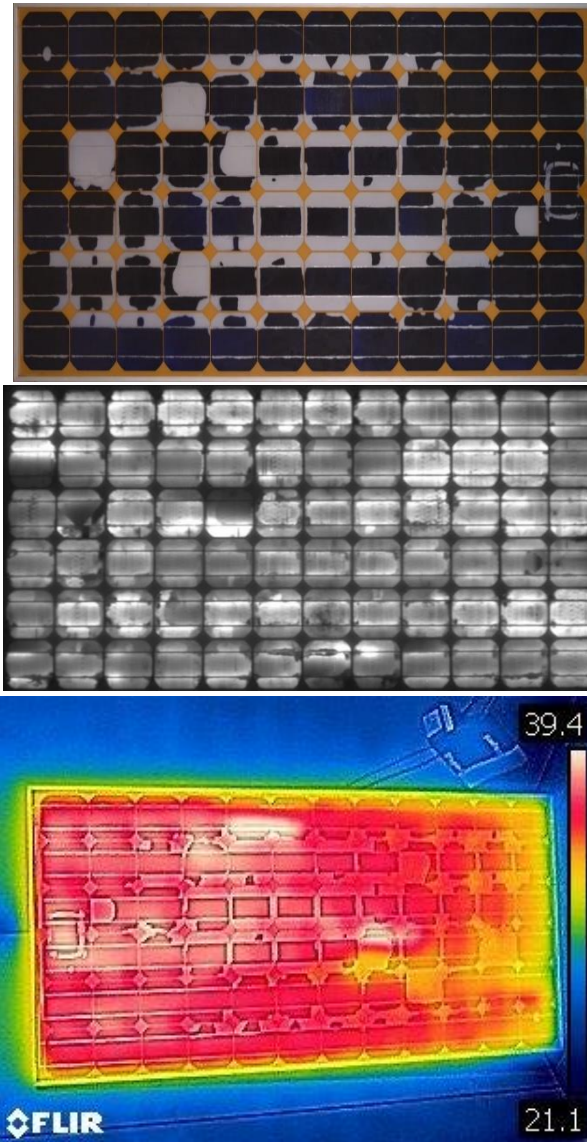


Figura 3.67: Fotografías con cámara normal, EL y IR de módulo dañado (Elaboración Propia, 2020)



En la figura 3.68, se muestra un módulo policristalino que, a simple vista, no presenta ninguna imperfección. Tras el estudio EL, se aprecian varias células con microgrietas y otras tantas con grietas de mayor influencia. Por otro lado, la medición IR nos muestra varias zonas calientes.

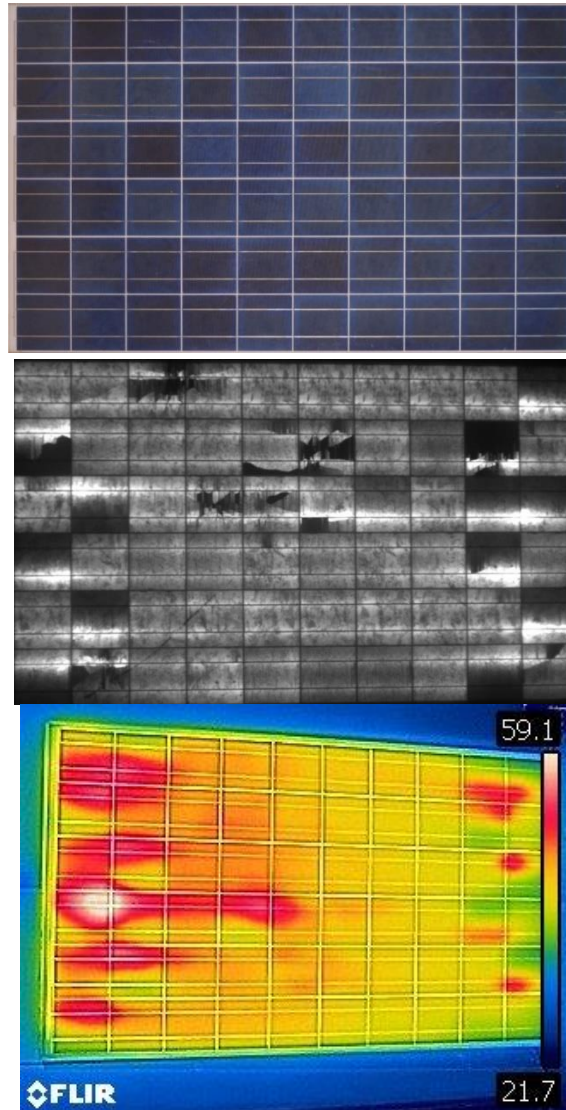


Figura 3.68: Fotografías con cámara normal, EL y IR de módulo dañado (Elaboración Propia, 2020)

La figura 3.69 muestra un panel monocristalino, a simple vista, con dos golpes bastante notables, y otros tantos más pequeños. Con la medición EL, se aprecian todas las microgrietas de las células, delaminación en otras tantas, y, sobre todo, tres células completamente KO, que son las 3 que presentan las grietas de gran tamaño. Con la medición IR, se observa todo el panel sobrecalentado, salvo las 3 células agrietadas por completo.

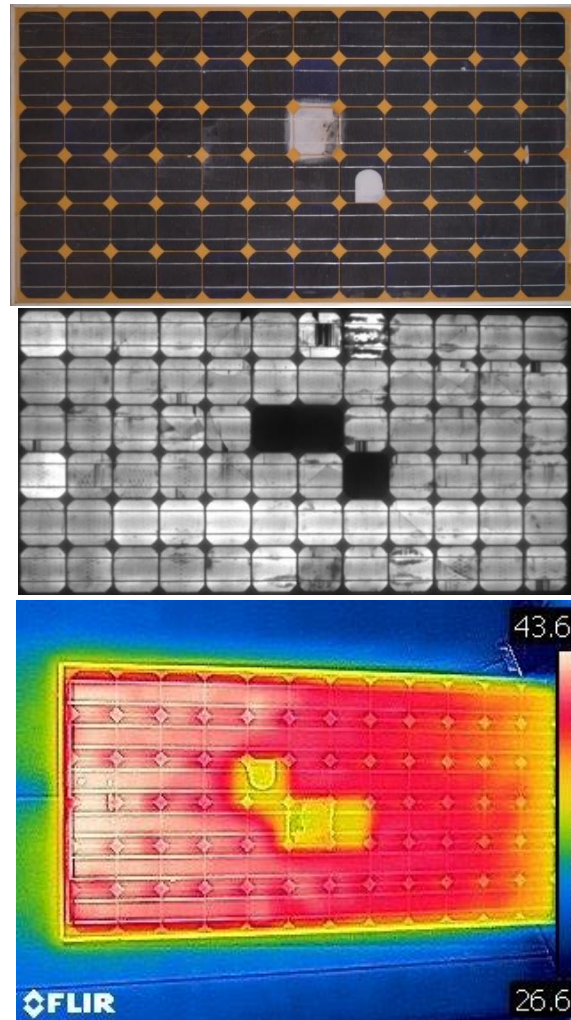


Figura 3.69: Fotografías con cámara normal, EL y IR de módulo dañado (Elaboración Propia, 2020)

En la figura 3.70 se puede ver un panel completamente dañado. Con la EL se identifican todas las grietas existentes, mientras que con la IR se refleja gran parte del panel sobrecalentado.

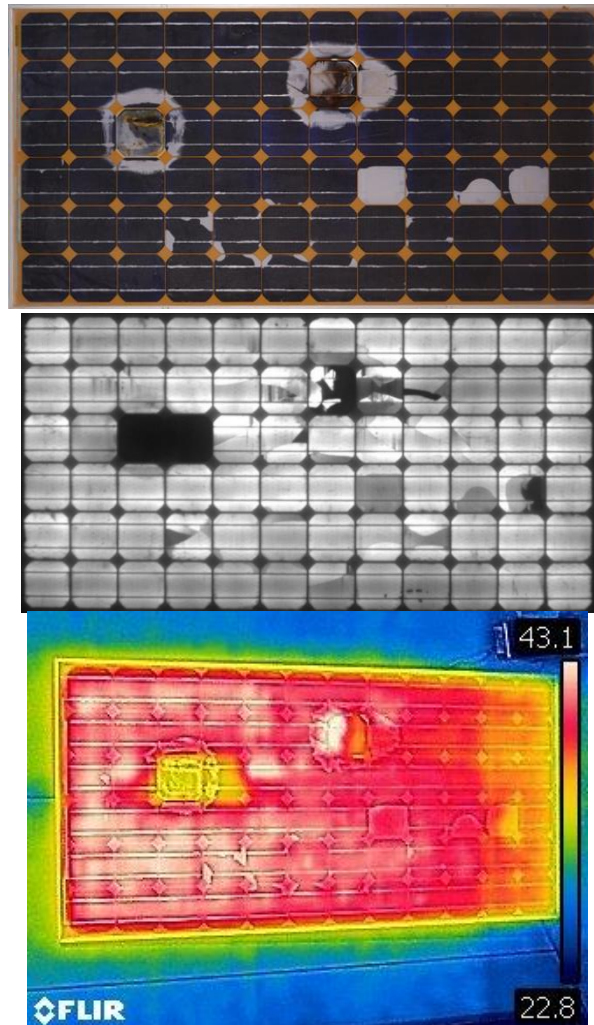


Figura 3.70: Fotografías con cámara normal, EL y IR de módulo dañado (Elaboración Propia, 2020)

Viendo todas estas imágenes, se constata que la imagen IR en la mayoría de los casos sirve de indicativo de existencia de un problema en el módulo, mientras que la electroluminiscencia ofrece con mucho más detalle los problemas localizados en el módulo y en las células. Lo ideal, sería realizar una inspección general utilizando la termografía, y en los casos en los que se detectasen posibles problemas, examinarlos de manera más exhaustiva utilizando la EL.

## 4. CONCLUSIONES

Se han estudiado los defectos más frecuentes de los módulos fotovoltaicos, utilizando dos de los métodos más efectivos de detección, la EL y el TIR. Analizando ambos métodos de manera individual, la conclusión alcanzada es la misma, son métodos ideales para asegurarse de que el rendimiento de una planta solar fotovoltaica esté dentro de los límites considerados, ya que facilitan la detección de una gran cantidad de defectos que traen consigo la caída del rendimiento.

Por un lado, la termografía se ha convertido a día de hoy en una herramienta indispensable para analizar el funcionamiento y la eficiencia de los diferentes elementos que componen una instalación. Es cierto que puede presentar ciertos problemas a la hora de interpretar los resultados debido a la radiación que presenta el propio panel que se estudia y el entorno, pudiendo dar lugar a resultados falsos.

Además, si la radiación no es suficientemente alta, la información obtenida de la TIR puede no ser precisa y ocultar problemas graves, puesto que normalmente basan sus decisiones en unas diferencias de temperatura fijas entre los puntos normales y los problemáticos. Si la radiación es muy alta, por ejemplo, la temperatura de un hotspot podría ser fácilmente 30 °C superior al resto del panel; pero si la radiación es más baja, la diferencia podría ser de 20 °C o de 10 °C, lo que puede ocultar problemas.

A pesar de ello, se puede llegar a la conclusión de que la termografía es una herramienta indispensable para el mantenimiento de las instalaciones, lo cual viene favorecido por un uso y utilización realmente sencillos que permite su total integración. Permite detectar con gran facilidad los hotspots o problemas con la caja de diodos que producen sobrecalentamiento, pero también otros defectos graves para la producción eléctrica como son un módulo desconectado o incluso un string desconectado. Otro de los puntos clave de este método, es que permite realizar la inspección mientras la planta está en funcionamiento normal, de día y sin realizar desconexiones ni inyección de corriente en los paneles.

Sin embargo, la termografía no es capaz de detectar fallos más sutiles como una pequeña parte de una célula que esté desconectada o incluso una célula cortocircuitada por completo si la imagen no es tomada muy de cerca. Tampoco es capaz de detectar ni demostrar otra serie de fallos que si son detectables mediante EL cómo son: los cracks, PID, etc. Todos estos defectos han sido analizados en este trabajo.

Por otro lado, la implementación de la prueba de electroluminiscencia, tanto en la producción de los paneles solares como en tareas de mantenimientos de plantas solares fotovoltaicas, ha sido uno de los pasos más importantes en todo el proceso. Esta prueba no solo permite detectar los defectos durante el proceso, sino que también da la posibilidad de corregirlos, enviando el panel a reparación antes de enviarlo al cliente. La detección oportuna de los defectos que pueda tener el panel

solar, ayudará a reducir el PNC (Producto no conforme), ocasionado por defectos en las celdas solares tales como: microfisuras, defectos invisibles de soldadura, y otros daños de los módulos fotovoltaicos, que no son visibles y no pueden ser detectados a simple vista.

Este método, a pesar de presentar el problema de la polarización de los strings y el problema de la poca radiación que emiten los paneles en comparación con las del sol, ofrece unos resultados mucho más precisos y detallados que los que se puede obtener de la imagen del mismo módulo mediante TIR. La explicación a esta afirmación reside en que la EL reproduce casi de manera perfecta el estado de funcionamiento de una célula fotovoltaica en operación (produciendo electricidad bajo iluminación). De este modo, la EL es una fotografía precisa del estado de cada uno de los puntos de la célula. Defectos de problemas de conexión eléctrica por malas soldaduras, fingers defectuosos o células cortocircuitadas, son evidentes como zonas más oscuras en EL, pero son muy difícilmente observables con otras técnicas. Más aún si se tiene una imagen de EL con suficiente resolución, se pueden ver incluso micro roturas a nivel del semiconductor que no son visibles con otras técnicas salvo microscópicas (aplicables a una célula sin laminar, pero no a un módulo).

Ya sea un análisis a través de la electroluminiscencia o a través de las imágenes térmicas infrarrojas, se trata de técnicas no destructivas. Estas proporcionan imágenes de manera rápida, a tiempo real y de alta resolución con una distribución bidimensional de las características de los módulos fotovoltaicos. A día de hoy es frecuente combinar ambas mediciones, pudiendo detectar los defectos de manera más rápida y con gran precisión.

Ambos métodos tienen sus propias ventajas y sus debilidades. El método apropiado depende básicamente del problema tecnológico específico a estudiar. Por este motivo, el uso de ambas puede proveer de una mayor información para la detección de todo tipo de defectos y fallos en los módulos fotovoltaicos. En lugar de elegir una u otra, parece mucho mejor complementar la información con el uso de ambas (e incluso de otras técnicas como la curva IV).

- La principal ventaja de la EL es que permite determinar de manera fidedigna el estado preciso que la célula debería tener en su funcionamiento normal como generador eléctrico. De este modo, es posible detectar más tipos de defectos y más sutiles que con la TIR.
- Los principales inconvenientes de la EL son: la necesidad de gastar energía para inyectar corriente y la necesidad de realizarla de manera nocturna.
- Las principales ventajas de la TIR son precisamente los inconvenientes de la EL: no necesita gastar energía y realizarse de manera diurna.
- Las principales desventajas de la TIR son una mayor imprecisión en los datos obtenidos en función de las condiciones precisas de la atmósfera ese día y la menor capacidad de detección de problemas más allá de algunos muy graves.





En conclusión, la TIR puede ser una rápida herramienta para una rápida detección de algunos problemas muy graves que pueden necesitar corregirse cuanto antes, pero la EL facilita una mejor información de la evolución del estado real de los paneles y es una técnica más adecuada para la prevención o predicción de futuros problemas, además de detectar los ya existentes, graves o más leves.

Las investigaciones de módulos fotovoltaicos se benefician de ambas técnicas y, estas, se utilizan ampliamente para mediciones en interiores y exteriores. Actualmente no existen estándares internacionales dentro de la IEC para estas mediciones, pero se están desarrollando versiones preliminares. La especificación técnica IEC / TS 62446-3 describe las investigaciones de los módulos fotovoltaicos y toda la planta en funcionamiento con luz solar natural.





## 5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] 330ohms. (11 de Mayo de 2016). <https://blog.330ohms.com>. [En línea] Obtenido de <https://blog.330ohms.com>: <https://blog.330ohms.com/2016/05/11/dispositivos-electroluminiscentes-que-son-y-como-funcionan>[Último acceso: 2021]
- [2] Acuatro. (2021). [www.acuatroarquitectos.com](http://www.acuatroarquitectos.com). [En línea] Obtenido de [www.acuatroarquitectos.com](http://www.acuatroarquitectos.com): <https://www.acuatroarquitectos.com/paneles-solares-en-cubiertas-condicionantes/>. [Último acceso: 2021]
- [3] Agency., I. -. (Marzo de 2021). [www.iaea.org/es/](http://www.iaea.org/es/). [En línea] Obtenido de <https://www.iaea.org/es/el-oiea/>: <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021-ES>[Último acceso: 2021]
- [4] Amine Mansouri, M. Z. (s.f.). *Defect detection in photovoltaic modules using electroluminescence imaging*. 27th EU PVSEC.
- [5] Analytical Review, Prog. Photovolt. (2011). *Photovoltaic Degradation Rates*, 1002-1182.
- [6] Antioquia, U. d. (2019). Analysis and characterization of PV module. *Revista Facultad de Ingeniería de Antioquia*, pp92-104.
- [7] Araceli, S.-P. (2018). Estudio para detección de defectos en Paneles Solares por medio de la Técnica de Electroluminiscencia. *Revista de Ingeniería Eléctrica*, 1-9.
- [8] Arconi.solutions. (2021). <https://www.arconi.solutions/es>. [En línea] Obtenido de <https://www.arconi.solutions/es>: <https://www.arconi.solutions/es/noticias-es/165-electroluminiscencias>. [Último acceso: 2021]
- [9] AutoSolar. (09 de 08 de 2018). [www.autosolar.es](http://www.autosolar.es). [En línea] Obtenido de [www.autosolar.es](http://www.autosolar.es): <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/la-curva-de-intensidad-voltaje-y-la-de-potencia-voltaje-de-un-panel-solar-el-papel-del-regulador-de-carga>. [Último acceso: 2021]
- [10] Canadian Solar. (2020). [www.canadian-solar.com](http://www.canadian-solar.com). [En línea] Obtenido de [www.canadian-solar.com](http://www.canadian-solar.com): [https://www.canadiansolar.com/wpcontent/uploads/2020/08/Installation\\_Manual\\_of\\_Solar\\_Module\\_installation.pdf](https://www.canadiansolar.com/wpcontent/uploads/2020/08/Installation_Manual_of_Solar_Module_installation.pdf). [Último acceso: 2021]
- [11] CambioEnergetico. (2021). <https://www.cambioenergetico.com>. [En línea] Obtenido de <https://www.cambioenergetico.com>: <https://www.cambioenergetico.com/blog/paneles-solares-defectos-mas-frecuentes-2/>. [Último acceso: 2022]

- [12] CarlotronSolar. (2020). <https://carlotronsolar.com>. [En línea] Obtenido de <https://carlotronsolar.com>: <https://carlotronsolar.com/servicio-diagnostico-instalaciones-solares-drones-termograficos/>. [Último acceso: 2022]
- [13] CenitSolar. (2021). <http://www.cenitsolar.com>. [En línea] Obtenido de <http://www.cenitsolar.com>: [http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica\\_esquema.php](http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_esquema.php). [Último acceso: 2021]
- [14] Dra. Araceli Hernández Granados, D. H.-P. (2019). <https://www.revistahypatia.org>. [En línea] Obtenido de <https://www.revistahypatia.org>: <https://www.revistahypatia.org/luminiscencia-lumini-que.html>. [Último acceso: 2021]
- [15] Dsolar. (25 de Septiembre de 2021). <https://www.dsolar.com>. [En línea] Obtenido de <https://www.dsolar.com>: <https://www.dsolar.com/info/solar-pv-module-faults-and-failings-41936602.html>. [Último acceso: 2021]
- [16] DTS, I. (2017). *IEC DTS 60904-13 @ IEC 2017*. 60904-13.
- [17] EII, U. (2020). *Introducción a las Energías Renovables Tema 3, Universidad de Valladolid*. Valladolid.
- [18] ENDEF. (2021). <https://endef.com>. [En línea] Obtenido de <https://endef.com>: <https://endef.com/tipos-de-instalaciones-solares-fotovoltaicas-como-encontrar-la-ideal-para-mi/>. [Último acceso: 2021]
- [19] Energia, P. d. (2021). <https://elperiodicodelaenergia.com>. [En línea] Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com>: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-de-las-renovables-se-desploman-en-2020-la-energia-solar-y-la-eolica-terrestre-son-las-fuentes-mas-baratas-en-casi-todo-el-mundo/>. [Último acceso: 2022]
- [20] F.MARTINEZ MORENO, N. (2013). *MANUAL PARA MEJORAR LA CALIDAD Y REDUCIR EL COSTE DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. CROPS.
- [21] García, S. (2021). <https://economia3.com>. [En línea] Obtenido de <https://economia3.com>: <https://economia3.com/2021/02/12/319873-energias-renovables/>. [Último acceso: 2021]
- [22] Inarquia. (2021). [www.inarquia.es](http://www.inarquia.es). [En línea] Obtenido de [www.inarquia.es](http://www.inarquia.es): <https://inarquia.es/tipos-panel-solar-fotovoltaico-elijo/>. [Último acceso: 2021]
- [23] Ingemecanica. (2021). <https://ingemecanica.com>. [En línea] Obtenido de <https://ingemecanica.com>:

- <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn193.html>. [Último acceso: 2021]
- [24] Field Inspection. (2010). [www.irecusa.org](http://www.irecusa.org). [En línea] Obtenido de [www.irecusa.org](http://www.irecusa.org): - Field Inspection <https://irecusa.org/solar-licensing-database/>. [Último acceso: 2021]
- [25] Instalaciones y mantenimiento KYOCERA. (Abril 2011). [www.kyocerasolar.de](http://www.kyocerasolar.de) [En línea] Obtenido de <http://www.kyocerasolar.de>: [http://www.kyocerasolar.de/index/products/download /English.-cps-34501-files-80034-File.cpsdownload.tmp/Manual\\_Eng\\_KD\\_all\\_110426 .pdf](http://www.kyocerasolar.de/index/products/download/English.-cps-34501-files-80034-File.cpsdownload.tmp/Manual_Eng_KD_all_110426.pdf). [Último acceso: 2021]
- [26] JL Crozier, F. V. (2018). *Investigation of cell mismatch in three single crystalline silicon photovoltaic*. Port Elizabeth 6031, South Africa: Department of Physics.
- [27] Köntges, M. (2014). *Review of Failures of Photovoltaic Module*.
- [28] Köntges, M. (2014). Report IEA-PVPS T13-01:2014. *Review of Failures of Photovoltaic Modules*, SBN 978-3-906042-16-9.
- [29] Lorenzo, J. A. (2021). [www.sfe-solar.com](http://www.sfe-solar.com). [En línea] Obtenido de [www.sfe-solar.com](http://www.sfe-solar.com): <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>. [Último acceso: 2021]
- [30] Medioambiente. (29 de septiembre de 2021). <https://medioambienteynaturaleza.com>. [En línea] Obtenido de <https://medioambienteynaturaleza.com>: <https://medioambienteynaturaleza.com/esquema-instalacion-fotovoltaica/>. [Último acceso: 2021]
- [31] MonoSolar. (2021). <https://www.monsolar.com>. [En línea] Obtenido de <https://www.monsolar.com>: <https://www.monsolar.com/blog/placas-solares-baratas-8-fallos-criticos/>. [Último acceso: 2022]
- [32] Otovo. (Julio de 2021). [www.otovo.es](http://www.otovo.es). [En línea] Obtenido de [www.otovo.es](http://www.otovo.es): <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/precios/>. [Último acceso: 2021]
- [33] Patrick Graichen, D. J. (2021). *EMBER CLIMATE*. [En línea] Obtenido de *EMBER CLIMATE*: <https://ember-climate.org/project/eu-power-sector-2020/>. [Último acceso: 2021]
- [34] Photovoltaic, p. s. (2018). *Review of infraed and Electroluminescence Imaging for PV field Applications*. IEA-PVPS.

- [35] Photovoltaic Observatory (2011). [www.epia.org](http://www.epia.org). [En línea] Obtenido de <http://www.epia.org>. <http://www.epia.org/publications/>. [Último acceso: 2021]
- [36] PROGRAMME, P. P. (2014). *Review of Failures of Photovoltaic Modules*. IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.
- [37] PVTRIN. (Junio, 2011). <http://pvtrin.eu>. [En línea] Obtenido de <http://pvtrin.eu>:  
[http://pvtrin.eu/assets/media/PDF/Publications/project\\_reports/common\\_failures\\_and\\_improper\\_practices/246.6\\_ES.pdf](http://pvtrin.eu/assets/media/PDF/Publications/project_reports/common_failures_and_improper_practices/246.6_ES.pdf). [Último acceso: 2021]
- [38] PV, D. (2020). *Informe Catálogo de Defectos EL y TIR. ,Miguel Ángel González Rebollo y Sara Gallardo Saavedra*. DOCTOR PV.
- [39] REE. (2021). <https://www.ree.es>. [En línea] Obtenido de <https://www.ree.es>:  
<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2020/12/las-renovables-alcanzan-el-43-6-por-ciento-de-la-generacion-de-2020-su-mayor-cuota-desde-existen-registros>. [Último acceso: 2021]
- [40] Revier.solar. (21 de Octubre de 2018). <https://review.solar>. [En línea] Obtenido de <https://review.solar>: <https://review.solar/solar-panel-discolouration/>. [Último acceso: 2022]
- [41] Scenicroutepaper. (21 de Diciembre de 2020). <https://www.scenicroutepaper.com>. [En línea] Obtenido de <https://www.scenicroutepaper.com>:  
<https://www.scenicroutepaper.com/pointers-that-can-affect-the-installation-of-your-solar-panels/>. [Último acceso: 2021]
- [42] SitioSolar. (2019). <http://www.sitiosolar.com>. [En línea] Obtenido de <http://www.sitiosolar.com>:  
<http://www.sitiosolar.com/La%20historia%20de%20la%20energia%20solar%20foto%20voltaica>. [Último acceso: 2021]
- [43] Solar, C. (2021). <https://www.cleversd.com>. [En línea] Obtenido de <https://www.cleversd.com>: <https://www.cleversd.com/es/blog/que-son-tan-importantes-curvas-iv>. [Último acceso: 2021]
- [44] SolarNews. (3 de Abril de 2017). <https://www.solarnews.es>. [En línea] Obtenido de <https://www.solarnews.es>:  
<https://www.solarnews.es/2017/04/03/paneles-solares-baratos-que-debemos-saber-antes-de-comprar/>. [Último acceso: 2021]
- [45] Soria, A. (10 de Mayo de 2021). <https://www.censolar.org>. [En línea] Obtenido de <https://www.censolar.org>: <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>. [Último acceso: 2021]

- [46] SotySolar. (6 de noviembre de 2020). <https://sotysolar.es>. [En línea] Obtenido de <https://sotysolar.es>: <https://sotysolar.es/placas-solares/monocristalinas-policristalinas>. [Último acceso: 2021]
- [47] Sunfields Cordero, R. G. (2020). <https://www.sfe-solar.com>. [En línea] Obtenido de <https://www.sfe-solar.com>: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/degradacion-efecto-pid-paneles-solares/>. [Último acceso: 2021]
- [48] Tecma, G. (2021). <https://www.smartgridsinfo.es/>. [En línea] Obtenido de <https://www.smartgridsinfo.es/>: <https://www.smartgridsinfo.es/2021/06/28/espana-camino-superar-2021-generacion-record-renovables-registrada-2020>. [Último acceso: 2021]
- [49] TESTO. (2017). *Guía práctica Termografía para instalaciones fotovoltaicas*. Testo.

A. (s.f.). *Photovoltaic systems engineering Capítulo 1 Physics of solar cell*.





## 6. ANEXO: Estudio de principales problemas localizados en una planta solar fotovoltaica.

Hoy en día, la mayoría de los equipos han mejorado sustancialmente en términos de calidad y seguridad. También los requisitos de validación se definen mejor que antes y los procesos de testeo están más estandarizados. A continuación (Tabla 1) se presentan algunos ejemplos de áreas donde se han producido problemas. También se explica cómo ha mejorado la fiabilidad en estas áreas, ya sea a través de la estandarización, las garantías o mejoras en los productos:

**Tabla 1:** Problemas de calidad en los sistemas fotovoltaicos (DGS, 2008)

Problemas relacionados con los equipos fotovoltaicos		
Módulos fotovoltaicos	Cables CC y conectores	Inversores fotovoltaicos
Estandarización IEC (IEC 61215, IEC 61646, IEC 62108 & IEC 61730)	Estandarización mejorada	Estandarización IEC (IEC 62109)
Vida útil garantizada por los fabricantes de módulos fotovoltaicos (90% después de 10 años y el 80% después de 25 años)	Aumento en la variedad de conectores	
	Vida útil de los cables mejorada, actualmente 45 años	
	Disponibilidad en el mercado de protecciones para cables.	
	Monitorización de aislamiento por los inversores	
	Interruptores (CA o CC)	
Problemas relacionados con la planificación, diseño e instalación		
No hay juntas de dilatación: disponibilidad de nuevas estructuras de montaje y juntas flexibles		
Metales incompatibles		
Dimensionamiento incorrecto del inversor FV / cables: disponibilidad de nuevas herramientas de simulación y diseño		

Tabla ANEXO 1.1: Problemas de Calidad en los sistemas fotovoltaicos (DGS, 2008)

Esto muestra claramente que en lo que se refiere a los fallos relacionados con los sistemas fotovoltaicos, la atención, actualmente se ha alejado de los componentes. Por lo tanto, lo que hay que seguir mejorando es la planificación, diseño e instalación física del sistema más que la fiabilidad y el rendimiento de los componentes en sí.

Dada la enorme variedad y la modularidad de los sistemas fotovoltaicos, es obvio que un número significativo de errores puede darse debido a una formación insuficiente de los instaladores sobre la disponibilidad y parámetros técnicos de los diferentes componentes fotovoltaicos, así como sobre los requisitos nacionales en lo referente a los procesos administrativos, los requisitos de conexión a red y los reglamentos de construcción.

Hay una serie de etapas en el desarrollo de un sistema fotovoltaico en las que pueden ocurrir errores:

### Selección de la ubicación:

La selección de la ubicación de un sistema fotovoltaico incluye aspectos obvios como la orientación, inclinación y sombreado (incluyendo la predicción de la radiación solar), pero también elementos que son menos evidentes, tales como evaluaciones de impacto ambiental cuando se trata de grandes instalaciones sobre suelo. Los fallos en la selección inicial del lugar de los sistemas sobre tejados son muy raros. La mayoría de los instaladores (así como clientes finales) son conscientes de la importancia de la orientación e inclinación de la instalación fotovoltaica. Apenas veremos instalaciones orientadas al norte en tejados residenciales. Desafortunadamente, el sombreado es un aspecto que es pasado por alto más fácilmente por el diseñador / instalador o no siempre es tenido en cuenta en su totalidad. Por tanto, es importante realizar predicciones detalladas de la radiación solar teniendo en cuenta la orientación, inclinación y todas las posibles sombras de árboles y/o edificios de los alrededores. En cuanto a los grandes sistemas sobre suelo, un aspecto importante es analizar el potencial impacto de una gran planta fotovoltaica sobre la biodiversidad. Por consiguiente, es importante realizar una evaluación de impacto ambiental y los resultados de dicha evaluación deben ser discutidos abiertamente con el público, los responsables políticos y todos los demás actores involucrados.

### Diseño y planificación del sistema:

Las etapas de diseño y planificación implican adoptar decisiones en cuanto al tamaño apropiado del sistema y a la selección de los diferentes componentes. Es importante tener en cuenta los cálculos de la carga estructural y resistencia al viento. Además, se debería hacer hincapié en el dimensionamiento, incluyendo el tamaño y la selección apropiada del inversor, cables, optimizadores de potencia y conmutadores, así como las cajas de conexiones y los transformadores. Esta tarea normalmente termina con un ejercicio de simulación sobre el rendimiento de la futura instalación fotovoltaica, por lo que también requiere conocimiento sobre el software y herramientas de simulación para el modelado del rendimiento.

En sistemas residenciales, es de vital importancia respetar los códigos de la edificación y de seguridad, incluyendo las medidas de ventilación del edificio, el acceso de los cuerpos de bomberos, la carga máxima, etc. Cuando el tejado no es apropiado para la instalación de un sistema fotovoltaico, este hecho debe ser simplemente dado a conocer para valorar su estudio.

Además, la elección de los componentes es crítica, especialmente cuando se trata de sistemas fotovoltaicos en una ubicación no óptima, como tejados orientados al oeste o cubiertas planas donde el montaje de los módulos no es una opción debido a las limitaciones de carga. Tener en cuenta las últimas innovaciones es fundamental, por ejemplo, productos especializados para tejados orientados este-oeste, módulos fotovoltaicos ligeros y flexibles, etc. Hay que ser conscientes que, sin una formación suficiente, la probabilidad de errores en esta fase puede ser significativa.

Errores comunes que se encuentran en esta etapa son:

- 1 Estimación incorrecta de la producción de energía.
- 2 Diferentes azimuts o inclinaciones en la misma rama o “string”.
- 3 Ramas o “strings” con módulos de potencia diferente.
- 4 Estabilidad: cálculo deficiente de la carga estructural.
- 5 Dimensionado: por ejemplo, cables subdimensionados.
- 6 No tener suficientemente en cuenta los problemas de sombreado.
- 7 Desadaptación: por ejemplo, desadaptaciones entre el generador y la salida del inversor.
- 8 Protección del circuito incorrecta.
- 9 No hay protección contra descargas atmosféricas, puesta a tierra y protección contra sobretensiones.
- 10 No se tienen en cuenta el CTE (Código Técnico de la Edificación) y la reglamentación para la conexión de red.
- 11 Falta de documentación en las etapas finales de diseño (no cumple con el estándar IEC).

Además, está claro que cualquier cambio de última hora en una de las etapas de diseño afecta a toda la configuración del diseño del sistema fotovoltaico y puede tener un impacto negativo en el rendimiento o la seguridad de la instalación final.

#### Instalación física de los componentes:

Este paso requiere normalmente el trabajo conjunto de un instalador de tejado y un electricista. Una vez más, está claro que, sin una formación suficiente sobre las particularidades de la energía fotovoltaica, la probabilidad de errores en esta fase puede ser significativa. Errores comunes que se encuentran en esta etapa son:

- 12 El instalador no sigue el diseño del sistema.
- 13 Ventilación de inversores y de los módulos insuficiente (la zona alrededor del inversor debe mantenerse libre para permitir la buena circulación de aire para la refrigeración adecuada).
- 14 Perforación del tejado sin métodos de sellado adecuados.
- 15 Cableado inadecuado: cables tirantes o flojos.
- 16 Ausencia de etiquetado o etiquetado incorrecto.
- 17 No hay toma de tierra o de protección contra descargas atmosféricas
- 18 No hay intervención en el caso de corrosión.
- 19 Sensores mal colocados.

## Seguridad de la instalación

Un elemento importante que está siendo también discutido ampliamente en algunos países de la UE es la protección contra incendios. En primer lugar, es fundamental entender que en incendios donde existía una instalación fotovoltaica, la causa del fuego fue debida principalmente a fuentes externas y en muy pocas ocasiones se ha registrado que el sistema fotovoltaico fuera la fuente del fuego (la polaridad incorrecta puede causar graves daños al campo fotovoltaico y a la electrónica del sistema, así como causar incendios en algunos sistemas). La preocupación no está tan relacionada con la calidad de los sistemas fotovoltaicos en sí, como con la seguridad de los bomberos al extinguir un incendio en un edificio con un sistema fotovoltaico. Por lo tanto, cuatro elementos son de vital importancia: el diseño de la instalación fotovoltaica, la calidad de los componentes fotovoltaicos, la calidad de la instalación y la comunicación con otras partes interesadas (tales como los departamentos de bomberos).

También hay que señalar que se pueden tomar múltiples soluciones en las etapas de diseño e instalación, como la selección y diseño de la ubicación de los componentes con el fin de no bloquear el acceso a los cuerpos de bomberos, prever suficiente etiquetado y aplicarlo de manera correcta, el diseño del esquema eléctrico (de cables y otros equipos eléctricos) en conformidad con los requisitos de seguridad, etc.

## Servicio, incluyendo inspección y mantenimiento

Un instalador no es sólo un técnico, sino también un vendedor. Necesita, por tanto, conocimientos básicos de marketing. Además, es indispensable un conocimiento sobre los beneficios ambientales, económicos financieros y de otra índole de la energía fotovoltaica.

Los errores comunes en esta área son:

- No suministrar al propietario/operador los manuales, garantías, certificados de pruebas, documentos de conexión a red.
- No ser capaz de dar información sobre las últimas innovaciones y aplicaciones especializadas (BIPV).
- No ser capaz de dar información sobre los requisitos administrativos, los procedimientos de conexión a red, planes de apoyo y otros beneficios relacionados.
- Actitud de venta demasiado agresiva.
- No dar los servicios de inspección y mantenimiento de forma rápida y adecuada.

El mantenimiento del sistema fotovoltaico incluye el mantenimiento de todas las partes del sistema. Este mantenimiento no es muy extenso, a excepción de el que hay que realizar en las baterías en el caso de los sistemas autónomos.

El mantenimiento de las baterías depende del tipo y de los ciclos de carga / descarga. El mantenimiento debe ser realizado al menos una vez al año, pero el instalador, además, debe informar al propietario sobre los sistemas de monitorización para supervisar el rendimiento del sistema.

El problema más común del mantenimiento es la limpieza de la superficie del cristal del módulo fotovoltaico para quitar la suciedad y el polvo que se puede hacer mediante el lavado del módulo con agua. La limpieza es necesaria durante largos períodos de sequía, cuando la lluvia no puede proporcionar una limpieza natural.

Los módulos se deben limpiar cuando no están excesivamente calientes.

Por último, analizando todo lo que se ha mostrado en este trabajo, se puede concluir con que, en una planta solar fotovoltaica, se pueden localizar numerosos fallos en diversas etapas de estado de la planta, ya sea en el diseño previo, o en el mantenimiento final. En la siguiente Tabla 1.2 se analiza un listado de los fallos más típicos de las plantas solares fotovoltaicas:

<b>PARÁMETROS</b>	<b>FALLOS / PROBLEMAS</b>
<b><u>DISEÑO DEL SISTEMA</u></b>	
<b>CARGA ESTRUCTURAL</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- No se considera la antigüedad y las condiciones del tejado.</li><li>- Uso inadecuado de estructuras que eviten problemas de estabilidad.</li><li>- No respetar el código técnico de la edificación.</li></ul>
<b>RESISTENCIA AL VIENTO</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Montaje inadecuado</li><li>- Sistema no montado sobre bases de hormigón.</li></ul>
<b>UBICACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- No respetar el código técnico de edificación y las normas de seguridad (por ejemplo, sobrecarga de la cubierta, falta de acceso para los bomberos).</li><li>- El BOS no está situado en recintos protegidos de las inclemencias del tiempo.</li></ul>
<b>EQUIPOS</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Cables e inversor de tamaño insuficiente.</li><li>- Optimizador de potencia (MPPT), protecciones, caja de conexiones y transformadores inadecuados.</li></ul>
<b>PUESTA A TIERRA</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Sin protección contra rayos, puesta a tierra y protección contra sobretensiones.</li></ul>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistema fotovoltaico instalado en un lugar expuesto.</li> <li>- Permitir que el cobre (puesta a tierra de los equipos) entre en contacto con el soporte de aluminio y marcos de los módulos.</li> </ul>
CONEXIÓN ELÉCTRICA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Polaridad incorrecta.</li> <li>- Protección del circuito incorrecta.</li> <li>- Desadaptación: desadaptación del inversor o medida incorrecta de la generación a la salida del inversor.</li> <li>- Los recorridos de los cables eléctricos no están optimizados.</li> <li>- No se tienen en cuenta los códigos eléctricos o reglamentos técnicos para la conexión a red.</li> </ul>
<u>UBICACIÓN</u>	
ORIENTACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalaciones orientadas norte / oeste.</li> </ul>
INCLINACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diferentes azimuts o inclinaciones en la misma rama o "string".</li> <li>- Sistema no inclinado conforme al ángulo apropiado para su latitud (para el mejor rendimiento a lo largo todo el año).</li> </ul>
SOMBREADO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Colocar el sistema en una zona rodeada de árboles y / o edificios.</li> <li>- No se tiene en cuenta el sombreado estacional.</li> </ul>
CORROSIÓN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Los módulos están ubicados en las zonas expuestas al agua salada.</li> </ul>
BIODIVERSIDAD	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se descuida el potencial impacto para la vida salvaje debido a un Estudio de Impacto Ambiental inadecuado.</li> </ul>
<u>INSTALACIÓN</u>	
SOMBREADO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No se mantienen las distancias entre las filas de módulos.</li> </ul>
DAÑO TEJADO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Perforación sin métodos de sellado adecuados.</li> </ul>

CORROSIÓN	-Materiales utilizados en el exterior no son resistentes a la luz del sol / rayos UVA.
CONFIGURACIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Los módulos son sometidos a sobreesfuerzos debido a la expansión térmica de la estructura soporte.</li> <li>- Poner muy pocos módulos en serie para el correcto funcionamiento del inversor durante las altas temperaturas de verano.</li> <li>- Ventilación insuficiente del módulo.</li> <li>- Se utilizan módulos de diferentes configuraciones y diferentes valores de potencia nominal en el mismo campo fotovoltaico.</li> </ul>
INVERSOR	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Colocado en un lugar directamente expuesto a la luz del sol.</li> <li>- Ventilación insuficiente.</li> <li>- Colocado a larga distancia de la caja de conexiones del campo fotovoltaico.</li> <li>- Instalado sobre o cerca de una superficie inflamable.</li> </ul>
CABLEADO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables tirantes o flojos.</li> <li>- Soporte del cable inadecuado con exposición a daños físicos.</li> <li>-Múltiples cables entrando en un collarín para un solo cable.</li> </ul>
CONDUCTORES	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores no sujetos a menos de 30 cm de las cajas de conexión.</li> <li>- Curvado del cable demasiado cerca de las cajas de conexión.</li> </ul>
BATERIAS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No instaladas en un recinto aislado del control u otros componentes del sistema fotovoltaico.</li> <li>- Instaladas cerca de materiales inflamables y radioactivos.</li> <li>- Expuestas a la luz directa del sol.</li> <li>-Expuestas a altas temperaturas.</li> </ul>
ETIQUETADO SEÑAS PELIGRO	- Ausencia o localización incorrecta.
SENSORES	- Mal colocados.
ELEMENTOS DE PASO	- Cubrir las haciéndolas casi inaccesibles para el servicio.

<b>SEGURIDAD TÉCNICOS</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- No se utiliza el equipo de protección de caídas aun cuando es necesario.</li><li>- Incumplimiento de las regulaciones de prevención de accidentes.</li><li>- Trabajar en condiciones adversas: condiciones de humedad, vientos fuertes o superficies heladas en tejados.</li><li>- El instalador anda sobre los paneles.</li><li>- El inversor se instala después de cableado.</li></ul>
<b><u>CASO DE INCENDIO</u></b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- No etiquetar el sistema fotovoltaico en la caja de conexiones y distribuidor principal del edificio con un signo indicador.</li><li>- Falta de planes generales de emergencia para los trabajadores.</li><li>- Cableado no resistente al fuego.</li><li>- Falta de trazado de los cables de CC fuera del edificio.</li><li>- El inversor se instala en el interior del edificio.</li><li>- Falta del interruptor de desconexión de CC en el área de la caja de fusibles principal del edificio.</li></ul>
<b><u>MANTENIMIENTO TÉCNICO</u></b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- No hacer anualmente el mantenimiento de conexiones mecánicas y eléctricas (corrientes y voltajes de circuito, electrolito de la batería etc).</li><li>- Superficie frontal de los módulos fotovoltaicos no cubierta durante el mantenimiento.</li><li>- No remplazar componentes de montaje doblados, corroídos o dañados.</li><li>- No re-asegurar o apretar componentes sueltos o cierres.</li><li>- Los extintores de incendios no se encuentran en las proximidades de la batería.</li><li>- El propietario no ha sido informado / instruido para controlar con frecuencia el rendimiento del sistema.</li></ul>
<b><u>PROPIETARIO</u></b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- No se registran los kWh producidos periódicamente (la desviación de los valores</li></ul>

	<p>esperados puede ser motivo para la comprobación del sistema).</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Los paneles no son debidamente lavados, cuando es necesario.</li><li>- Los paneles se rayan durante el procedimiento de limpieza (al utilizar cepillos y detergentes fuertes).</li><li>- Los árboles cerca del sistema no son adecuadamente podados o recortados.</li><li>- No se comprueba el nivel del electrolito en las baterías.</li></ul>
--	--

Tabla ANEXO 1.2: Listado de fallos típicos de plantas solares fotovoltaicas. Elaboración Propia (2021)