



Universidad de Valladolid

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

Campus Duques de Soria

MÁSTER EN INGENIERÍA DE LA BIOENERGÍA Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**TÍTULO: “CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS MEDIANTE SUS CURVAS I-V”**



AUTOR: ALEJANDRO ONRUBIA MOÑUX.

DEPARTAMENTOS: FÍSICA APLICADA E INGENIERÍA AGRÍCOLA Y FORESTAL.

TUTOR/ES: VÍCTOR ALONSO GÓMEZ Y LUIS HERNÁNDEZ CALLEJO.

SORIA, JULIO DE 2019

***AUTORIZACIÓN del TUTOR
del TRABAJO FIN DE MÁSTER***

D. VÍCTOR ALONSO GÓMEZ profesor del departamento de Física Aplicada y D. LUIS HERNÁNDEZ CALLEJO, profesor del departamento de Ingeniería Agrícola y Forestal, como Tutores del TFM titulado **Caracterización de módulos fotovoltaicos mediante sus curvas I-V** presentado por el alumno D. ALEJANDRO ONRUBIA MOÑUX, da el Vº. Bº. y autoriza la presentación del mismo, considerando que ES

APTO PARA SU DEFENSA

.....

.....

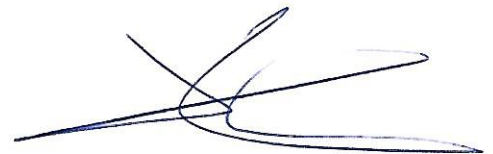
.....

Soria, 18 de Julio de 2019

Los Tutores del TFM,



Fdo.: VICTOR ALONSO GÓMEZ



Fdo.: LUIS HERNÁNDEZ

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

D. ALEJANDRO ONRUBIA MOÑUX, estudiante del Máster en Ingeniería de la Bioenergía y Sostenibilidad Energética de la Escuela de Ingeniería de la Industria Forestal, Agronómica y de la Bioenergía de la Universidad de Valladolid, **DECLARO:**

Que el Trabajo Fin de Máster (TFM) que presento para su exposición y defensa titulado *Caracterización de módulos fotovoltaicos mediante sus curvas I-V*, es original y que todas las fuentes utilizadas para su realización han sido debidamente citadas en el mismo.

Soria, 18 de Julio de 2019

Fdo.: Alejandro Onrubia Moñux

RESUMEN del TRABAJO FÍN DE MÁSTER

TÍTULO: CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS MEDIANTE SUS CURVAS I-V.

DEPARTAMENTOS: DEPARTAMENTO FÍSICA APLICADA Y DEPARTAMENTO INGENIERÍA AGRÍCOLA Y FORESTAL.

TUTOR (ES): VÍCTOR ALONSO GÓMEZ Y LUIS HERNÁNDEZ CALLEJO.

AUTOR: ALEJANDRO ONRUBIA MOÑUX.

RESÚMEN:

El presente Trabajo Fin de Máster (TFM) consiste en la detección de fallos a 13 módulos fotovoltaicos mediante sus curvas I-V. Para ello se hace uso de un trazador de curvas I-V (Trazador SOLAR I-Ve) y de los complementos provistos por el propio fabricante del trazador. Las medidas se toman; unas antes de realizar los ensayos de electroluminiscencia (EL) y termografía y otras después de haberlas realizado.

A demás de sus medidas de intensidad y corriente se realizan a los 13 módulos fotovoltaicos imágenes del espectro visible y ensayos de EL y termografía infrarroja. Estos ensayos son llevados a cabo dentro de una cámara climática, a oscuras, inyectándoles corriente (I_{sc}). En ella se prepara toda la instalación, como es la cámara, regulador de potencia, etc. Dichos ensayos, se realizaron de cada módulo fotovoltaico completo (3 *strings*) y a demás en algunos se hicieron de cada *string* por separado, para poder ver los fallos con mayor exactitud. La duración de cada ensayo es de 4-5 días.

Por último, una vez comparadas las medidas de las curvas I-V tomadas antes y después de la EL de cada módulo, al no observarse ningún cambio significativo en la forma de las curvas, se ha escogido una gráfica I-V de tres módulos representativos para poder explicar las características y fallos que presentan sus curvas I-V. En los anejos se han explicado el resto de módulos fotovoltaicos.

ÍNDICES

ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	SEMICONDUCTORES.....	1
1.1.1	ESTRUCTURA DE UN SEMICONDUCTOR.....	1
1.1.2	PROPIEDADES DE UN SEMICONDUCTOR	3
1.1.3	SEMICONDUCTORES TIPO P Y TPO N	3
1.2	MECANISMO DE GENERACIÓN Y RECOMBINACIÓN	4
1.3	ESTRUCTURA BÁSICA DE UNA CÉLULA SOLAR	4
1.4	ESTRUCTURA DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA	5
1.5	TECNOLOGÍAS DE CÉLULAS DE SILICIO CRISTALINO.....	6
1.5.1	CLASIFICACIÓN DE LAS CÉLULAS	6
1.6	DIODOS DE PROTECCIÓN EN LOS GENERADORES FOTOVOLTAICOS	8
1.6.1	DIODOS DE PASO.....	8
1.6.2	DIODOS DE BLOQUEO	8
2	ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL	13
2.1	LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO	13
2.2	LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	15
2.3	CURVAS I-V. CELULA SOLAR EN OPERACIÓN Y PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS.....	17
2.4	POSIBLES FALLOS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	20
2.4.1	DETECCIÓN DE FALLOS MEDIANTE INSPECCIÓN VISUAL	20
2.4.2	DETECCIÓN DE FALLOS MEDIANTE CURVAS I-V.....	21
2.4.3	DETECCIÓN DE FALLOS MEIDANTE ELECTROLUMINISCENCIA.....	24
2.4.4	DETECCIÓN DE FALLOS MEDIANTE TERMOGRAFÍA INFRAROJA	24
2.5	SISTEMAS DE MEDICIÓN DE LAS CURVAS I-V.....	24
3	OBJETIVOS Y PROPÓSITO DEL ESTUDIO	29
4	DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS EXPERIMENTALES EMPLEADAS	33
4.1	METODOLOGÍA.....	33
4.2	DESCRIPCIÓN DEL DISPOSITIVO EXPERIMENTAL	35
4.2.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	35
4.2.2	TRAZADOR SOLAR I-Ve 1500V.....	35
4.2.3	SOLAR 02	36
4.2.4	CÉLULA IRRADIACIÓN (HT304N)	37
4.2.5	CÁMARA ELCTROLUMINISCENCIA.....	37
4.2.6	REGULADOR DE POTENCIA.....	38
4.2.7	CÁMARA TERMOGRÁFICA.....	39

5	RESULTADOS EXPERIMENTALES Y DISCUSIÓN	43
6	CONCLUSIONES	51
7	BIBLIOGRAFÍA	55
8	ANEJOS	61
8.1	ANEJO Nº 1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	61
8.1.1	TECNOLOGÍA MONOCRISTALINA (mc-Si)	61
8.1.2	TECNOLOGÍA MULTICRISTALINA (pc-Si):.....	67
8.2	ANEJO Nº 2. CURVAS I-V DE CADA PANEL.....	71
8.3	ANEJO Nº 3. REGISTRO DATOS I-V	81
8.4	ANEJO Nº 4. ELECTROLUMINISCENCIA	97
8.4.1	INTRODUCCIÓN	97
8.4.2	CONTROL DE MEDICIONES.....	99
8.4.3	CLASIFICACIÓN DE FALLOS POR ELECTROLUMINISCENCIA.....	103
8.5	ANEJO Nº 5. TERMOGRAFÍA.....	109
8.5.1	INTRODUCCIÓN	109
8.5.2	CLASIFICACIÓN DE FALLOS POR TERMOGRAFÍA	110
8.6	ANEJO Nº 6. CARACTERIZACIÓN DE FALLOS ENCONTRADOS MEDIANTE SU CURVA I-V, ELECTROLUMINISCENCIA Y TERMOGRAFÍA	115
8.6.1	IMÁGENES MÓDULOS COMPLETOS	115
8.6.2	IMÁGENES MÓDULOS COMPLETOS Y POR <i>STRING</i>	125
8.7	ANEJO Nº 7. IMÁGENES DE CAMPO.....	137

ÍNDICE DE IMÁGENES

Imagen nº 1: clasificación sólidos atendiendo a su disposición atómica. Fuente: [1]	1
Imagen nº 2: bandas de energía y energía de gap. Fuente: [2].....	2
Imagen nº 3: semiconductores tipo P y tipo N. Fuente: [3].....	3
Imagen nº 4: circuito célula solar. Fuente: [4].....	5
Imagen nº 5: principales elementos de un panel fotovoltaico. Fuente: [5].....	6
Imagen nº 6: funcionamiento y colocación diodo de paso. Fuente: [7].....	8
Imagen nº 7: situación del diodo de bloqueo. Fuente: [8].....	9
Imagen nº 8: capacidad instalada desde el año 2010 al 2018. Fuente: [10]	13
Imagen nº 9: capacidad instalada (MW) de solar fotovoltaica por grandes regiones, 2018. Fuente: [11]	15
Imagen nº 10: evolución de generación renovable en España (GWh). Fuente: [13]. ...	16
Imagen nº 11: potencia instalada fotovoltaica (MW) y generación de electricidad con energía fotovoltaica (GWh) por Comunidad Autónoma, 2018. Fuente: [13].....	17
Imagen nº 12: curva I-V característica de una célula solar. Fuente: [14].	18
Imagen nº 13: efecto de la irradiancia sobre la curva I-V. Fuente: [15].	19
Imagen nº 14: efecto de la temperatura sobre la curva I-V. Fuente: [15].	19
Imagen nº 15: diagrama de las pruebas realizadas a los paneles E-8, S-E1, S-E3, S- E4, S-E6, S-E7 y T-2, a los cuales además de la EL del módulo completo, se les realizó la EL por string. Fuente: Elaboración propia.	33
Imagen nº 16: diagrama de las pruebas realizadas a los paneles E-3, S-C1, S-E2, S- E5, S-S1 y S-T1, a los cuales solo se les realizó la medida de EL del módulo completo. Fuente: Elaboración propia.....	34
Imagen nº 17: conexiones para medición curvas I-V con medida de Irrad/Temp mediante SOLAR-02. Fuente: [21].	35
Imagen nº 18: trazador SOLAR I-Ve 1500V. Fuente: Elaboración propia.	36
Imagen nº 19: SOLAR 02. Fuente: Elaboración propia.....	36
Imagen nº 20: célula irradiación (HT304N). Fuente: Elaboración propia.	37
Imagen nº 21: cámara (pco.1300) utilizada para las mediciones de EL. Fuente: Elaboración propia.	38
Imagen nº 22: regulador de potencia. Fuente: [23].	38
Imagen nº 23: cámara termográfica FLIR C2. Fuente: Elaboración propia.	39
Imagen nº 24: situación de la región NIR del espectro. Fuente: [29].	97
Imagen nº 25: gama de espectros de emisión para diferentes tecnologías. Fuente: [30].	98
Imagen nº 26: plataforma medición electroluminiscencia y módulos fotovoltaicos del Campus Duques de Soria. Fuente: Elaboración propia.....	137
Imagen nº 27: célula de irradiación (HT 304N), SOLAR 02 y trazador (SOLAR I-Ve). Fuente: Elaboración propia.....	137
Imagen nº 28: cámara de secado donde se realizan las pruebas de electroluminiscencia. Fuente: Elaboración propia.....	137
Imagen nº 29: interior de la cámara de secado e imagen de la cámara especializada para los ensayos de EL (pco.1300 solar). Fuente: Elaboración propia.	138
Imagen nº 30: colocación de la cámara con la que se toman las medidas de electroluminiscencia y parámetros de humedad y temperatura de la cámara de secado. Fuente: Elaboración propia.....	138

Imagen nº 31: ejemplo de una imagen de electroluminiscencia de un panel solar y software Micro-manager. Fuente: Elaboración propia.....	138
Imagen nº 32: toma de medidas en la caja de conexiones de los módulos fotovoltaicos, la primera foto la medida sería de 2 strings y la segunda del módulo completo. Fuente: Elaboración propia.	139
Imagen nº 33: disposición de los paneles fotovoltaicos para la toma de medidas de sus curvas I-V. Fuente: Elaboración propia.....	139
Imagen nº 34: módulos caso de estudio traídos desde Valladolid y los módulos del Campus Duques de Soria. Fuente: Elaboración propia.....	139
Imagen nº 35: toma de medidas con el trazador SOLAR I-Ve y del SOLAR 02. Fuente: Elaboración propia.	140
Imagen nº 36: trazador SOLAR I-Ve con un ejemplo de los parámetros del fabricante que metemos de cada panel y como se toman las medidas. Fuente: Elaboración propia.....	140
Imagen nº 37: cámara termográfica y fuente de alimentación utilizada en la EL. Fuente: Elaboración propia.	140
Imagen nº 38: sensor de temperatura utilizado para la medición de las curvas I-V y ejemplo de datos metidos de cada panel al trazador SOLAR I-Ve. Fuente: Elaboración propia.....	141
Imagen nº 39: disposición actual y final de los módulos de nuestro caso de estudio. Fuente: Elaboración propia.....	141

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla nº 1: fallos del módulo fotovoltaico detectables con la inspección visual. Fuente: Elaboración propia.	21
Tabla nº 2: fallos del módulo fotovoltaico detectables por la curva I-V. Fuente: [16].	23
Tabla nº 3: control de las mediciones de EL llevadas a cabo en cada módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.	102

INTRODUCCIÓN

1 INTRODUCCIÓN

Para poder entender el funcionamiento de los paneles solares se hará una introducción sobre la física de los semiconductores con el fin de explicar los fenómenos físicos que se producen en los módulos.

Finalmente se explicará el material utilizado para la fabricación de las células fotovoltaicas, centrándonos en el Silicio cristalino ya que es el material más utilizado en dicha fabricación.

1.1 SEMICONDUCTORES

Debido a que las células solares interactúan con los fotones provenientes del Sol por medio de sus semiconductores, haré una pequeña explicación de estos materiales a fin de conocer un poco mejor las células solares.

1.1.1 ESTRUCTURA DE UN SEMICONDUCTOR

La materia, en general, está constituida por átomos formados por un núcleo cargado positivamente y rodeado de los electrones necesarios que hacen que el átomo sea eléctricamente neutro.

Las diferentes propiedades químicas de los materiales se deben a que están formados por distintos átomos, mientras que las distintas fases (sólida, líquida o gaseosa) de una misma sustancia dependen de lo más o menos fuertemente unidos que se encuentren sus átomos, siendo en la fase sólida la distancia interatómica menor. Es decir, en un sólido la disposición espacial de sus átomos juega un papel muy importante en la determinación de sus propiedades específicas. Atendiendo a esta disposición atómica, un sólido puede ser: amorfo, policristalino o cristalino (como puede verse en la Imagen nº 1).

En un sólido amorfo la disposición atómica en cualquier porción de éste es totalmente distinta a la de cualquier otra porción. Los sólidos cristalinos se encuentran en el extremo opuesto, es decir, en un material cristalino los átomos están distribuidos en un conjunto tridimensional ordenado. Dada cualquier porción de dicho material, se puede reproducir con facilidad la disposición atómica en otra porción del mismo. Finalmente, se encuentran los sólidos policristalinos o multicristalinos, que constituyen un caso intermedio, en el cual el sólido está formado por subsecciones cristalinas no homogéneas entre sí [1].



Imagen nº 1: clasificación sólidos atendiendo a su disposición atómica. Fuente: [1]

A partir de ahora nos centraremos en los sólidos cristalinos. Atendiendo a sus propiedades eléctricas, es decir, a sus propiedades conductoras, estos sólidos pueden clasificarse en tres grandes grupos: metales, semiconductores y aislantes. En los buenos conductores metálicos, tales como el Cu, Ag y Al, su estructura cristalina (disposición atómica) es tal que los electrones exteriores (electrones de valencia) están compartidos por todos los átomos y pueden moverse libremente por todo el material.

Alrededor del núcleo atómico se encuentran orbitando los electrones, los cuales van a tener ciertos valores de energía llamados niveles energéticos (1s, 2s, 2p, 3s...). En el caso del silicio en su última capa, correspondiente a la tercera, tiene cuatro electrones faltándole otros cuatro electrones para poder completarla. Por este motivo cuando los átomos del Silicio se unen a otros, comparten sus electrones de la última capa con los átomos vecinos formando enlaces covalentes, enlaces muy fuertes y estables [3].

De la misma forma que los electrones de un átomo no pueden tener cualquier energía, los electrones de un cristal tampoco, estos electrones se juntan en niveles de energía llamados bandas de energía (ver Imagen nº 2). De este modo encontramos dos bandas [2]:

- La banda de valencia correspondiente a la banda de baja energía
- La banda de alta energía o también llamada banda de conducción.
- Entre ellas se encuentra la llamada energía de gap (E_G).

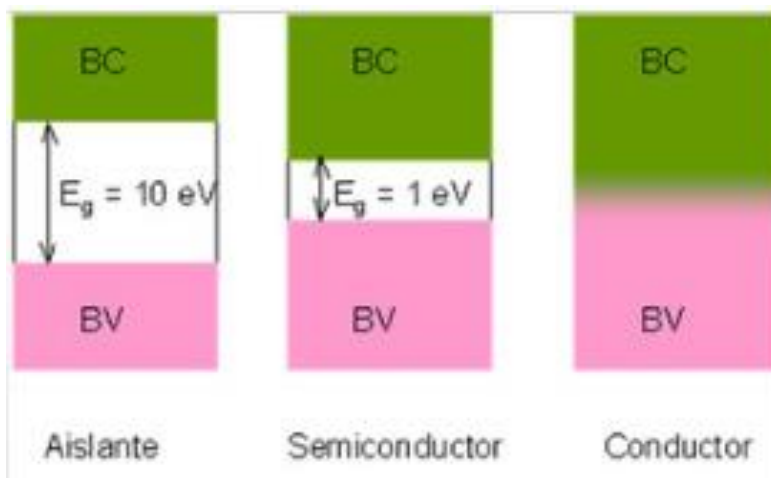


Imagen nº 2: bandas de energía y energía de gap. Fuente: [2]

Dependiendo de la manera en que estén ocupadas las bandas de un cristal por electrones, va a definir las propiedades electrónicas de éste. De este modo tendremos [2]:

Cristales aislantes; en los cuales el valor de E_G es tan alto que los electrones no puedan pasar a la banda de conducción

Cristales conductores; en los que la E_G será cero.

Cristales semiconductores; en los cuales la E_G se encuentra en un término medio entre los casos descritos anteriormente permitiendo el paso de los electrones de la banda de valencia a la de conducción.

1.1.2 PROPIEDADES DE UN SEMICONDUCTOR

Las principales propiedades que definen y diferencian a los semiconductores, conductores y aislantes son:

En un conductor su resistencia aumenta con la temperatura, sin embargo, en un semiconductor intrínseco disminuye.

Para que aumente la conductividad de un semiconductor hay que iluminarlo con fotones con una energía mayor que la del gap.

En un conductor, la conducción de la corriente eléctrica se puede explicar únicamente en base a sus partículas negativas (electrones), sin embargo, en el caso de los semiconductores hay que recurrir a las partículas positivas (huecos) y a las negativas (electrones) para poder entender la conducción de corriente eléctrica.

1.1.3 SEMICONDUCTORES TIPO P Y TIPO N

Los semiconductores intrínsecos presentan el mismo número de electrones de conducción que de huecos, por lo que no son lo suficientemente flexibles para la mayor parte de las aplicaciones prácticas de los semiconductores. Para aumentar el número de portadores, el procedimiento más común consiste en introducir, de manera controlada, una cierta cantidad de átomos de impureza obteniéndose lo que se denomina semiconductor extrínseco o dopado. En ellos, la conducción de corriente eléctrica tiene lugar, preferentemente, por uno de los dos tipos de portadores [1].

Lo que introducimos se llama impureza y puede ser de dos tipos:

Aceptoras: si la impureza en su última capa tiene un electrón menos que los átomos que componen la red.

Donadoras: si tiene un electrón más.

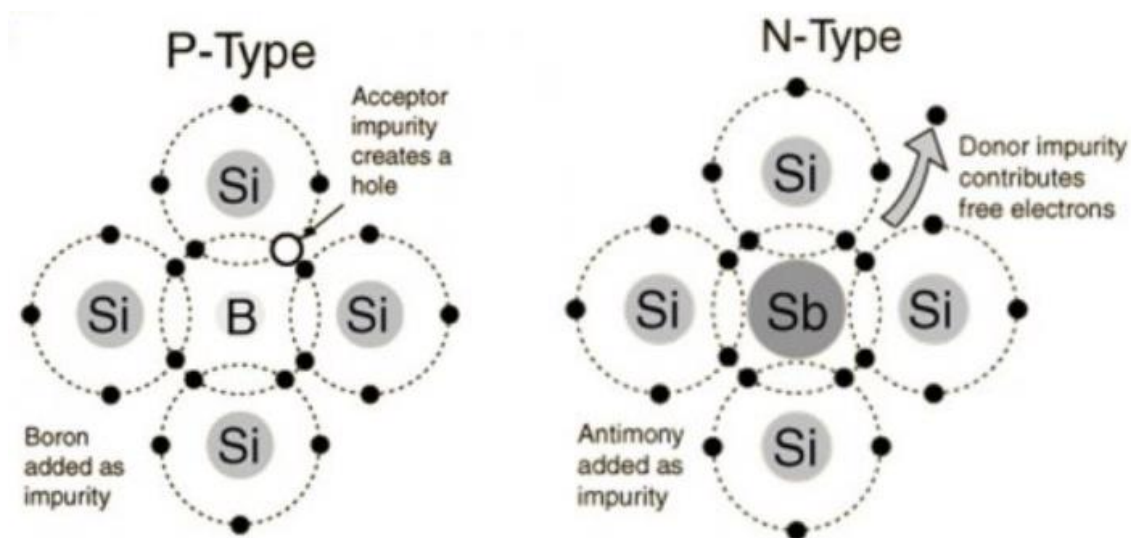


Imagen nº 3: semiconductores tipo P y tipo N. Fuente: [3]

Tipos de semiconductores:

Semiconductor extrínseco y de tipo n; en este caso la impureza donadora puede perder un electrón fácilmente, introduciendo un número de impurezas adecuado es posible conseguir que el número de electrones en el semiconductor venga determinado por el número de impurezas y no por la concentración intrínseca (ver Imagen nº 3).

Semiconductor extrínseco y de tipo p; las impurezas que introduciremos serán aceptoras, es decir, capturan un electrón fácilmente, y de nuevo introduciendo un número de impurezas mayor que la concentración intrínseca el número de huecos vendrá determinado por el número de impurezas (ver Imagen nº 3).

Cuando hablamos de semiconductor extrínseco nos referimos a que ahora la conductividad del semiconductor no está determinada por una propiedad característica de él (intrínseca) sino por algo ajeno (extrínseco) que se ha introducido (impurezas). Con los semiconductores habituales (Si, GaAs...) puede conseguirse con facilidad que en un entorno de 80°C alrededor de la temperatura ambiente, el semiconductor conserve su carácter extrínseco.

1.2 MECANISMO DE GENERACIÓN Y RECOMBINACIÓN

Se habla de que se ha generado un par electrón-hueco (par eh) si un electrón gana la suficiente energía para poder pasar de la banda de valencia a la de conducción, y hablaremos de recombinación de un par eh en el caso en el cual el electrón libre puede ser capturado por un enlace vacío (hueco) de la red.

Ambos procesos van a ocurrir en un semiconductor, pero eso sí, en el momento en que el semiconductor se encuentre en equilibrio (aislado del exterior en un tiempo infinito) el número de procesos de recombinación será igual al número de procesos de generación.

1.3 ESTRUCTURA BÁSICA DE UNA CÉLULA SOLAR

Para extraer o hacer que se produzca la conducción eléctrica no basta con poner dos cables a un semiconductor y ponerlo al Sol, ya que así lo que vamos a conseguir solo es que el semiconductor se caliente.

Para extraer la corriente es necesario fabricar un semiconductor con una zona de tipo p y otra zona de tipo n. La región n actuará como contacto selectivo para los electrones mientras que la zona tipo p actuará como contacto selectivo de los huecos. De esta manera mantendremos una corriente eléctrica por el circuito exterior (circuito que une la zona p y la zona n) y en definitiva el funcionamiento de la célula como generador fotovoltaico.

Cuando la célula se expone al Sol, la luz genera pares eh, cada par constituye un potencial electrón circulando por el circuito exterior, unido a este proceso de generación tendremos el proceso contrario, el de recombinación, el cuál eliminará uno de los pares eh generados, y por lo tanto, tendremos un electrón menos circulando por el circuito exterior. Los electrones creados solo podrán salir por el contacto selectivo n, circular por el circuito exterior y regresar a la célula cancelando uno de los huecos de la banda de valencia, que también había sido generado por la radiación luminosa, y se había dirigido hacia el contacto p.

Hay que tener en cuenta que si la carga (en la Imagen nº 4 representada en el circuito exterior por una resistencia) es muy elevada, también lo será la tensión y como consecuencia, el proceso de recombinación eliminará todos los procesos de generación y por lo tanto no se producirá circulación de la corriente. A demás, la propia célula presenta una resistencia (resistencia serie) cuyo valor deberá ser el menor posible para facilitar la producción eléctrica [4].

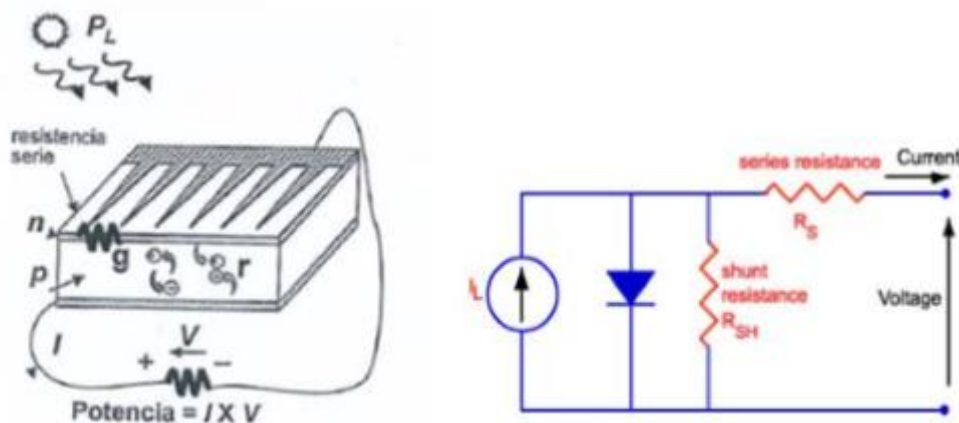


Imagen nº 4: circuito célula solar. Fuente: [4]

1.4 ESTRUCTURA DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Una célula solar fotovoltaica es un dispositivo electrónico de estado sólido capaz de convertir de forma directa la radiación solar en energía eléctrica; cuando recibe la radiación solar se comporta de forma similar a una pequeña batería que es capaz de suministrar una cierta cantidad de corriente mientras mantiene entre sus bornes una diferencia de potencial determinada. La energía eléctrica producida se suministra en forma de corriente eléctrica continua (DC) a una carga externa conectada mediante un circuito a uno o varios grupos de células que se ensamblan en unidades compactas que denominamos módulos fotovoltaicos.

Un módulo fotovoltaico se divide en diferentes componentes y materiales con sus respectivas conexiones eléctricas (ver Imagen nº 5), siendo éstos los siguientes:

En la cubierta frontal podemos encontrar vidrio, un material que se encuentra expuesto de forma continua a los factores ambientales. En regiones desérticas (uno de los lugares más habituales donde se ubican instalaciones fotovoltaicas) la degradación de este material puede verse agravada debido a la presencia de forma simultánea de viento, polvo y tierra produciéndose una acción abrasiva del mismo. Además, se reduce la transmisibilidad óptica, afectando a la potencia entregada por el módulo fotovoltaico.

La matriz en la que están todas las células es el encapsulante, cuya función es conseguir un aislamiento adecuado frente a agentes externos. Se suele emplear EVA (acetato de etilvinilo). Debido a la ubicación de este polímero, sufrirá una fuerte exposición a radiaciones UV lo cual debilitará su estructura química generando el mecanismo de degradación conocido como decoloración.

La célula es la pieza más pequeña de semiconductor presente en el módulo y la más importante pues es donde se lleva a cabo la transformación de energía solar en electricidad. Cada célula se divide en buses, separados por *busbars* que solapan con los *strings*.

Un string es un conjunto de células conectadas en serie. Normalmente un módulo consta de 3 *strings* de células conectados cada uno en paralelo con un diodo de *bypass* creando así un sub-módulo independiente. A su vez los *strings* se conectan en serie.

La cubierta trasera sirve para proteger todos los componentes electrónicos del módulo. Normalmente está compuesta de vidrio o polímeros incluyendo una capa metálica. La elección de los materiales dependerá de las necesidades requeridas.

En la parte trasera encontramos la caja de conexiones, que protege las conexiones externas de los *strings*. Si los *strings* interconectados tienen malas soldaduras pueden causar resistencias parásitas con el consiguiente calentamiento de la caja. Los diodos de *bypass* se encuentran en esta caja. Su función principal es evitar en caso de sombreado de células individuales, defectos por sobrecalentamiento excesivo, evitando una merma de rendimiento en todo el módulo. Ya que una célula en ausencia de luz se comporta como un elemento receptor en lugar de productor. Suelen ser diodos muy sensibles así que deben manejarse con cuidado.

El tiempo de vida útil de los módulos debe ser superior a los 20-25 años, y el sistema ha de ser fiable en condiciones climatológicas adversas. Los módulos son sometidos a ensayos de cualificación de sus características eléctricas y físicas.



Imagen nº 5: principales elementos de un panel fotovoltaico. Fuente: [5]

1.5 TECNOLOGÍAS DE CÉLULAS DE SILICIO CRISTALINO

1.5.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CÉLULAS

En función del número de elementos que configuran sus materiales de fabricación [6]:

Materiales simples: el material más empleado es el silicio.

Compuestos binarios: los más habituales CdTe, InP, CdS, CdTe...

Compuestos ternarios: AlGaAs...

Clasificación según la estructura cristalina interna con la que los materiales se pueden fabricar y obtener:

Monocristalinos: la célula es procesada como un único cristal. Una vez cortada en láminas se realizan las difusiones de impurezas. Los paneles solares monocristalinos tienen mayores tasas de eficiencia que los multicristalinos en condiciones similares de funcionamiento. La vida útil de los paneles monocristalinos es más larga, aunque su coste de fabricación es elevado.

Multicristalinos: estas células sacrifican su rendimiento final de la célula con el fin de disminuir su coste. La estructura interna está formada por multitud de monocristales de gran tamaño. La disposición de estos monocristales es totalmente aleatoria.

Policristalinos: tienen una estructura basada también en pequeños cristales, el tamaño de éstos es muy inferior al de los multicristalinos. El proceso de fabricación de los paneles fotovoltaicos multicristalinos es más simple, lo que redundará en menor precio. Con altas temperaturas un panel multicristalino funcionará peor que un monocristalino. La eficiencia de un panel multicristalino es menor que uno monocristalino.

Híbridos: se conforman de muchas células basadas en heterouniones, donde a partir de una serie de capas monocristalinas, se deposita un segundo material con estructura policristalina por medio de láminas delgadas.

Amorfos: el único material empleado es el Silicio, acompañado de hidrógeno en su fabricación. El sacrificio del rendimiento es más acusado en busca de conseguir costes más bajos de fabricación. El principal problema es su degradación tras los primeros meses de operación.

Clasificación según la estructura del dispositivo:

Homouniones: la unión p-n se crea sobre un único material por difusión de dopantes desde polos opuestos de la célula, La mayoría de células de Silicio disponen de éste tipo de estructura.

Heterouniones: los dos materiales situados a ambos lados de la unión son diferentes, y a veces, producidos por distintas tecnologías de fabricación. La mayoría de las células de este tipo se fabrican con materiales policristalinos mediante técnicas de lámina delgada.

A su vez, podemos tener estructuras formadas por distinto número de uniones p-n en el mismo dispositivo:

Dispositivos de unión simple: se crea una única unión p-n en la estructura del dispositivo, aunque esta puede estar formada por compuestos distintos a cada lado de la unión.

Dispositivos multi-unión: el dispositivo se produce a base de varias uniones superpuestas, que pueden formar parte de una única célula o corresponder a distintas células pertenecientes a la misma estructura (como en el caso de las células tándem).

Clasificación según el número de dispositivos empleados en la misma estructura:

Dispositivos monocélula: son los más comunes. Para aprovechar el rango más amplio del espectro solar se utilizan materiales de la mayor anchura de respuesta espectral y de valor de gap de energía prohibida adecuado, en un dispositivo único.

Dispositivos tándem o en cascada: consiste en la combinación de dos o más células en una misma estructura con la finalidad de aprovechar el mayor rango posible del espectro solar. Cada uno de los dispositivos estará especializado en un rango determinado del espectro y será transparente a los demás, dejando pasar a las otras células el resto de irradiación.

1.6 DIODOS DE PROTECCIÓN EN LOS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

1.6.1 DIODOS DE PASO

Todos los paneles presentan en sus cajas de conexiones protecciones para evitar problemas asociados o bien con la presencia de sombras, una iluminación no uniforme, etc que puedan hacer que el módulo fotovoltaico trabaje en otras condiciones de las esperadas.

Una de estas protecciones son los denominados diodos de paso o diodos *bypass* (ver Imagen nº 6). Estos diodos se colocan con polaridad opuesta y en paralelo en asociaciones de células fotovoltaicas en serie, para impedir que todos los elementos de la serie se descarguen sobre la célula sombreada. De esta manera si una de las tiras en serie resulta severamente sombreada, se invierte su polaridad, y la polaridad del diodo cambiará, comenzando éste a conducir ofreciendo un camino más fácil para que circule corriente generada por el resto de grupos de células. Dependiendo del número de células que se pongan por diodo, se puede limitar la cantidad de potencia a disipar por la célula y, por tanto, su temperatura.

Los diodos de paso deben de ser capaces de soportar los valores de corriente y tensión que ocasionalmente pudieran circular por ellos sin elevar la temperatura excesivamente ni deteriorarse. Como norma general se toma que el diodo sea capaz de soportar dos veces la I_{sc} de la rama sobre la que estén colocados [6].

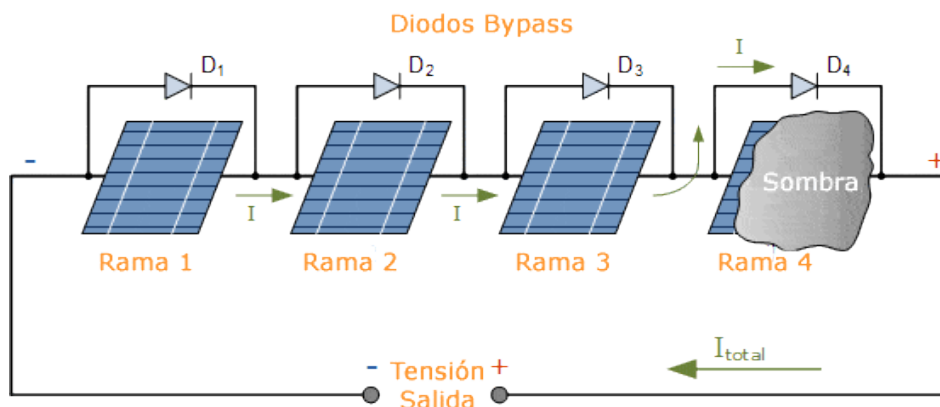


Imagen nº 6: funcionamiento y colocación diodo de paso. Fuente: [7]

1.6.2 DIODOS DE BLOQUEO

Otra de las protecciones son los denominados diodos de bloqueo (ver Imagen nº 7), los cuales ya no están presentes en el propio módulo sino en el circuito que conecta a éste a la batería en un sistema fotovoltaico aislado. Las dos funciones principales de los diodos de bloqueo son [6]:

1. Bloquear los flujos de corriente inversa de ramas en paralelo deterioradas sombreadas durante el día. Cuando se conectan en paralelo varias ramas de módulos fotovoltaicos, puede darse el caso de que una de ellas resulte sombreada o deteriorada, y que la corriente de otra rama se derive hacia ésta. Para evitarlo, se conectan diodos de bloqueo conectados en serie en cada una de las ramas en paralelo. Los diodos también suponen una ligera caída de tensión (0,6-0,7 V) y deben de ser capaces de soportar la corriente de cortocircuito y la tensión a circuito abierto del campo fotovoltaico completo.
2. Prevenir que la batería se descargue sobre el módulo por la noche. Para evitar la descarga durante la noche, se disponen diodos de bloqueo en serie entre el generador fotovoltaico y la batería. Hay que tener en cuenta que el paso de corriente del campo hacia la batería supone una caída de tensión que varía entre 0,4 a 0,7 V.

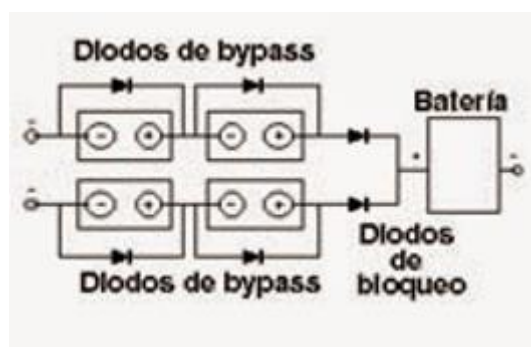


Imagen nº 7: situación del diodo de bloqueo. Fuente: [8]

ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL

2 ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL

2.1 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO

La energía solar fotovoltaica sigue batiendo record en los últimos años, situándose en términos de crecimiento, por encima de otras tecnologías. El impulso observado por la instalación masiva de energía solar fotovoltaica en países emergentes como China líder en términos de capacidad total con 176,1 GW instalados [9] representa uno de los motores de dicha expansión a nivel global. Proporcionalmente, en los últimos 7 años, la energía solar fotovoltaica se impone como la principal tecnología en términos de inversión en energía renovables a nivel global, con datos por encima del 50% del total de inversiones. En esta misma línea, en los últimos 15 años, los incrementos observados en la producción de energía solar fotovoltaica la identifican como una de las industrias que más rápido han crecido a nivel global.

Desde 2010, el incremento de la capacidad instalada solar fotovoltaica muestra una tendencia alcista hasta 2018. En estos 9 años, según datos de —IRENA (International Renewable Energy Agency), 2018—, la potencia instalada ha pasado de 8,679 GW instalados a 480,36 GW en 2018 (ver Imagen nº 8). En este año, se instalaron y pusieron en servicio al menos 99,9 GW de sistemas fotovoltaicos en el mundo. La instalación de parques de gran escala y la reducción observada en los costes de instalación y fabricación, junto a la creciente concienciación ambiental de productores, consumidores e instituciones públicas, han sido los motores de este importante incremento

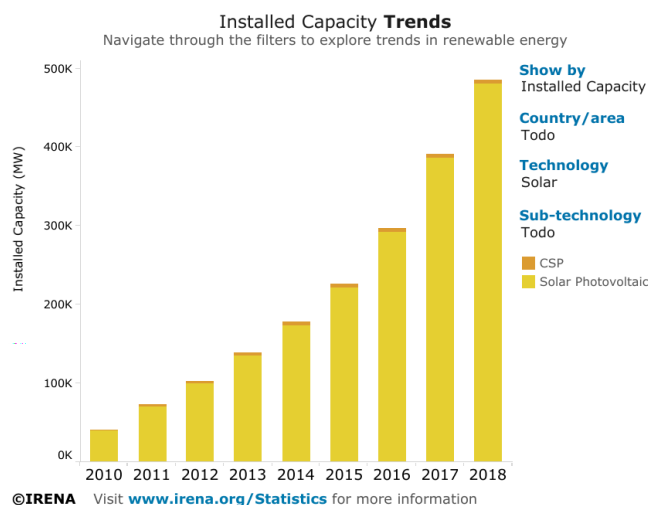


Imagen nº 8: capacidad instalada desde el año 2010 al 2018. Fuente: [10]

El mercado global anual de energía fotovoltaica fue de al menos 97,9 GW en 2018. Con los países que reportan PVPS (Photovoltaic Power Systems) sin IEA (International Energy Agency), este número podría crecer hasta 99,9 GW, en comparación con 76,4 GW en 2016 y 98,9 GW en 2017. La diferencia de 2,0 GW comprende los países que no pertenecen a la IEA PVPS, como la mayoría de los países africanos, asiáticos y latinoamericanos no declarados.

Fuera de China, el mercado fotovoltaico global creció de 48,6 GW a 54,9 GW.

India avanzó significativamente, ya que el mercado anual creció a 10,8 GW, convirtiéndose en el segundo mercado fotovoltaico más grande, que incluye alrededor de 2 GW de instalaciones distribuidas y fuera de la red.

El mercado estadounidense disminuyó ligeramente a 10,6 GW, y las instalaciones a escala de servicios públicos representaron aproximadamente el 60% de las adiciones.

La Unión Europea instaló 8,3 GW y el resto de Europa agregó aproximadamente 1,1 GW. El mayor mercado europeo en 2018 fue Alemania (3,0 GW), seguido de los Países Bajos (1,3 GW) y Francia (862 MW).

Japón ocupa el cuarto lugar, con alrededor de 6,5 GW de capacidad instalada anual.

Otros mercados aumentaron espectacularmente en 2018, especialmente Australia, con cerca de 3,8 GW, México con cerca de 2,7 GW, Corea con 2,0 GW, seguido de un mercado turco en declive, todavía por encima de 1,6 GW.

Los mercados de MEA (Middle East and Africa) experimentaron un crecimiento, pero una gran parte de esto será visible en 2019 cuando se comisionarán la mayoría de las plantas, especialmente en los Emiratos Árabes Unidos y Egipto.

Por grandes regiones, como se puede ver en la Imagen nº 9, en 2018, Asia, con China a la cabeza, representa más del 54% del total de capacidad instalada fotovoltaica en el mundo. Ya desde 2015 China aumentó notablemente en términos de potencia fotovoltaica instalada y mantiene planes de reducción de su huella de carbono que prevén incrementos de más de un 15% en el uso de energías no fósiles para el año 2020. Europa alcanza el segundo puesto en términos de potencia fotovoltaica instalada a nivel global con más del 28% del total de MW instalados. Si bien Europa mantiene firme su compromiso con las energías renovables, la masiva instalación de paneles en zonas como Asia, por el empuje chino, o regiones al alza, como Norteamérica, ha hecho que se reduzca su posición predominante, pasando de representar el 66% en 2012 al 28% en el 2018. En los 10 primeros países, ahora hay cinco países de Asia y el Pacífico (China, India, Japón, Australia y Corea), dos países de la Unión Europea (Alemania y los Países Bajos) más Turquía, y dos países de las Américas (Estados Unidos y México).

Los 10 países principales representan el 87% del mercado anual de energía fotovoltaica mundial.

Honduras, Chile, Alemania, Grecia, Italia, Japón, Australia, India y Marruecos tienen ahora suficiente capacidad fotovoltaica para producir en teoría más del 5% de su demanda anual de electricidad con energía fotovoltaica.

La fotovoltaica representa alrededor del 2,6% de la demanda eléctrica mundial y el 4,3% en Europa.

32 países tenían al menos 1 GW de capacidad acumulada de sistemas fotovoltaicos al final de 2018 y 10 países instalaron al menos 1 GW en 2018.

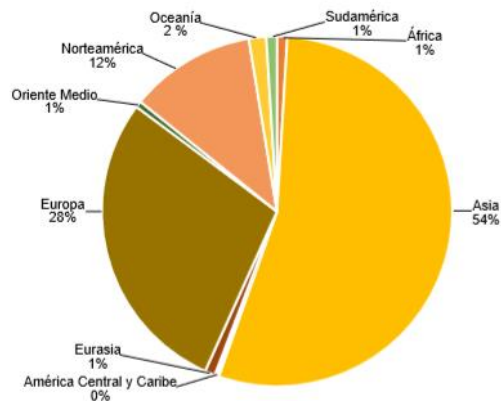


Imagen nº 9: capacidad instalada (MW) de solar fotovoltaica por grandes regiones, 2018. Fuente: [11]

En términos de generación eléctrica, según datos de IRENA, la producción de electricidad proveniente de energía solar fotovoltaica ha crecido de manera paralela a la capacidad instalada. Los incrementos anuales han alcanzado picos de hasta un 95% de crecimiento, como pasó en el año 2011 respecto de 2010. En los últimos años, los incrementos en la generación de electricidad con base fotovoltaica parecen haberse estabilizado entorno al 30% y 40% anual que demuestran la alta penetración de este tipo de tecnologías en los mixes de generación a nivel global.

El impactante crecimiento de la instalación y generación de energía solar fotovoltaica, ha venido acompañado por el desarrollo de un altamente competitivo entorno de mercado que ha provisto la creciente demanda de paneles solares. Desde 2010 hasta 2018, la producción mundial de módulos solares se ha multiplicado por 10, dominada en casi más de un 70% por empresas situadas en China y en Taiwán, principalmente.

Este incremento en la producción se ha visto beneficiado por la reducción de los precios de producción de los módulos experimentado desde finales de los años 70. La mejora en precios viene explicada por los constantes avances tecnológicos en el sector, pero también se ha visto determinado por las condiciones de mercado existentes. Desde 2010 hasta 2015, según datos de IRENA independientemente de la tecnología usada en la fabricación de los módulos y el origen de los mismos, se observa una caída en los precios de entre un 75 y un 80%.

2.2 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

El panorama internacional de la energía fotovoltaica y, sobre todo, la estrategia climática y energética recientemente acordada en el marco de la Unión Europea permiten augurar un escenario de desarrollo de la energía fotovoltaica en España para los próximos años. El ambicioso objetivo de penetración de las renovables en 2030 en el plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030 [12] (en el cual uno de sus objetivos es llegar al 32% de renovables sobre el consumo total de energía final, para toda la UE), los esfuerzos a nivel europeo por facilitar los procesos administrativos y normativos, lo que a su vez generará seguridad jurídica, y la potenciación del autoconsumo, plantean un escenario energético en España donde la energía solar fotovoltaica tendrá un papel protagonista.

Este prometedor futuro, romperá con un periodo de estancamiento observado de la energía solar fotovoltaica en el mix energético eléctrico nacional en los últimos años. Tras una primera etapa, comprendida entre los años 2007 y 2012, donde la capacidad instalada del sector creció ostensiblemente, casi 4 GW en 6 años, desde 2014 hasta 2018, apenas se ha visto incrementada dicha capacidad con un total de 48 MW instalados. En 2018, el sector fotovoltaico nacional alcanza la cifra de 4.714 MW instalados (datos de Red Eléctrica de España, REE) [13]. Según los datos registrados por UNEF, en el año 2018 se instalaron en España 261,7 MW de nueva potencia fotovoltaica, lo que supone un incremento del 94% con respecto al 2017.

Sobre el conjunto de las energías renovables en España, en términos de generación, la energía fotovoltaica se impone en 2018 como la tercera fuente con mayor peso en el mix (REE, varios años). Como se observa en la Imagen nº 10, se muestra cómo la energía eólica se ha constituido como la principal fuente renovable en la economía española desde 2008 hasta la actualidad, alcanzando un pico, como el de 2017 del 56,7% del total, dato motivado por las sequías que tuvieron lugar en España en ese año y que hicieron que la producción hidráulica se viera reducida (21,7% del total, el dato más bajo de la serie analizada). La disponibilidad del viento y el agua para que ambas tecnologías puedan mantener una producción estable en el mix determina la alta volatilidad observada para ambas tecnologías, principalmente la hidráulica, en los últimos años. Sin embargo, la energía fotovoltaica mantiene una proporción bastante constante de generación eléctrica en el mix desde el año 2012 (datos de REE) [13].

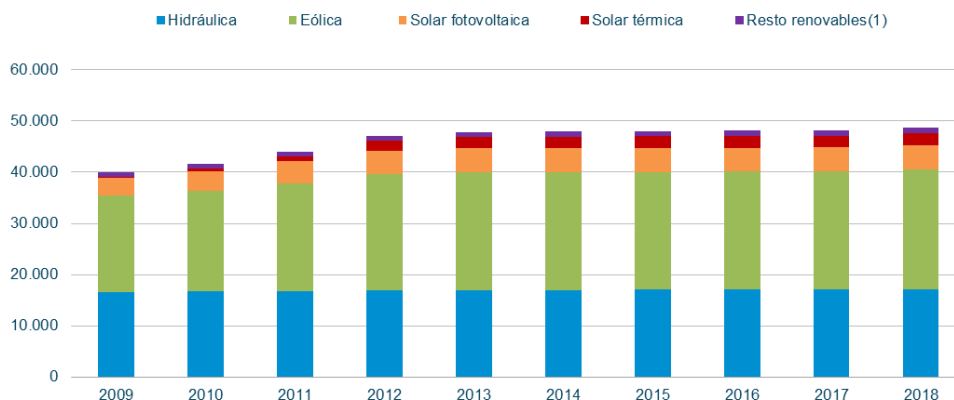


Imagen nº 10: evolución de generación renovable en España (GWh). Fuente: [13].

En cuanto al mapa por Comunidades Autónomas en 2018 nos muestra cómo, en términos de potencia instalada, Castilla-La Mancha y Andalucía son las principales potencias fotovoltaicas nacionales con 925 y 882 MW instalados, respectivamente (Imagen nº8, mapa superior). Con diferencias importantes, les siguen Extremadura, Castilla y León y Murcia. Estas 5 regiones aglutinan el 70% de la capacidad instalada nacional. En términos de generación los resultados están altamente correlacionados, Castilla-La Mancha y Andalucía son las principales regiones generadoras de energía eléctrica fotovoltaica con 1.579 y 1.470 GWh, respectivamente. Extremadura, en este caso, les sigue muy de cerca con una generación en 2018 de 1.019 GWh. Las cinco Comunidades antes resaltadas en términos de potencias instalada vuelven a ocupar los cinco primeros puestos en términos de generación, produciendo en su conjunto casi el 73% del total de energía fotovoltaica generada (Imagen nº8, mapa inferior) [13].

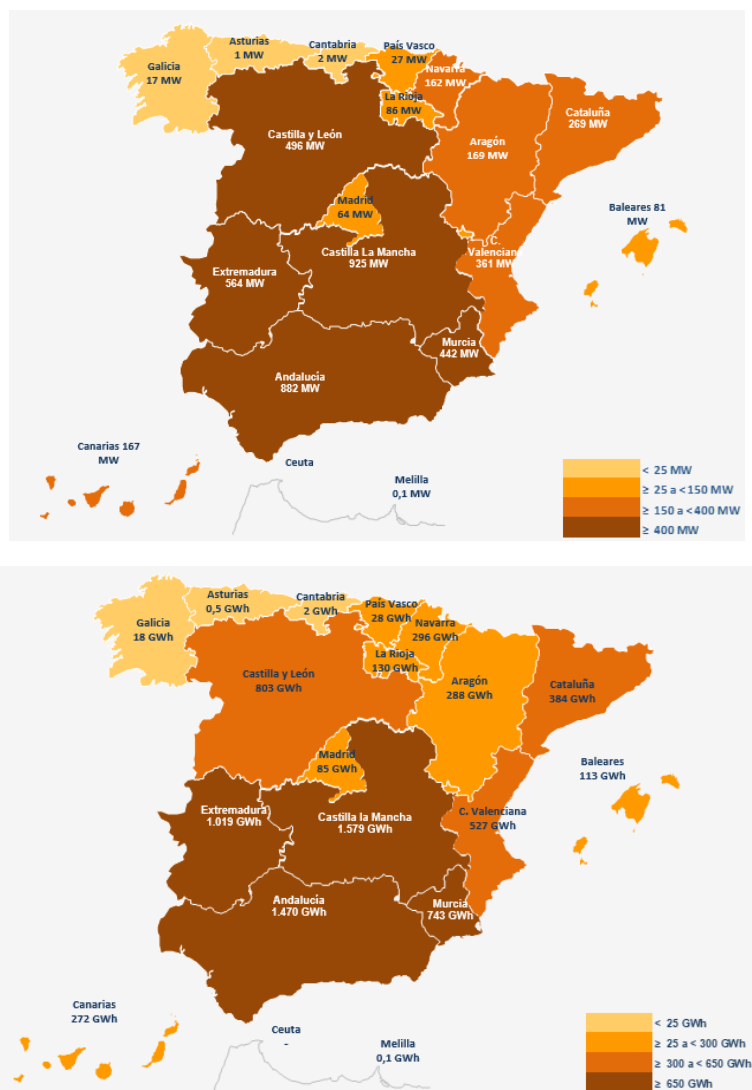


Imagen nº 11: potencia instalada fotovoltaica (MW) y generación de electricidad con energía fotovoltaica (GWh) por Comunidad Autónoma, 2018. Fuente: [13].

2.3 CURVAS I-V. CELULA SOLAR EN OPERACIÓN Y PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS

A fin de facilitar su comprensión, se explicarán brevemente los fundamentos y parámetros más representativos de la caracterización mediante curvas I-V de un panel fotovoltaico.

La curva I-V representa todos los posibles puntos de operación (tensión y corriente) de un módulo solar o conjunto de ellos en unas condiciones de irradiancia y temperatura conocidos. Dicha curva comienza en el punto de corriente de cortocircuito y acaba en el punto de tensión de circuito abierto que después definiremos. El máximo punto de potencia equivale al punto de óptimo funcionamiento en las condiciones de la curva [4]. La curva está representada de la siguiente forma:

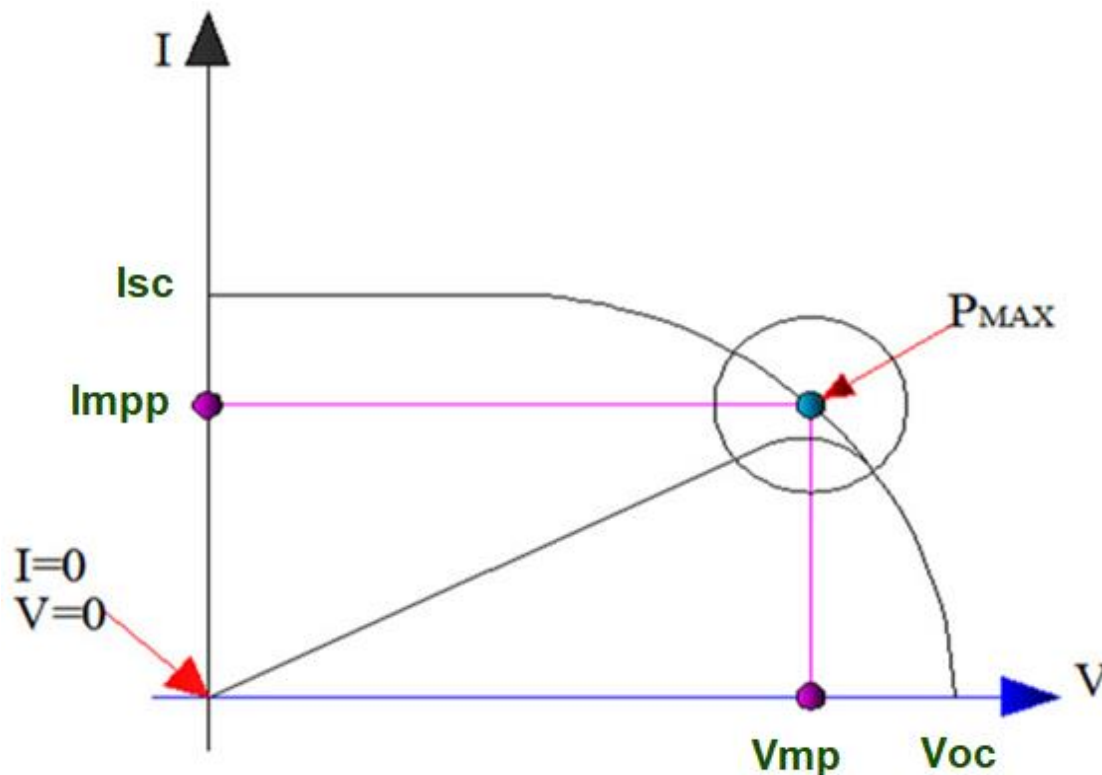


Imagen nº 12: curva I-V característica de una célula solar. Fuente: [14].

Los parámetros que definen la célula solar son:

Corriente de cortocircuito (I_{SC}): corriente que se obtiene de la célula cuando la tensión en sus bornes es 0V. Constituye la máxima corriente que se puede obtener de la célula solar.

Tensión de circuito abierto (V_{OC}): tensión para la que los procesos de recombinación igualan a los de generación y, por tanto, la corriente que se obtiene es cero. Constituye la máxima tensión que puede darse en la célula.

Potencia máxima (P_{MAX}): es la potencia máxima que se puede extraer de la célula y viene dada por el producto de la corriente y la tensión. Tanto a circuito abierto como en cortocircuito la potencia es cero. Por tanto, existirá un lugar donde la potencia se hará máxima, coincidiendo con el máximo valor de tensión y de corriente; $P_{MAX} = I_{MAX} \cdot V_{MAX}$.

Factor de llenado (FF, *Fill Factor*): para facilitar la descripción del punto de máxima potencia, se define el FF, que viene relacionado con la potencia máxima de la siguiente forma: $P_{MAX} = V_{OC} \cdot I_{SC} \cdot FF$. Hace referencia a cuanto llena la curva en relación al rectángulo formado por la I_{SC} y la V_{OC} .

Eficiencia (η): expresado en %, es el parámetro que define el funcionamiento de la célula solar. Representa la relación entre la potencia que se obtiene de la célula y la potencia de la luz que incide sobre ella: $\eta = \frac{(V_{OC} \cdot I_{SC} \cdot FF)}{(A \cdot P_{SOL})} \cdot 100$. Donde P_{SOL} es la potencia luminosa por unidad de área que se recibe del Sol en forma de fotones (en condiciones estándar es de 1000 W/m^2) y A es el área de la célula.

Para conocer bien el funcionamiento de una célula fotovoltaica debemos de tener en cuenta dos procesos fundamentales:

Efecto de la intensidad de iluminación (irradiancia): la irradiancia afecta principalmente a la corriente suministrada por una célula a un circuito exterior (ver Imagen nº 13).

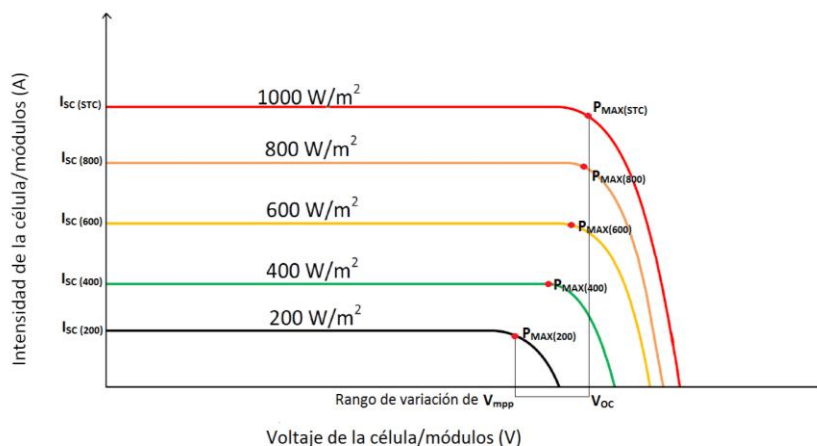


Imagen nº 13: efecto de la irradiancia sobre la curva I-V. Fuente: [15].

Efecto de la temperatura: la temperatura afecta principalmente a valores de voltaje de la curva I-V, teniendo mayor influencia en la tensión de circuito abierto, aunque también varía el punto de máxima potencia, y ligeramente el valor de corriente de cortocircuito. En las células de Si, el potencial a circuito abierto disminuye un 0.4 % por cada grado de aumento de la temperatura, es decir, 2-3 mV/°C (ver Imagen nº 14).

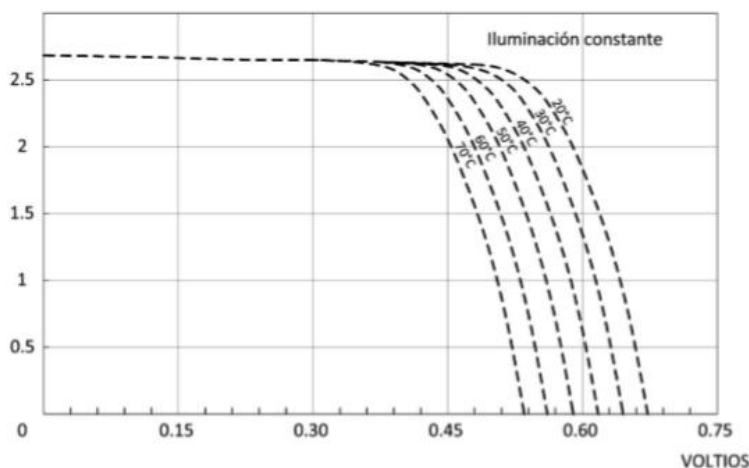


Imagen nº 14: efecto de la temperatura sobre la curva I-V. Fuente: [15].

La placa solar va a poder trabajar en cualquier punto de su curva I-V, dicho punto vendrá impuesto por el tipo de carga que se conecte al panel y vendrá definido por el punto de corte entre la curva I-V de la carga y la del panel. Lo que nos interesa es que el punto de trabajo coincida con el punto de máxima potencia del panel.

La finalidad de medir la curva I-V de los paneles solares es debido a que, a partir de estos parámetros, se pueden evaluar las influencias ópticas (I_{sc}), la degradación celular y la derivación (V_{oc}), y los efectos de resistencia en serie (FF).

2.4 POSIBLES FALLOS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Lo primero hay que diferenciar entre dos términos que parecen iguales pero no los son, como son defecto y fallo [16].

Un defecto se define como una parte de un módulo fotovoltaico que es diferente de un módulo fotovoltaico perfecto y que no es como se espera que sea. Un defecto puede implicar un fallo del módulo fotovoltaico o no, y no necesariamente resulta en una pérdida de energía para un módulo fotovoltaico.

Un fallo hace referencia a una pérdida que puede poner en peligro a alguien trabajando con los módulos fotovoltaicos o simplemente afectar al rendimiento de los módulos, por lo tanto, sí implica una pérdida de energía.

Hoy en día, existe gran variedad de métodos de diagnóstico para la detección de fallos en módulos fotovoltaicos. Hace años solo se conocían los métodos basados en la inspección visual y curvas I-V, pero actualmente se están complementando con métodos basados en imágenes como son los ensayos de EL y termografía.

A continuación, se van a explicar los posibles fallos que se pueden encontrar con los métodos de inspección visual, curvas I-V, electroluminiscencia y termografía.

2.4.1 DETECCIÓN DE FALLOS MEDIANTE INSPECCIÓN VISUAL

Es el método más rápido y efectivo para identificar fallos en los módulos fotovoltaicos y ver las causas que han podido llevar a ello o para identificar problemas que podrían causar fallos en el futuro.

Muchas veces hay cambios en el rendimiento que son invisibles y deben estudiarse con herramientas más sofisticadas, pero la inspección visual es bastante efectiva para identificar puntos calientes (marcas de quemaduras), delaminación, coloración amarilla del encapsulante, formación de ampollas en la parte posterior, fallo de la caja de conexiones...

La simplicidad de las inspecciones visuales permite la posibilidad de recopilar datos de manera muy amplia. A continuación en la Tabla nº 1, se han recogido unos ejemplos de fallos encontrados en los módulos fotovoltaicos caso de estudio en el trabajo, detectables solo por inspección visual.


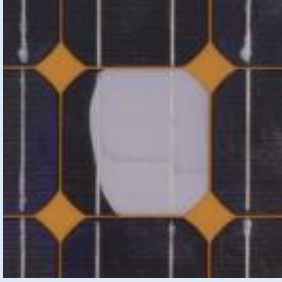
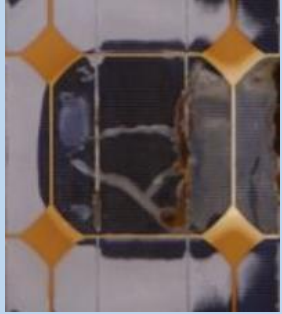

MÓDULO	FALLO	IMAGEN VISUAL
S-E5	Quemados, corrosión	
S-S1	Delaminación del EVA	
S-E4	Rotura o grietas en el vidrio	
S-T1	Burbuja parte trasera	

Tabla nº 1: fallos del módulo fotovoltaico detectables con la inspección visual. Fuente: Elaboración propia.

2.4.2 DETECCIÓN DE FALLOS MEDIANTE CURVAS I-V

Una curva I-V medida con el equipo adecuado da información sobre los fallos del módulo. La interpretación de la curva I-V depende de los datos disponibles:

En caso de que solo tengamos la curva I-V medida sin información sobre los valores eléctricos específicos del módulo fotovoltaico (dados por el fabricante), podemos evaluar los siguientes valores:

- La corriente I_{SC} es coherente con el área de la celda, la tecnología de la celda y las conexiones de celda en el módulo: número de celdas en serie y cadenas paralelas.
- El V_{OC} es adecuada con la tecnología de celda y la conexión de celda en el módulo: número de celdas en serie y cadenas paralelas.

- El factor de forma es el esperado de la tecnología del módulo.
- Además, la forma de la curva I-V revela dos defectos: partes de células no activas debido al agrietamiento de las células u otras razones (defectos de la rejilla) como un cortocircuito de un diodo de derivación.

Si tenemos los datos eléctricos específicos para el módulo fotovoltaico (de la etiqueta o, mejor aún, el informe instantáneo del fabricante), la comparación de los valores medidos proporciona una buena indicación de posibles fallos y problemas técnicos.

Si tenemos una curva I-V anterior del mismo módulo fotovoltaico, medida con un equipo y condiciones comparables, la celda de referencia y la temperatura del módulo, obviamente podemos evaluar la curva I-V para determinar los efectos de degradación y fallas.

Las desviaciones entre la curva I-V medida y la nominal, (ver Tabla nº 2) podrían dividirse en las siguientes categorías [16]:

1. Una I_{SC} de corriente de cortocircuito más baja de la esperada, caso S1, es probable que sea causado por la pérdida de transparencia de la encapsulación, debido al dorado o al amarilleo, así como la corrosión del vidrio que reduce la captura de luz del módulo o la delaminación que causa el desacoplamiento óptico de las capas. Estos efectos en la curva I-V son como una reducción de la irradiancia y, como se muestra en la Tabla nº 2, la forma de la curva cambia de manera diferente si los efectos son homogéneos o heterogéneos.
2. La curva I-V cerca de I_{SC} se inclina. Caso S4, significa que la resistencia de la derivación disminuyó debido a las rutas de derivación en las células fotovoltaicas y / o las interconexiones. El desajuste celular leve o el ligero amarilleo no uniforme, puede ser otra causa.
3. En el caso S3, la pendiente de la curva I-V cerca de V_{OC} es menor, lo que indica un aumento de la resistencia en serie en el módulo. La resistencia en serie en el módulo podría aumentar por un incremento de la resistencia de las interconexiones, así como por la corrosión en la caja de conexiones.

Los dos puntos anteriores disminuyen el factor de llenado del módulo y, por lo tanto, la potencia de salida máxima del módulo.

4. La curva I-V tiene un valor de V_{OC} inferior al esperado, caso S2, los fallos que disminuyen el V_{OC} son las interconexiones celulares dañadas, cortocircuitos de celda a celda o un fallo del diodo de derivación. El voltaje de circuito abierto del módulo también puede reducirse por la degradación inducida por la luz (LID) de los módulos de silicio cristalino o la degradación inducida potencial (PID).
5. La curva I-V muestra escalones (punto S6 en la Tabla nº 2). Las razones de los escalones en la curva podrían ser un defecto en el diodo de derivación, o deberse a las células dañadas o la falta de coincidencia de las células fotovoltaicas en el módulo.

FALLOS	Pmax	S1: Isc	S2: Voc	S3: Roc	S4: Rsc	S5: cambio de pendiente	S6: puntos de inflexión
Diodo de bypass desconectado							
Diodo de derivación de cortocircuito	X		X				
Diodo de bypass invertido	X		X				
Pérdida homogénea de transparencia	X	X					
Pérdida heterogénea de transparencia	X	X			X		X
Corrosión homogénea del vidrio	X	X					
Corrosión heterogénea del vidrio	X	X			X		X
Delaminación homogénea	X	X					
Delaminación heterogénea	X	X			X		X
Corrosión homogénea de la capa AR de las células	X	X					
Corrosión heterogénea de la capa AR de las células	X	X				X	
Degradación de la pasivación	X		X				
PID polarización inducida por la degradación	X		X			X	
LID inducida por la luz de degradación de las células solares cristalinas	X	(x)	X				
Células cortocircuitadas, por ej. por cinta de interconexión celular	X		X				
Corrosión de la soldadura	X			X			
Soldadura homogénea de desconexiones	X			X			
Cintas de interconexión de células rotas	X			X			X
Células agrietadas	X	X					X

Tabla nº 2: fallos del módulo fotovoltaico detectables por la curva I-V. Fuente: [16].

2.4.3 DETECCIÓN DE FALLOS MEDIANTE ELECTROLUMINISCENCIA

La técnica EL se puede aplicar de manera rentable para detectar y distinguir diferentes modos de fallos. La importancia que tiene este tipo de inspección no destructiva se refiere a la posibilidad de observar defectos y atribuirlos a las diferentes etapas de la vida útil del módulo fotovoltaico. Como, por ejemplo, los defectos de producción que no se notan después del control de calidad, el manejo incorrecto del módulo fotovoltaico sin el cuidado suficiente durante el transporte o la instalación, o los provocados por la carga ambiental y la degradación en el campo después de la instalación.

El NREL (National Renewable Energy Laboratory) en su informe Review on Failures of Photovoltaic Modules ha confeccionado una tabla con los fallos más habituales que se pueden detectar mediante los ensayos de EL (Ver ANEJO N° 4. ELECTROLUMINISCENCIA) [16].

2.4.4 DETECCIÓN DE FALLOS MEDIANTE TERMOGRAFÍA INFRAROJA

Los módulos fotovoltaicos se pueden inspeccionar con una cámara de imagen térmica sin ninguna interrupción operativa de la planta de energía fotovoltaica. Usando el método de recolección de imágenes por infrarrojos (IR), las secuencias de temperatura dentro de un módulo o dentro de un campo de módulo más grande pueden hacerse visibles. Los módulos dañados, como por ejemplo los efectos de puntos calientes en módulos de silicio cristalino, se pueden identificar fácilmente. También se pueden detectar otros fenómenos, como diodos de *bypass* activos en la caja de conexiones del módulo, cadenas inactivas y efectos similares.

Las principales anomalías térmicas en las centrales fotovoltaicas son:

1. Células calientes o también llamados puntos calientes debido a una rotura del acristalamiento frontal, o a un sombreado externo, así como a problemas de la celda interna.
2. Diodos de *bypass* calentados dentro de la caja de conexiones del módulo fotovoltaico.
3. Fusibles de cadena calentados en la caja de conexiones.
4. Cables de CC y CA calentados y puntos de conexión.

El NREL (National Renewable Energy Laboratory) en su informe Review on Failures of Photovoltaic Modules ha confeccionado una tabla con los fallos más habituales que se pueden detectar mediante los ensayos de Termografía infrarroja (Ver ANEJO N° 5. TERMOGRAFÍA) [16].

2.5 SISTEMAS DE MEDICIÓN DE LAS CURVAS I-V

La evaluación y valoración del rendimiento de los módulos fotovoltaicos en el campo requiere una medición precisa de la relación corriente-voltaje. Las curvas I-V derivadas del módulo fotovoltaico deben ser de un alto grado de precisión para proporcionar información valiosa sobre el rendimiento del módulo. Actualmente existe una amplia variedad de sistemas de medición que emplean diversas tecnologías de control de la carga para obtener la característica IV de un dispositivo fotovoltaico [17].

De las cargas comúnmente utilizadas para determinar la característica IV de un dispositivo fotovoltaico que domina el mercado fotovoltaico actual, la carga resistiva es relativamente barata, ya que necesita pocos componentes eléctricos, pero tiene grandes desventajas como, por ejemplo, que necesita algún tiempo para medir una sola curva I-V. Esto se convierte en un problema en condiciones meteorológicas al aire libre donde pueden ocurrir cambios climáticos repentinos [18].

Otro sistema está basado en el diseño de una carga capacitiva para medir las curvas I-V de los generadores fotovoltaicos. La nueva carga está basada en IGBTs (transistores bipolares de puerta aislada) y permite medir la curva I-V en paneles fotovoltaicos cuyas corrientes de cortocircuito son de hasta 80A y tensiones de circuito abierto hasta 800V. El circuito de la carga capacitiva ideal, está compuesto por un interruptor y un condensador [19].

Un tercer método son los medidores de carga que usan un transistor MOSFET (efecto de campo y semiconductor de óxido de metal), éstos son adecuados debido a su corriente de accionamiento extremadamente baja y por su alta ganancia de potencia. El principal problema del MOSFET, por su característica I-V nos va a resultar difícil lograr un cortocircuito real al fin de obtener su I_{SC} .

Por último los sistemas de generación automática de curvas I-V y monitorización de módulos fotovoltaicos, en los cuales se pasa de cargas electrónicas variables de un elevado coste a convertidores DC/DC controlados mediante un sistema electrónico automático que genera ciclos de trabajo variables en todo el rango, nos permite la generación del conjunto de valores I-V necesarios para la caracterización del módulo [20]. El trazador de curvas I-V (Trazador I-Ve 1500V) empleado se basa en este sistema.

OBJETIVOS Y PROPÓSITO DEL ESTUDIO

3 OBJETIVOS Y PROPÓSITO DEL ESTUDIO

El objetivo principal de este trabajo final de Máster se basa en:

- Detección de fallos en los módulos fotovoltaicos a partir de sus curvas I-V.

Muy a menudo, la situación compleja de tener la presencia simultánea de diferentes tipos de fallos y defectos en las células solares hace que sea difícil cuantificar el impacto de cada anomalía en las pérdidas de energía totales del módulo, por lo que para complementar el objetivo principal se han realizado:

- Ensayos de Electroluminiscencia (Ver ANEJO N° 4. ELECTROLUMINISCENCIA)
- Ensayos de Termografía Infrarroja (Ver ANEJO N° 5. TERMOGRAFÍA)
- Imágenes del espectro visible de los módulos fotovoltaicos.
- Comparar los datos de sus curvas I-V y de las imágenes tomadas tanto de los ensayos de EL y termografía así como la discusión de los resultados obtenidos (Ver 5. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y DISCUSIÓN y el ANEJO N° 6. CARACTERIZACIÓN DE FALLOS ENCONTRADOS MEDIANTE SU CURVA I-V, ELECTROLUMINISCENCIA Y TERMOGRAFÍA).

DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS EXPERIMENTALES EMPLEADAS

4 DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS EXPERIMENTALES EMPLEADAS

4.1 METODOLOGÍA

Las medidas tomadas y su posterior estudio se realizaron a 13 módulos, los cuales debido a su deterioro habían sido retirados y reemplazados por otros. Estos módulos han sido óptimos para realizar este trabajo puesto que lo que se pretende es detectar los fallos y las causas que hayan podido llevar a hacer que dichos módulos hayan dejado de ser eficientes y por lo tanto se hayan dejado de utilizar.

Primeramente, se realizó una medida de la curva I-V de cada panel, para posteriormente, poder llevar a cabo los ensayos de EL y termografía en la cámara de secado. Por último, tras dichos ensayos se realizaba una última medida de su curva I-V con el fin de ver su evolución a lo largo del tiempo inyectándoles corriente (ver Imagen nº 15 e Imagen nº 16).

SEMANA 1							SEMANA 2							SEMANA 3						
L	M	MI	J	V	S	D	L	M	MI	J	V	S	D	L	M	MI	J	V	S	D

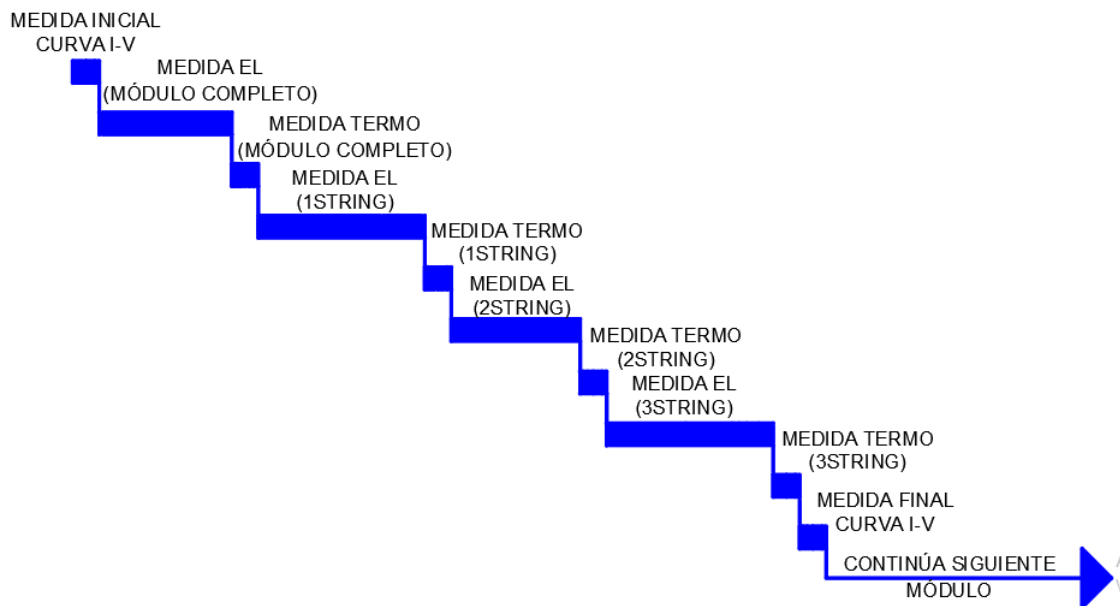


Imagen nº 15: diagrama de las pruebas realizadas a los paneles E-8, S-E1, S-E3, S-E4, S-E6, S-E7 y T-2, a los cuales además de la EL del módulo completo, se les realizó la EL por string. Fuente: Elaboración propia.

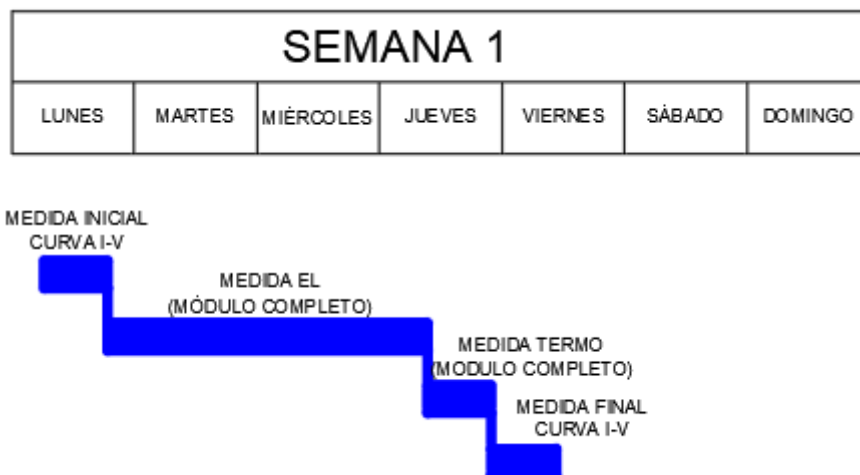


Imagen nº 16: diagrama de las pruebas realizadas a los paneles E-3, S-C1, S-E2, S-E5, S-S1 y S-T1, a los cuales solo se les realizó la medida de EL del módulo completo. Fuente: Elaboración propia.

Las medidas de las curvas I-V realizadas a dichos paneles se basan en la medida de Intensidad y corriente que generan cuando son expuestos a la luz solar. Las mediciones se tomaron al lado del Campus Duques de Soria (ver las fotos de la localización incluidas en el ANEJO Nº 7. IMÁGENES DE CAMPO), escogiendo días soleados.

Para la toma de medidas de intensidad y corriente se empleó un trazador de curvas I-V (SOLAR I-Ve) facilitado por la Universidad de Valladolid, el cual utiliza la técnica de cuatro hilos, técnica ampliamente conocida para medidas de precisión de impedancias. El aparato necesita las medidas de temperatura ambiente y del módulo junto con la medida de irradiación, las cuales son tomadas gracias a los complementos provistos por el propio fabricante del trazador (ver Imagen nº 17).

En cuanto a los ensayos de EL realizados a los módulos fotovoltaicos, se llevaron a cabo en oscuridad, para reducir el ruido por radiación de la iluminación externa, y bajo condiciones controladas. Se efectuaron las pruebas en una cámara donde se pueden controlar la temperatura y humedad. Dicha cámara climática se encuentra en uno de los sótanos del Campus Duques de Soria a la cual no se le estaba dando ningún uso. Dentro de la cámara se elaboró la instalación para la captación de imágenes por electroluminiscencia. Utilizando una fuente de alimentación, con la que se controla la salida de tensión y corriente (I_{sc} de cada módulo), se realiza la inyección de corriente continua necesaria al módulo fotovoltaico. Mediante una cámara especializada (pco.1300 solar) se capturan las imágenes a tiempo real en la longitud de onda 850nm a 1200nm. Programamos la cámara mediante el software Micro-Manager para que cada 30 minutos capture una imagen, durante los 4-5 días que dura el ensayo. Con estas imágenes se pretende ver la evolución y deterioro de los módulos fotovoltaicos al inyectarles corriente.

Por último, las medidas de termografía se realizaron en la misma cámara climática, al inicio y al final de la EL aprovechando el calor que irradian los módulos al inyectarles corriente (I_{sc}); por lo que se realizaron en un ambiente oscuro sin aplicar luz al módulo.

Las imágenes tomadas, tanto de la EL cómo de la termografía, se realizaron del módulo fotovoltaico completo (3 *strings*) y a demás en algunos se hicieron de cada *string* por separado, para poder ver los fallos con mayor exactitud.

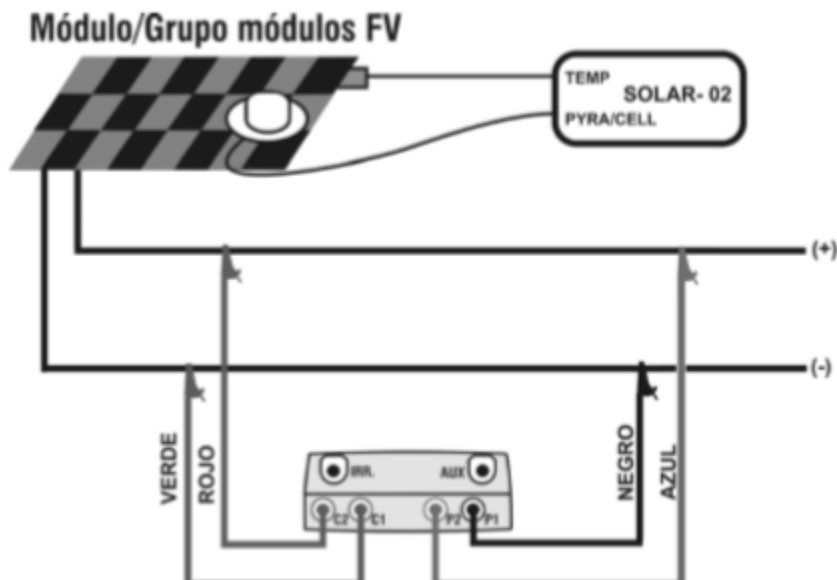


Imagen nº 17: conexiones para medición curvas I-V con medida de Irrad/Temp mediante SOLAR-02. Fuente: [21].

4.2 DESCRIPCIÓN DEL DISPOSITIVO EXPERIMENTAL

En este apartado se van a describir los elementos utilizados para la recogida de datos tanto en las mediciones de las curvas I-V, como los ensayos de EL y los de termografía.

4.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos empleados para este estudio son 13 módulos con deterioros visuales bastante significativos, y aunque siguen funcionando lo hacen con una eficiencia baja por lo que han dejado de utilizarse en instalaciones de generación fotovoltaica.

Se tratan de módulos con tecnología monocristalina (mc-Si) y en menor medida policristalina (pc-Si). Se han detallado todas sus características dadas por el fabricante en el ANEJO Nº 1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

4.2.2 TRAZADOR SOLAR I-Ve 1500V

Instrumento multifunción para verificaciones y mantenimiento sobre instalaciones fotovoltaicas monofásicas de hasta 1500V/15A.

El SOLAR I-Ve (ver Imagen nº 18) permite efectuar tanto la verificación de una instalación fotovoltaica monofásica (trifásica con MPP300 opcional) como la verificación de la característica I-V. Para la medida de la característica I-V, el trazador gestiona una base de datos interna de los módulos actualizable en cualquier momento por el usuario, comparando los datos obtenidos y los nominales, permitiendo así, determinar inmediatamente si el módulo o el grupo de módulos respetan los parámetros de

eficiencia declarados por el fabricante. Al final de la prueba la visualización en pantalla de la curva I-V es una clarísima indicación aproximada de la conformidad o no con las especificaciones declaradas por el fabricante de los paneles [21].



Imagen nº 18: trazador SOLAR I-Ve 1500V. Fuente: Elaboración propia.

4.2.3 SOLAR 02

El SOLAR 02 se trata de una unidad remota para la recogida de datos de la medida de la irradiación, temperatura e inclinación.

Como se puede observar en la Imagen nº 19: SOLAR 02. Fuente: Elaboración propia., este dispositivo presenta dos entradas en su parte inferior, la primera con las siglas TEMP, en la cual se conecta el sensor de temperatura, y una segunda salida con las siglas PYRA/CELL, en la cual se acopla la célula para la medida de irradiación (HT304N).

En la pantalla de la unidad remota se visualizan los datos de la temperatura ambiente, así como la del módulo y la irradiación que hay en ese momento, el cual por radiofrecuencia los envía al trazador.



Imagen nº 19: SOLAR 02. Fuente: Elaboración propia.

4.2.4 CÉLULA IRRADIACIÓN (HT304N)

Célula que efectúa la medida de la irradiación de cada módulo fotovoltaico. Este instrumento es capaz de tomar la medida de irradiación de módulos monocristalinos y policristalinos al tener en cuenta las distintas respuestas espectrales que presenta cada tecnología. En el caso de que la medida efectuada sea de un panel monocristalino tomaremos el terminal de entrada MONO con la finalidad de que el aparato tome la medida de la Irradiación con respuesta espectral asimilable a la del silicio monocristalino, y en el caso de que sea policristalino tomaremos la entrada MULTI (ver Imagen nº 20).

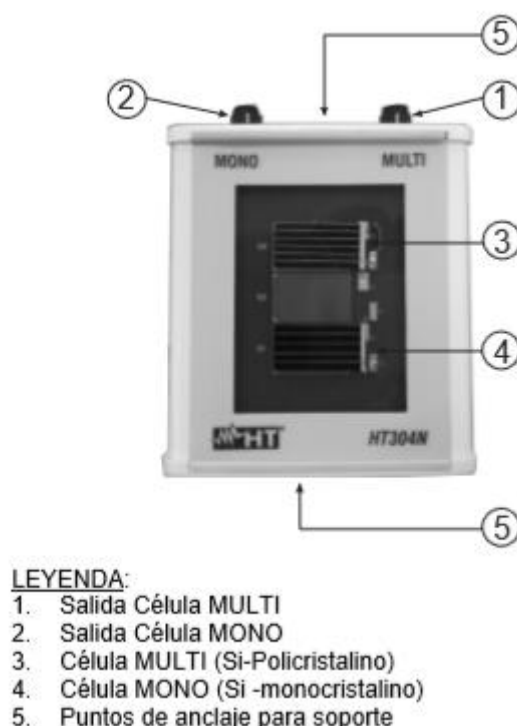


Imagen nº 20: célula irradiación (HT304N). Fuente: Elaboración propia.

4.2.5 CÁMARA ELECTROLUMINISCENCIA

La cámara utilizada (pco. 1300) para los ensayos de electroluminiscencia se trata de un versátil sistema de cámara CCD de 12 bits de alto rendimiento, diseñado específicamente para aplicaciones de electroluminiscencia (EL) en el rango de 850 nm - 1200 nm. El pco.1300 solar tiene una eficiencia cuántica de hasta 11% a 900 nm. Tiene un procesador FPGA que permite un control sofisticado y una sincronización precisa del CCD y la electrónica asociada (ver Imagen nº 21).

La característica más exclusiva del pco.1300 solar es su mayor sensibilidad en el rango NIR del espectro. La cámara cuenta con excelente resolución (1392 x 1040 píxeles), memoria intermedia interna para captura de imágenes continua (64 MB min), Este sistema de cámara con poca luz es perfectamente adecuado para muchas aplicaciones de imágenes sensibles y con poco ruido, como el control de calidad de células solares, imágenes de fluorescencia NIR, aplicaciones EL, etc [22].



Imagen nº 21: cámara (pco.1300) utilizada para las mediciones de EL. Fuente: Elaboración propia.

4.2.6 REGULADOR DE POTENCIA

Este regulador (ver Imagen nº 22) cumple varias funciones, dentro de ellas la de un inversor, ya que invierte el suministro de energía eléctrica de corriente alterna (AC) en corriente continua (DC), la cual es necesaria para inyectar al módulo fotovoltaico.

El regulador de potencia tiene la opción de limitar por tensión o corriente en la salida, una vez realizadas las acciones de limitación se ingresan los parámetros de I_{mp} y V_{mp} para que el módulo fotovoltaico puede emitir la radiación necesaria para ser captada por la cámara especializada.

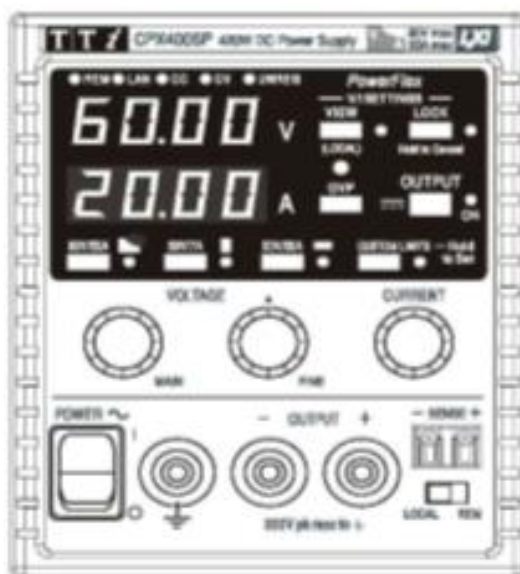


Imagen nº 22: regulador de potencia. Fuente: [23].

4.2.7 CÁMARA TERMOGRÁFICA

Se trata de la cámara termográfica FLIR C2 (ver Imagen nº 23), aunque está diseñada específicamente para aplicaciones en edificación, para nuestras mediciones nos ha servido de gran ayuda. Entre las funciones imprescindibles de la C2 se incluyen la mejora de imagen en tiempo real MSX, su alta sensibilidad, un amplio campo de visión y sus imágenes radiométricas completas para mostrar con claridad dónde se encuentran los problemas y verificar la terminación de las reparaciones [24].

Principales características:

- Ligera y de perfil delgado.
- Pantalla táctil.
- MSX imagen-multi-espectral patentado por FLIR para proporcionar una alta claridad de imagen.
- Características del detector y la lente; resolución IR DE 80x60 (4.800 píxeles) y sensibilidad térmica de $<0,10^{\circ}\text{C}$.
- Imágenes totalmente radiométricas con un rango entre -10°C y $+150^{\circ}\text{C}$.



Imagen nº 23: cámara termográfica FLIR C2. Fuente: Elaboración propia.

RESULTADOS EXPERIMENTALES Y DISCUSIÓN

5 RESULTADOS EXPERIMENTALES Y DISCUSIÓN

Las curvas I-V medidas de los 13 paneles caso del estudio se han expuesto en el ANEJO Nº 2. CURVAS I-V DE CADA PANEL, en el cual se ha representado una curva representativa de las medidas tomadas antes de los ensayos de electroluminiscencia y otra después.

Las medidas tomadas con el trazador se han realizado en unas condiciones de irradiación y temperatura diferentes dependiendo del día de medida de los módulos, a estas medidas se les denomina OPC, e indica las condiciones ambientales “operativas” en las cuales han sido efectuadas las medidas, por lo que los resultados obtenidos no se pueden comparar de manera adecuada. Para solucionar este problema se han transformado las medidas a las condiciones STC, es decir, a las condiciones ambientales “estándar de referencia” a una irradiación de 1000W/m² y una temperatura del módulo de 25°C.

Para convertir las medidas tomadas de los módulos de las condiciones OPC a STC, se realizó de forma manual mediante las siguientes fórmulas:

- Corriente:

$$(I_{SC})_{G,T} = (I_{SC})_{STC} \cdot [1 + \cdot (T - T_{STC})] \cdot \frac{(W_{G,T})}{W_{STC}}$$

$$(I_{SC})_{STC} = \frac{(I_{SC,G,T} \cdot W_{STC})}{W_{OPC} \cdot [1 + \alpha_{ref} \cdot (T - T_{STC})]}$$

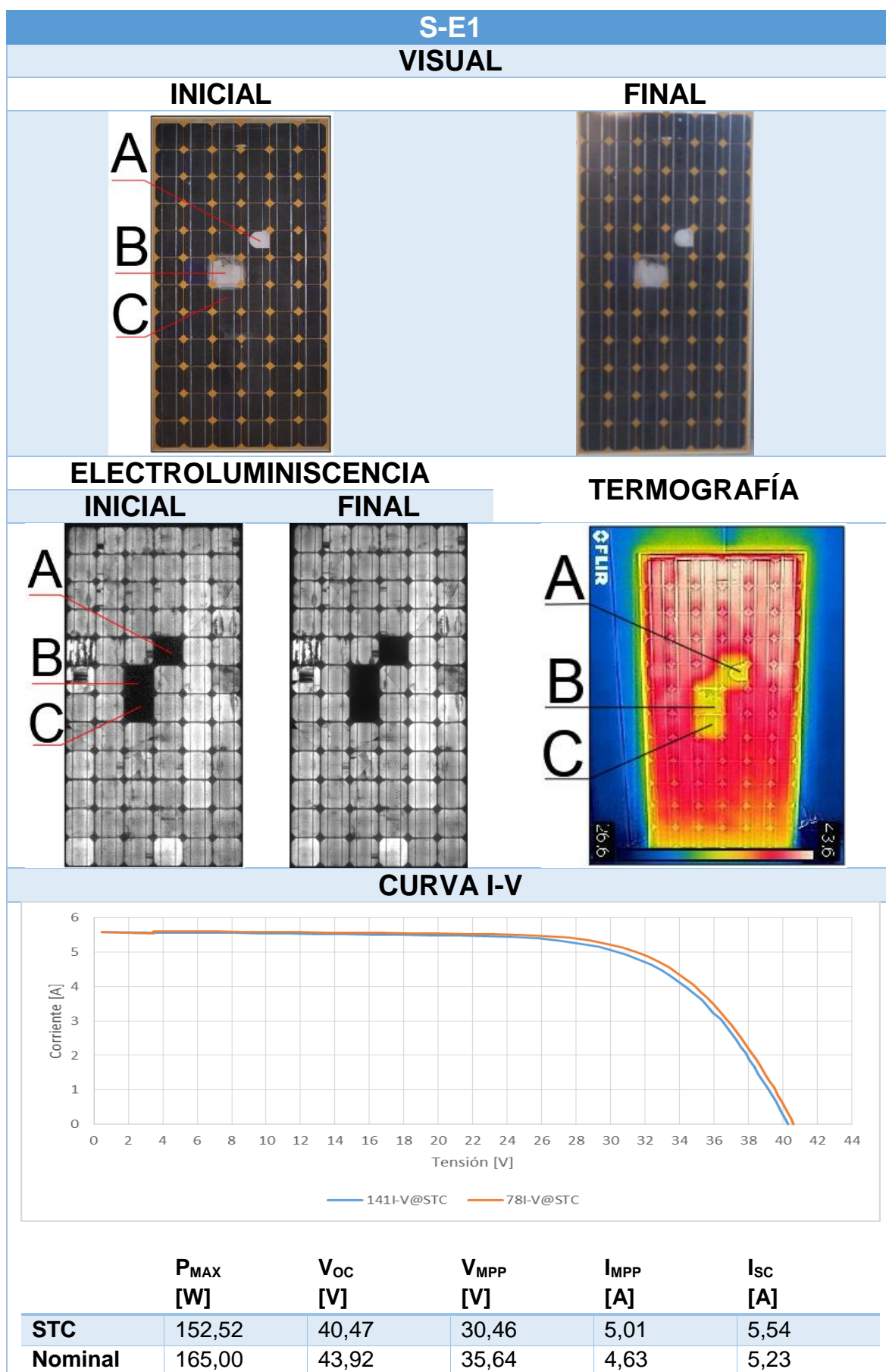
- Tensión:

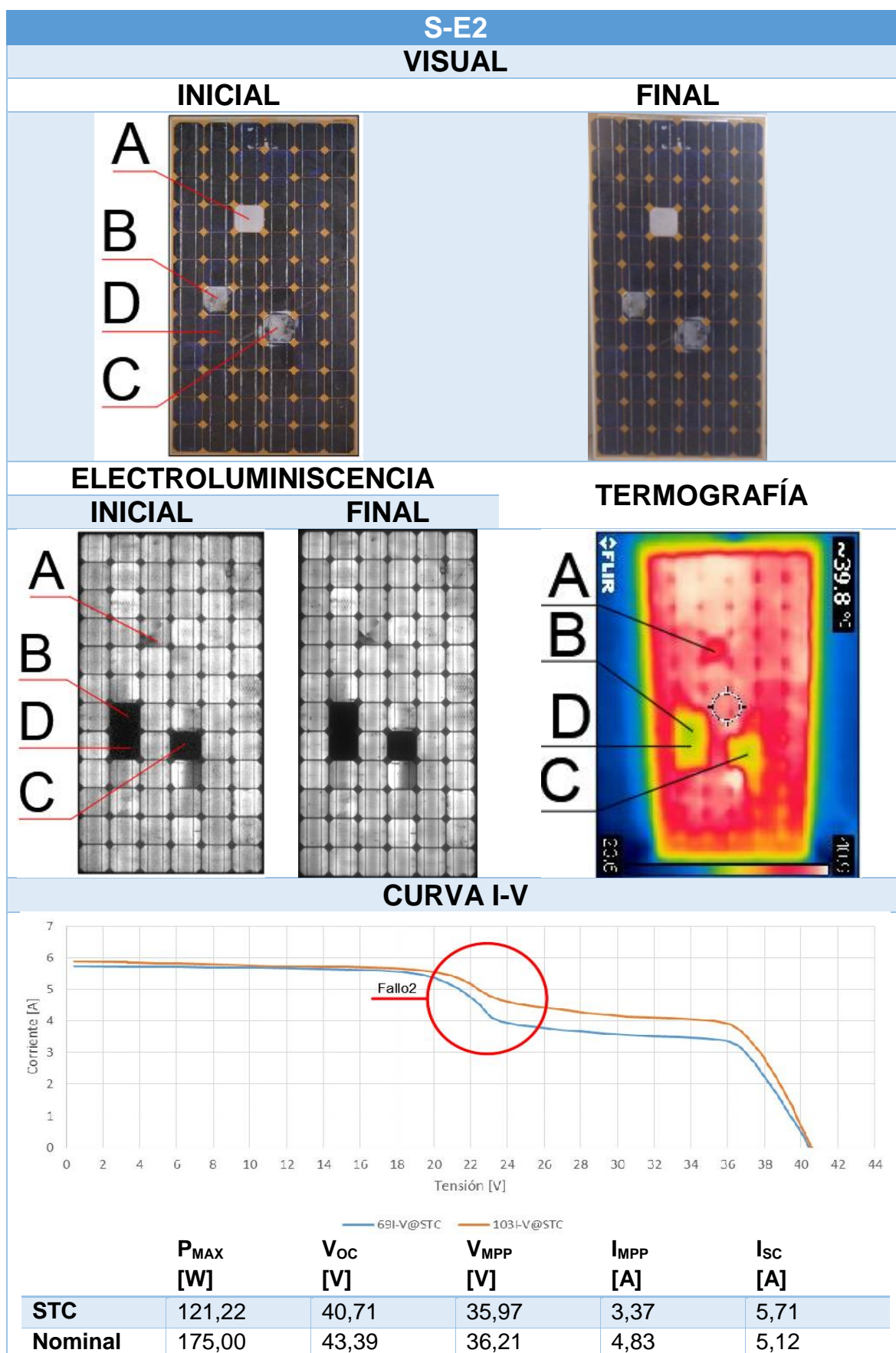
$$(V_{OC})_{G,T} = (V_{OC})_{STC} \cdot [1 + \cdot (T - T_{STC})]$$

$$(V_{OC})_{STC} = \frac{V_{OC,G,T}}{[1 + \beta_{ref} \cdot (T - T_{STC})]}$$

Una vez comparadas las medidas tomadas antes y después de la EL de cada módulo, al no observarse ningún cambio significativo en la forma de las curvas, se ha escogido una gráfica I-V de tres módulos representativos para poder explicar las características y fallos que presentan sus curvas I-V.

En este primer caso los módulos elegidos son el S-E1 y el S-E2.





OBSERVACIONES MÓDULO S-E1

Fallo 1. En la visual del módulo se observan dos células, la célula A con delaminación del EVA y la célula B con algo de quemadura en su parte superior. En su imagen de EL se puede ver cómo las tres células en un mismo *string* (en este caso el segundo *string*) están completamente oscuras, posiblemente están cortocircuitadas, es decir, el paso de la corriente de una célula a otra no se interrumpe, pero éstas no están produciendo nada, están inactivas, por eso en su curva I-V comparando los datos dados por el fabricante con los datos medidos llevados a las condiciones STC vemos cómo hay una caída considerable en su tensión de circuito abierto, V_{OC} . La célula en la que no se ve un deterioro aparente (célula C) en la visual, habrá sido dañada posiblemente por la célula de arriba la cual sí presenta deterioro. En su termografía vemos estas tres células frías, ya que están inactivas.

En cuanto a su curva I-V no vemos ninguna forma “rara” en ella, pero al fijarnos en los datos de su tensión de circuito abierto (V_{OC}) la tensión ha caído en torno a 2,68V. Si en una célula de Si. su tensión es de 0,7V, ésta caída de tensión será debido a que el módulo presenta tres células inactivas y otras dos con daños importantes. La corriente de circuito abierto (I_{SC}) no varía, ya que sigue circulando la misma corriente por todo el circuito, porque las células con daños están cortocircuitadas, es decir, el paso de la corriente de una célula a otra no se interrumpe, pero éstas no están produciendo nada, están inactivas.

OBSERVACIONES MÓDULO S-E2

Fallo 1. En la visual se aprecia que la célula A presenta delaminación del EVA y en sus imágenes de EL y termografía vemos como presenta alguna grieta que hace que el paso de la corriente no pase por esa zona y pase más por su parte central-derecha.

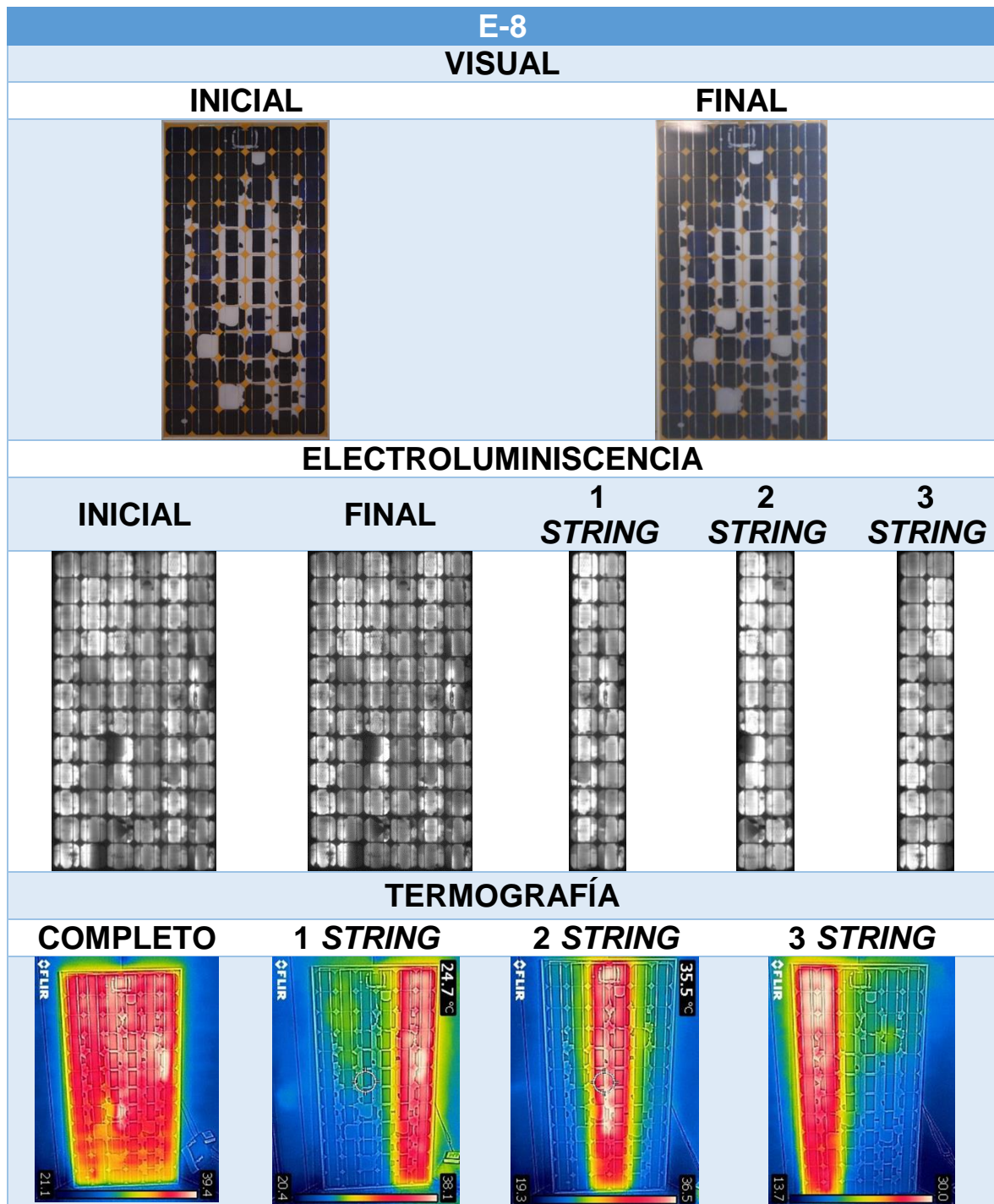
Fallo 2. En la visual se ven la célula B y la C con su mayor parte quemada, sin embargo, la célula D no presenta en la visual ningún deterioro, pero al ver su EL y su termografía nos desvela que dicha célula está inactiva. Este caso es parecido al del módulo anterior S-E1, pero ahora las células inactivas se encuentran en distintos *strings* (en este caso uno en el segundo *string* y dos en el tercer *string*), por lo cual al ver su gráfica I-V vemos un escalón marcado.

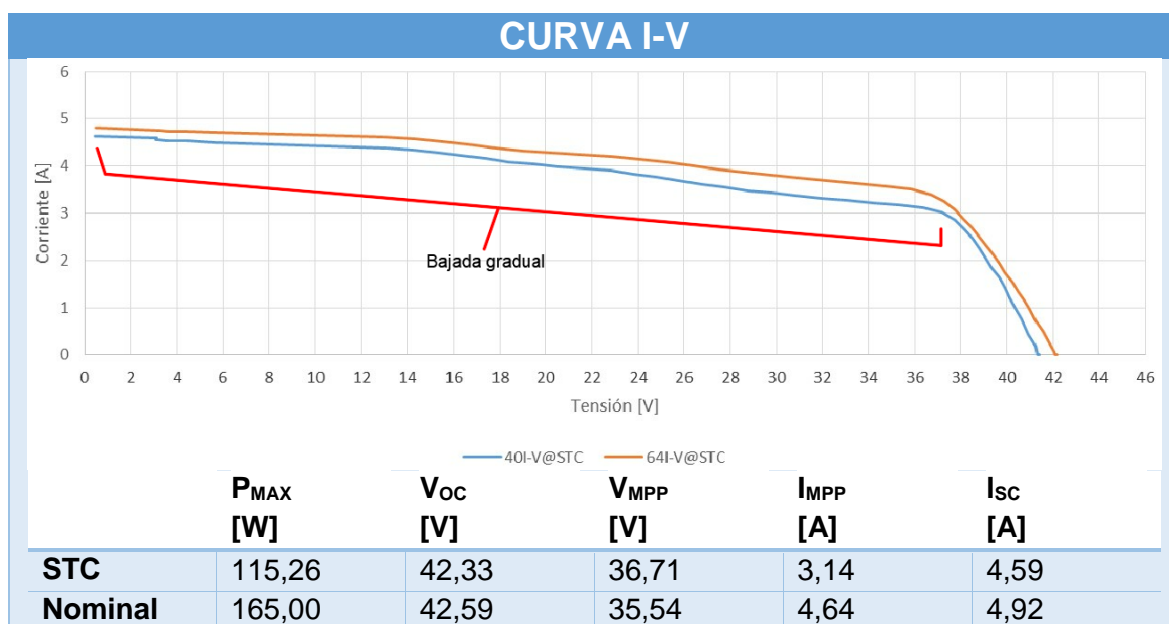
Como vemos en su curva I-V presenta un escalón, lo que nos lleva a pensar que al estar en dos *strings* diferentes la caída de tensión sea más marcada. Viendo los datos de su I_{SC} vemos como no hay una caída de corriente, pero en su V_{OC} si hay una caída de tensión considerable, de 2,68, lo cual se debe a las tres células inactivas que presenta.

CONCLUSIONES MÓDULOS S-E1 Y S-E2

Comparando las dos gráficas evidenciamos que las células inactivas en los módulos hacen caer la tensión, aunque no presenten ninguna forma “rara” en su curva I-V. Además, la curva del módulo S-E2 presenta un marcado escalón. Lo cual fijándonos en los daños que presentan sus células y la posición de éstas, podemos concluir que si las células inactivas se encuentran en el mismo *string* no se evidencian en su curva I-V, pero sí si se encuentran en dos *strings* diferentes.

Por último en el segundo caso el módulo escogido ha sido el E-8.





OBERVACIONES MÓDULO E-8

Fallo 1. Como se percibe en la imagen visual, este panel presenta una delaminación del EVA de prácticamente el 90% de sus células, distribuidas en todos sus *strings*. Al ver sus imágenes de EL y termografía se observa que la mayoría de ellas, aunque no presentan ningún deterioro significativo como en los módulos explicados anteriormente, sí que observamos que todas o prácticamente todas presentan deterioros parciales.

En su curva I-V se ve que no hay una caída de tensión pronunciada, pero sí una caída en corriente. En cuanto a los datos de su V_{OC} observamos que en este caso no presenta una caída en tensión, pero sí una caída en corriente (I_{sc}), lo cual es debido al daño parcial en la mayoría de sus células, ya que ésta depende del área de la célula. La forma de su curva I-V vemos cómo tiene una bajada gradual cerca de la I_{sc} , en virtud de lo cual estaríamos en el caso S4 de los tipos de fallos descritos en el punto 2.4.2 DETECCIÓN DE FALLOS MEDIANTE CURVAS I-V.

CONCLUSIONES

6 CONCLUSIONES

Durante los meses de Noviembre de 2018 y Junio de 2019, se ha llevado a cabo la medición de 13 módulos fotovoltaicos, mediante las técnicas de inspección visual, curvas I-V, electroluminiscencia y termografía infrarroja. Estos paneles, debido a su deterioro, habían sido retirados y reemplazados por otros en sus lugares de origen. Se han tomado un total de 141 curvas I-V. Las mediciones de EL y de termografía se llevaron a cabo con un total de 2.976 horas de experimentación. En EL, se han tomado un total de 1.885 imágenes por módulo completo y 2.610 por *string*. En termografía, las imágenes realizadas ascienden a 104 por módulo completo y 144 imágenes por *string*.

A partir de todas estas acciones se han llegado a las siguientes conclusiones:

- Comparando las curvas I-V de los módulos fotovoltaicos con los daños que presentan sus células y la posición de éstas, podemos concluir que: cuando las células inactivas se encuentran en el mismo *string*, no se evidencian en su curva I-V; por el contrario, si se encuentran en dos *strings* diferentes, se refleja en su curva I-V.
- En los módulos en los cuales la mayoría de sus células presentan deterioros parciales, distribuidas en todos sus *strings*, la curva I-V no presenta una caída de tensión pronunciada, pero sí una caída en corriente.
- Comparando las medidas de las curvas I-V tomadas antes y después de los ensayos de EL de cada módulo, se concluye que no han sufrido degradación grave aparente con la inyección de corriente efectuada (I_{sc}).
- Por último, la presencia simultánea de diferentes tipos de fallos en las células solares de un módulo, resulta en un sistema muy complejo de abordar. Esto se traduce en la imposibilidad de cuantificar, únicamente mediante sus curvas I-V, el impacto de cada anomalía sobre el total. Por ello, es necesario complementarlo con otras técnicas como, por ejemplo, ensayos de electroluminiscencia, termografía infrarroja e inspección visual.

BIBLIOGRAFÍA

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. M. R. Ramos, "INTRODUCCIÓN A LOS SEMICONDUCTORES. - PDF." [Online]. Available: <https://docplayer.es/50461953-Introduccion-a-los-semiconductores.html>. [Accessed: 25-Jun-2019].
- [2] R. B. Becerra, "FÍSICA DE SEMICONDUCTORES BANDAS DE ENERGÍA - ppt descargar." [Online]. Available: <https://slideplayer.es/slide/5561442/>. [Accessed: 26-Jun-2019].
- [3] "Semiconductores Extrínsecos Tipo N y Tipo P - ppt video online descargar." [Online]. Available: <https://slideplayer.es/slide/8994778/>. [Accessed: 26-Jun-2019].
- [4] "Efecto de la Resistencias Parasitarias | PVEducation." [Online]. Available: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/4-operación-de-célula-solar/efecto-de-la-resistencias-parasitarias>. [Accessed: 26-Jun-2019].
- [5] "Instalación Solar Fotovoltaica para Vivienda." [Online]. Available: <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>. [Accessed: 26-Jun-2019].
- [6] CIEMAT, Ed., *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.*, Vol. I. 2006.
- [7] "Efecto de las sombras en un panel solar fotovoltaico." [Online]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/efecto-de-las-sombras-en-un-panel-solar-fotovoltaico/>. [Accessed: 26-Jun-2019].
- [8] "Factor Eléctrico: ¿QUE FUNCION TIENE UN DIODO DE BLOQUEO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS?" [Online]. Available: <https://factorelectrico.blogspot.com/2014/12/que-funcion-tiene-un-diodo-de-bloqueo.html>. [Accessed: 26-Jun-2019].
- [9] "iea-pvps.org - Preliminary Market Report," 2019. [Online]. Available: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=266>. [Accessed: 29-Jun-2019].
- [10] IRENA (International Renewable Energy Agency), "Solar energy," */solar*, 2018.
- [11] IRENA (International Renewable Energy Agency), "Renewable Energy Employment by Country," */Statistics/View-Data-by-Topic/Benefits/Renewable-Energy-Employment-by-Country*, 2018.
- [12] "BORRADOR DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030," 2019.
- [13] REE (RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA), "Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2018 | Red Eléctrica de España," 2018. [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-de-energias->

- renovables/informe-2018. [Accessed: 29-Jun-2019].
- [14] Energema S.A, “PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UN PANEL FOTOVOLTAICO POTENCIA (W).”
- [15] Ingelibre, “Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica,” 2014. [Online]. Available: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>. [Accessed: 29-Jun-2019].
- [16] Marc Köntges *et al.*, *Review on Failures of Photovoltaic Modules*. 2013.
- [17] M. Simon and E. L. Meyer, “Low cost I- V system employing variable power supply unit as an electronic load,” *J. Eng. Des. Technol.*, vol. 10, no. 3, pp. 330–344, Oct. 2012.
- [18] E. E. van Dyk, A. R. Gxasheka, and E. L. Meyer, “Monitoring current–voltage characteristics and energy output of silicon photovoltaic modules,” *Renew. Energy*, vol. 30, no. 3, pp. 399–411, Mar. 2005.
- [19] J. Muñoz and E. Lorenzo, *Diseño de una carga capacitiva para medir generadores fotovoltaicos*, no. 127. S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, 1983.
- [20] Universidad de Alicante. and Universidad Miguel Hernández de Elche., *Sistema para la generación automática de curvas I-V, P-V y monitorización de módulos fotovoltaicos Conference Paper (PDF Available) · November 2004 with 423 Reads*. Fernando Torres, 2005.
- [21] HT INSTRUMENTS S.A., “I -V400w – SOLAR I-Ww I-V500w – SOLAR I-Ve Manual de instrucciones,” 2017.
- [22] pco. imaging, “pco.1300 solar cooled digital 12 bit CCD camera system,” 2009.
- [23] AimTTi (Thurlby Thandar Instruments Ltd), “CPX400S & SA & SP PowerFlex DC Power Supply ISTRUCCIONES EN ESPAÑOL.”
- [24] FLIR Systems, “User’s manual FLIR Cx series,” 2017.
- [25] (GEAR) Global Energy and Environmental Economics Analysis Research Group and (UNEF) Unión Fotovoltaica Española, “EL DESARROLLO ACTUAL DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.”
- [26] “Maximum power point tracker for portable photovoltaic systems with resistive-like load,” *Sol. Energy*, vol. 80, no. 8, pp. 982–988, Aug. 2006.
- [27] J. M. Enrique, E. Duran, Sidrach-de-Cardona M, J. M. Andujar, M. A. Bohorquez, and J. Carretero, “A new approach to obtain I-V and P-V curves of photovoltaic modules by using DC-DC converters,” in *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.*, pp. 1769–1772.

- [28] F. Lasnier and T. G. Ang, *Photovoltaic Engineering Handbook*. Routledge, 2017.
- [29] “Métodos Rápidos de Análisis mediante Instrumentos Infrarrojos - ppt video online descargar.” [Online]. Available: <https://slideplayer.es/slide/3746023/>. [Accessed: 30-Jun-2019].
- [30] M. H. Ulrike Jahn *et al.*, *Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications*. 2018.

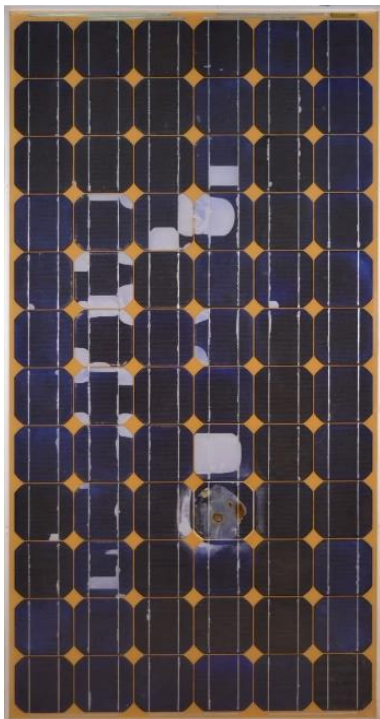
ANEJO N° 1.
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

8 ANEJOS

8.1 ANEJO Nº 1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

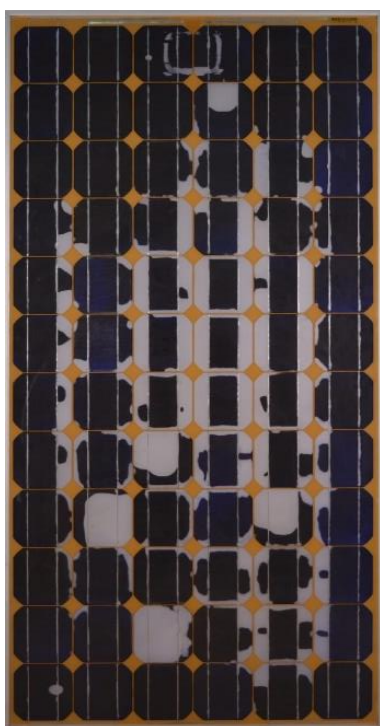
8.1.1 TECNOLOGÍA MONOCRISTALINA (mc-Si)

- E-3:



MÓDULO	E-3
MODELO	EOPLLY
Nº Celdas	72
P_{MAX} (W)	175
V_{OC} (V)	43,39
I_{SC} (A)	5,12
V_{MPP} (V)	36,21
I_{MPP} (A)	4,83
Toll	+5
Alpha (%/°C)	0,037
Beta (%/°C)	-0,34
Gamma (%/°C)	-0,48
N_{OCT} (°C)	45

- E-8



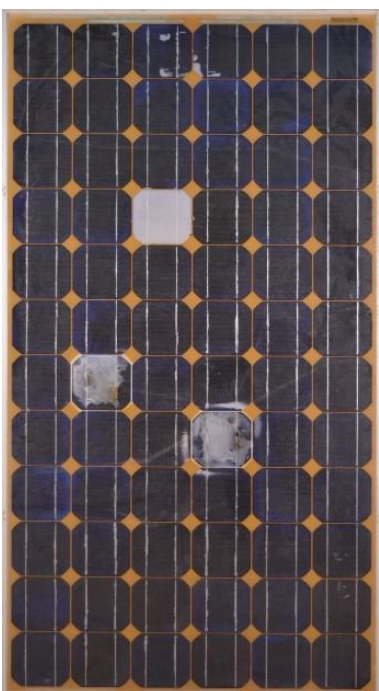
MÓDULO	E-8
MODELO	EOPLLY
Nº Celdas	72
P_{MAX} (W)	165
V_{OC} (V)	42,59
I_{SC} (A)	4,92
V_{MPP} (V)	35,54
I_{MPP} (A)	4,64
Toll	+5
Alpha (%/°C)	0,037
Beta (%/°C)	-0,34
Gamma (%/°C)	-0,48
N_{OCT} (°C)	45

• **S-E1**



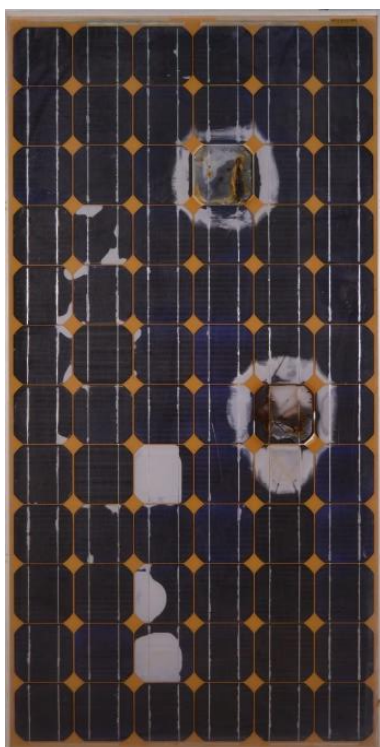
MÓDULO	S-E1
MODELO	EOPLLY
Nº Celdas	72
P_{MAX} (W)	165
V_{OC} (V)	42,59
I_{SC} (A)	4,92
V_{MPP} (V)	35,54
I_{MPP} (A)	4,64
Toll	+5
Alpha (%/°C)	0,037
Beta (%/°C)	-0,34
Gamma (%/°C)	-0,48
N_{OCT} (°C)	45

• **S-E2**



MÓDULO	S-E2
MODELO	EOPLLY
Nº Celdas	72
P_{MAX} (W)	175
V_{OC} (V)	43,39
I_{SC} (A)	5,12
V_{MPP} (V)	36,21
I_{MPP} (A)	4,83
Toll	+5
Alpha (%/°C)	0,037
Beta (%/°C)	-0,34
Gamma (%/°C)	-0,48
N_{OCT} (°C)	45

• **S-E3**



MÓDULO	S-E3
MODELO	EOPLLY
Nº Celdas	72
P_{MAX} (W)	175
V_{OC} (V)	43,39
I_{SC} (A)	5,12
V_{MPP} (V)	36,21
I_{MPP} (A)	4,83
Toll	+5
Alpha (%/°C)	0,037
Beta (%/°C)	-0,34
Gamma (%/°C)	-0,48
N_{OCT} (°C)	45

• **S-E4**



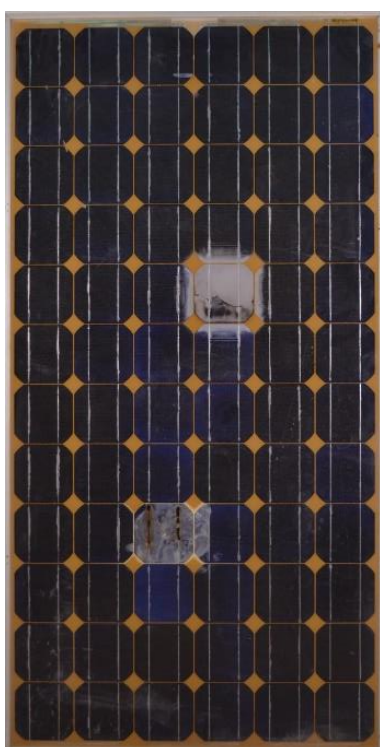
MÓDULO	S-E4
MODELO	EOPLLY
Nº Celdas	72
P_{MAX} (W)	175
V_{OC} (V)	43,39
I_{SC} (A)	5,12
V_{MPP} (V)	36,21
I_{MPP} (A)	4,83
Toll	+5
Alpha (%/°C)	0,037
Beta (%/°C)	-0,34
Gamma (%/°C)	-0,48
N_{OCT} (°C)	45

• **S-E5**



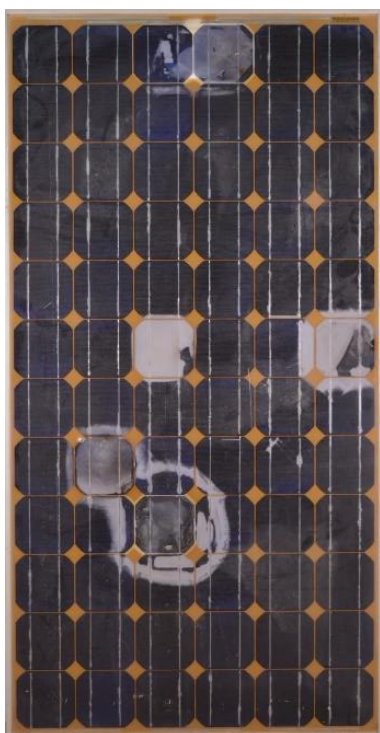
MÓDULO	S-E4
MODELO	EOPLLY
Nº Celdas	72
P_{MAX} (W)	175
V_{OC} (V)	43,39
I_{SC} (A)	5,12
V_{MPP} (V)	36,21
I_{MPP} (A)	4,83
Toll	+5
Alpha (%/°C)	0,037
Beta (%/°C)	-0,34
Gamma (%/°C)	-0,48
N_{OCT} (°C)	45

• **S-E6**



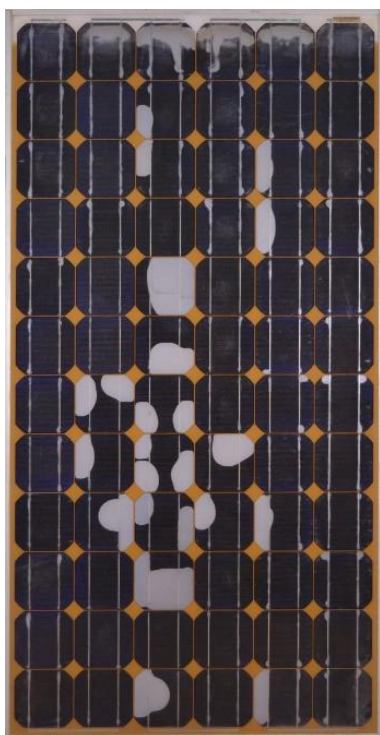
MÓDULO	S-E6
MODELO	EOPLLY
Nº Celdas	72
P_{MAX} (W)	175
V_{OC} (V)	43,39
I_{SC} (A)	5,12
V_{MPP} (V)	36,21
I_{MPP} (A)	4,83
Toll	+5
Alpha (%/°C)	0,037
Beta (%/°C)	-0,34
Gamma (%/°C)	-0,48
N_{OCT} (°C)	45

• **S-E7**



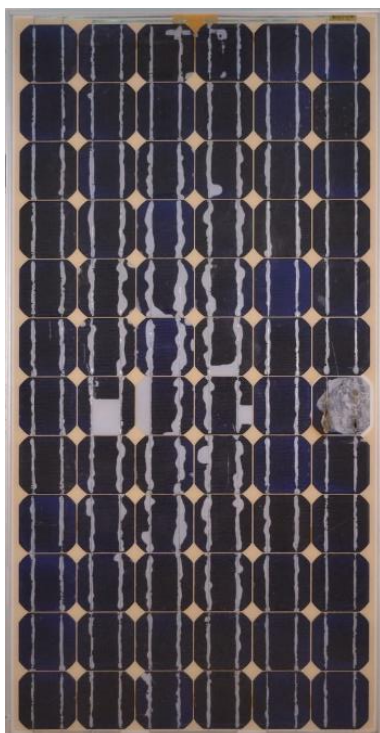
MÓDULO	S-E7
MODELO	EOPLLY
Nº Celdas	72
P_{MAX} (W)	175
V_{OC} (V)	43,39
I_{SC} (A)	5,12
V_{MPP} (V)	36,21
I_{MPP} (A)	4,83
Toll	+5
Alpha (%/°C)	0,037
Beta (%/°C)	-0,34
Gamma (%/°C)	-0,48
N_{OCT} (°C)	45

• **S-S1**



MÓDULO	S-S1
MODELO	SKY GLOBAL
Nº Celdas	72
P_{MAX} (W)	175
V_{OC} (V)	42,6
I_{SC} (A)	5,52
V_{MPP} (V)	35,5
I_{MPP} (A)	4,93
Toll	+3
Alpha (%/°C)	0,09
Beta (%/°C)	-0,34
Gamma (%/°C)	-0,43
N_{OCT} (°C)	46

• S-T1



MÓDULO	S-T1
MODELO	TYNSOLAR
Nº Celdas	72
P_{MAX} (W)	175
V_{OC} (V)	43,99
I_{SC} (A)	5,17
V_{MPP} (V)	36,72
I_{MPP} (A)	4,77
Toll	+2
Alpha (%/°C)	0,048
Beta (%/°C)	-0,334
Gamma (%/°C)	-0,4
N_{OCT} (°C)	46

• T-2



MÓDULO	T-2
MODELO	TYNSOLAR
Nº Celdas	72
P_{MAX} (W)	175
V_{OC} (V)	43,99
I_{SC} (A)	5,17
V_{MPP} (V)	36,72
I_{MPP} (A)	4,77
Toll	+2
Alpha (%/°C)	0,048
Beta (%/°C)	-0,334
Gamma (%/°C)	-0,4
N_{OCT} (°C)	46

8.1.2 TECNOLOGÍA MULTICRISTALINA (pc-Si):

- S-C1



MÓDULO	S-C1
MODELO	CITYSOLARAG
Nº Celdas	60
P _{MAX} (W)	215
V _{OC} (V)	37,1
I _{SC} (A)	7,09
V _{MPP} (V)	31,1
I _{MPP} (A)	7,3
T _{oll}	+3
Alpha (%/°C)	0,041
Beta (%/°C)	-0,34
Gamma (%/°C)	-0,48
N _{OCT} (°C)	46

ANEJO N° 2.
CURVAS I-V DE CADA PANEL

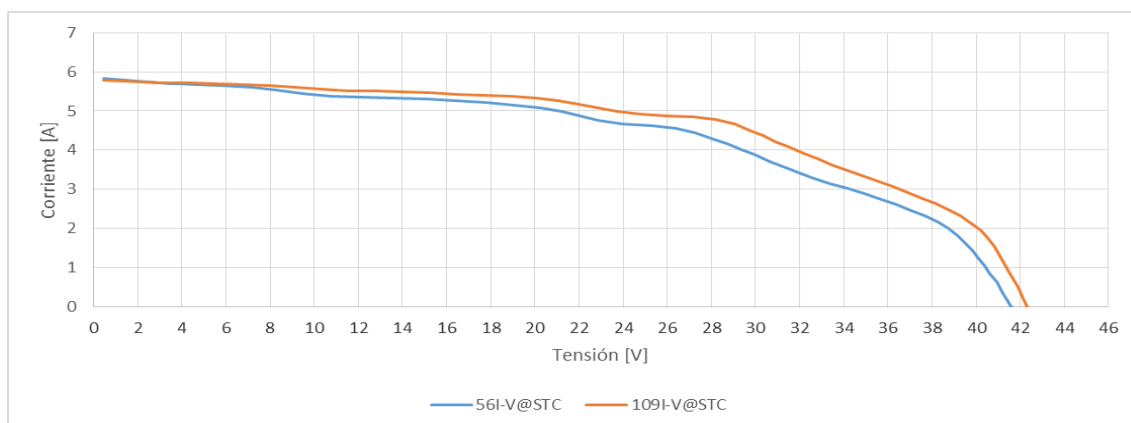
8.2 ANEJO Nº 2. CURVAS I-V DE CADA PANEL

A continuación se detalla la curva I-V de cada uno de los paneles caso de estudio, tomando una medida representativa antes de realizar el ensayo de EL y otra después.

• MÓDULO: E-3

MEDIDAS 56 ANTES DE LA EL: FECHA: 15/01/2019.

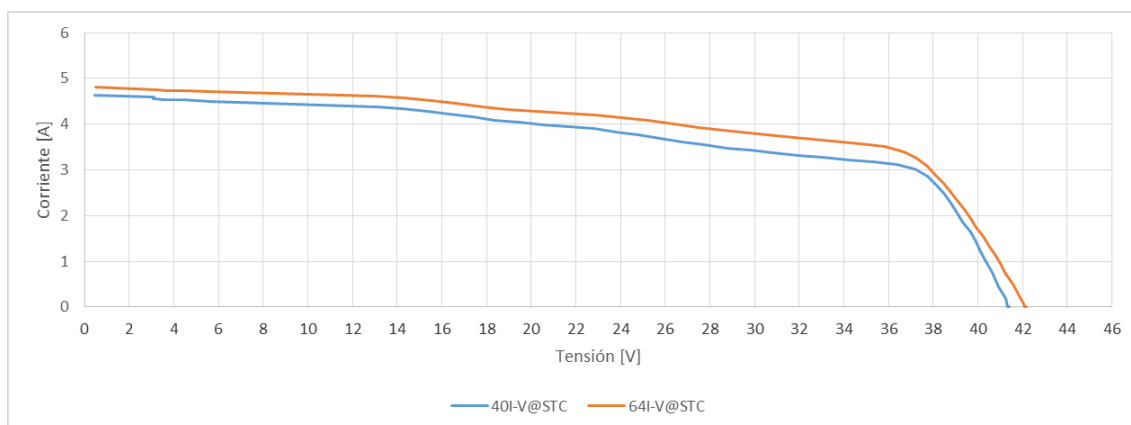
MEDIDAS 109 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 04/02/2019.



• MÓDULO E-8

MEDIDAS 40 ANTES DE LA EL: FECHA: 27/11/2018.

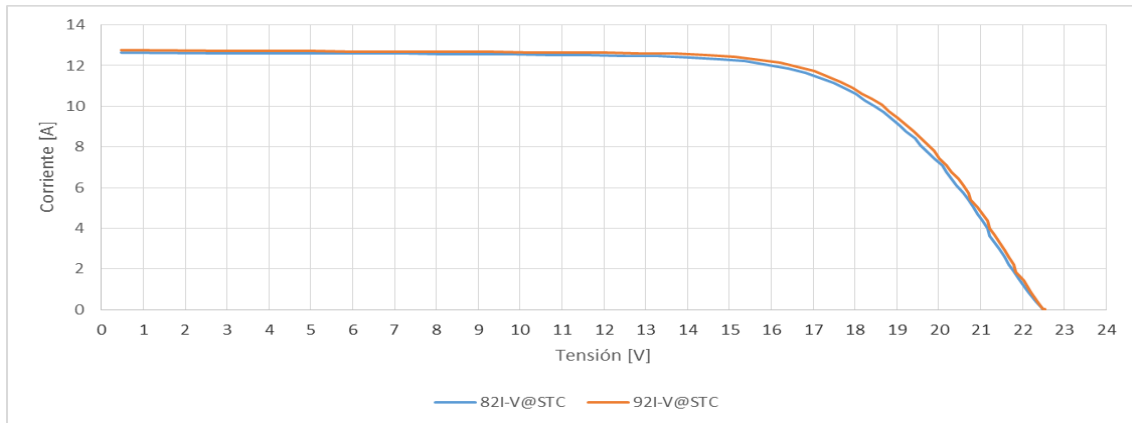
MEDIDAS 64 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 04/06/2019.



• MÓDULO S-C1

MEDIDAS 92 ANTES DE LA EL: FECHA: 16/01/2019.

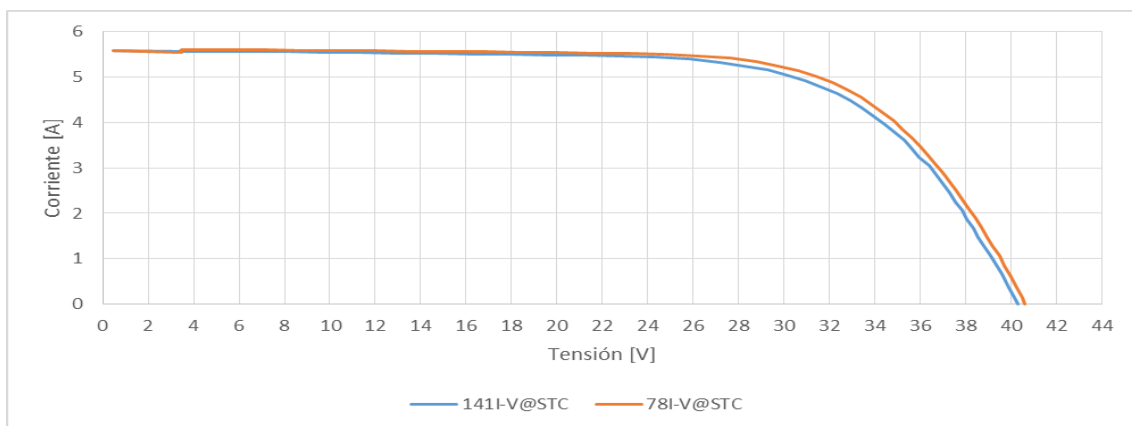
MEDIDAS 82 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 04/06/2019.



• MÓDULO S-E1

MEDIDAS 141 ANTES DE LA EL: FECHA: 06/02/2019.

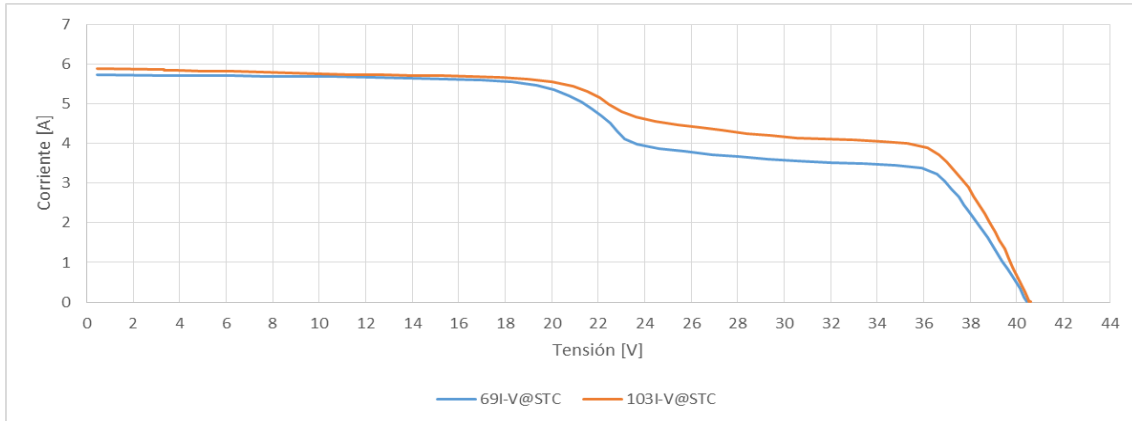
MEDIDAS 78 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 04/06/2019.



• MÓDULO S-E2

MEDIDAS 69 ANTES DE LA EL: FECHA: 16/01/2019.

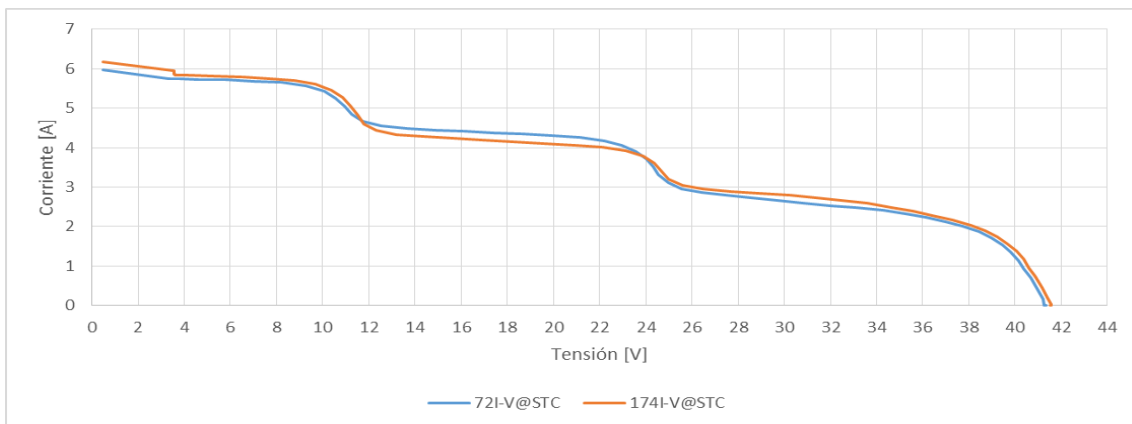
MEDIDAS 103 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 04/02/2019.



• MÓDULO S-E3

MEDIDAS 72 ANTES DE LA EL: FECHA: 16/01/2019.

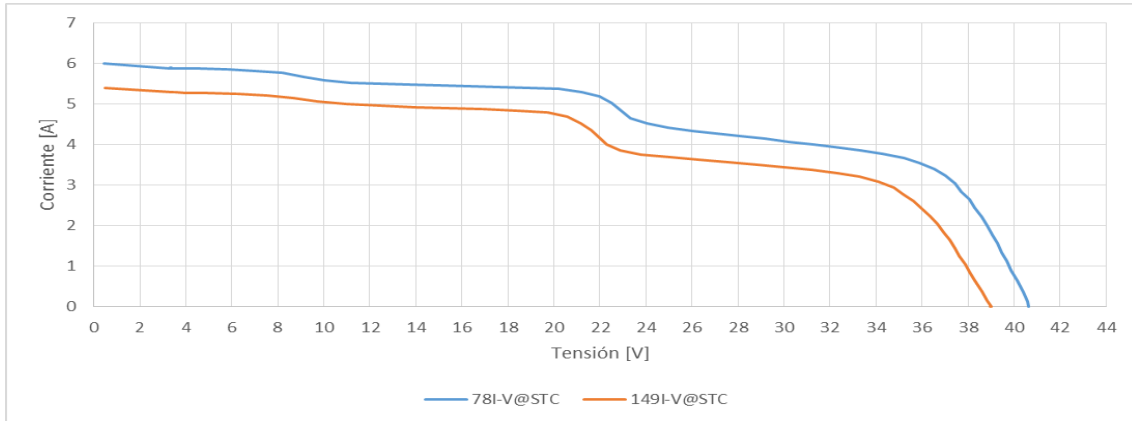
MEDIDAS 174 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 28/02/2019.



• MÓDULO S-E4

MEDIDAS 78 ANTES DE LA EL: FECHA: 16/01/2019.

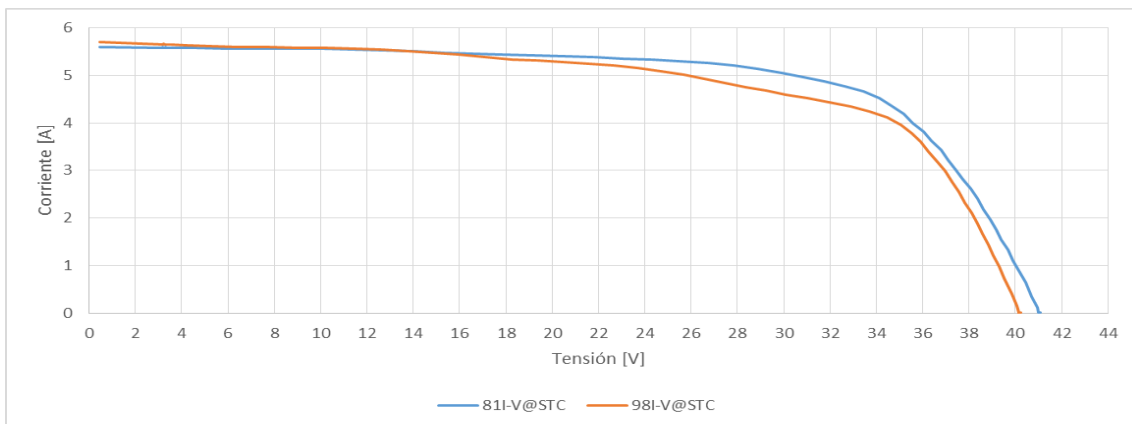
MEDIDAS 149 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 06/02/2019.



• MÓDULO S-E5

MEDIDAS 81 ANTES DE LA EL: FECHA: 16/01/2019.

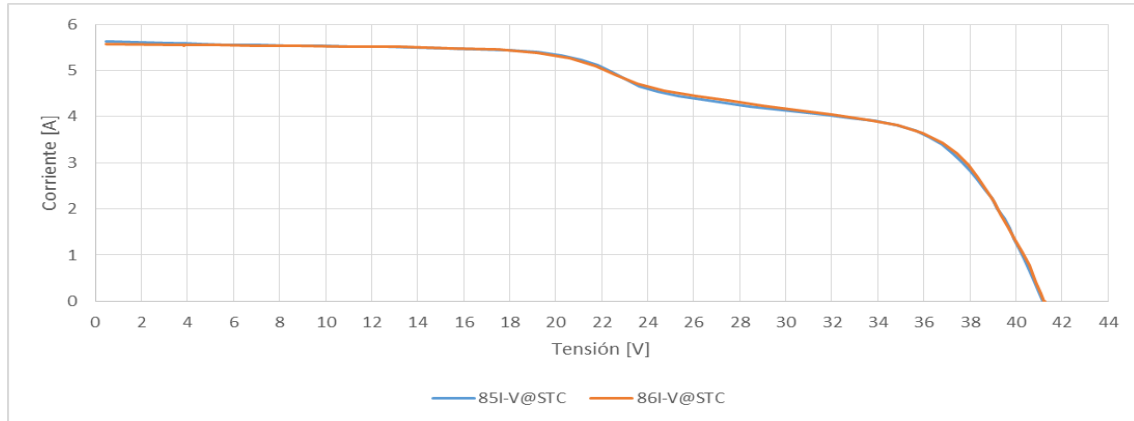
MEDIDAS 98 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 04/02/2019.



• MÓDULO S-E6

MEDIDAS 85 ANTES DE LA EL: FECHA: 16/01/2019.

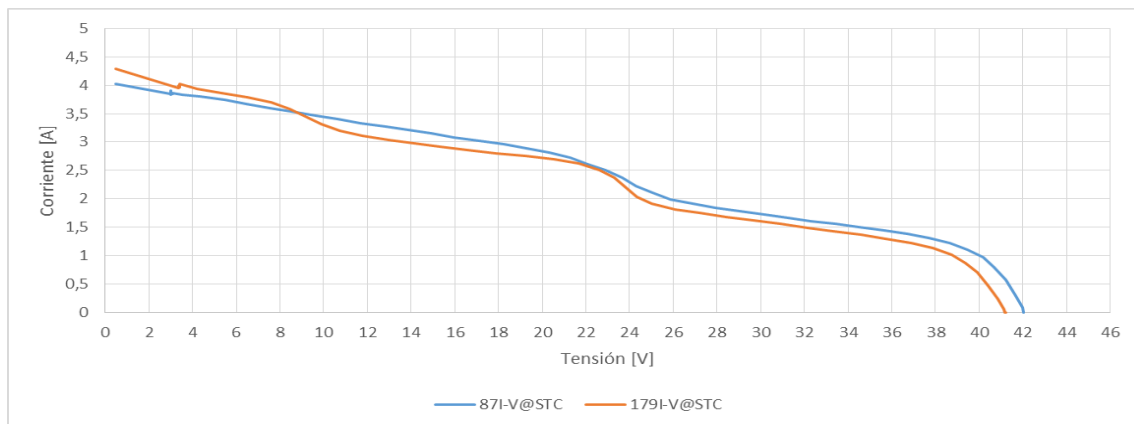
MEDIDAS 86 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 07/06/2019.



• MÓDULO S-E7

MEDIDAS 87 ANTES DE LA EL: FECHA: 16/01/2019.

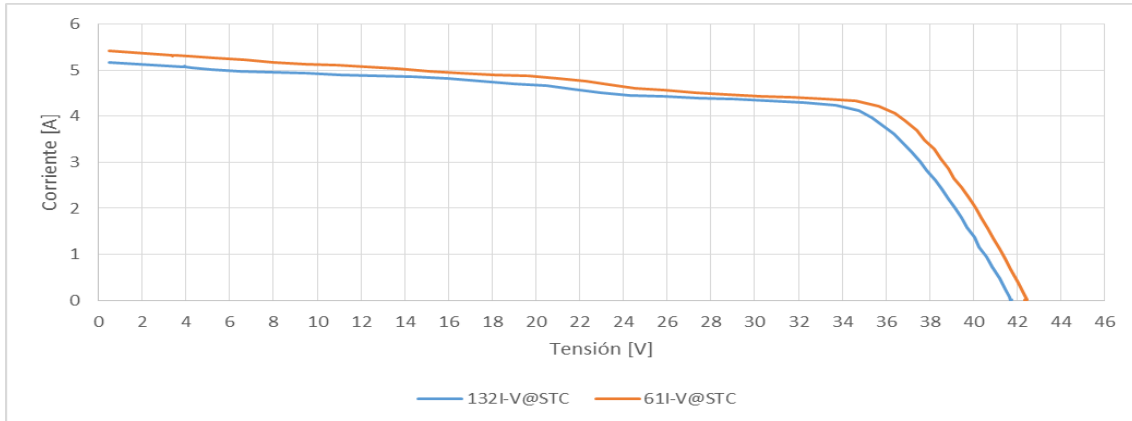
MEDIDAS 179 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 28/02/2019.



• MÓDULO S-S1

MEDIDAS 132 ANTES DE LA EL: FECHA: 05/02/2019.

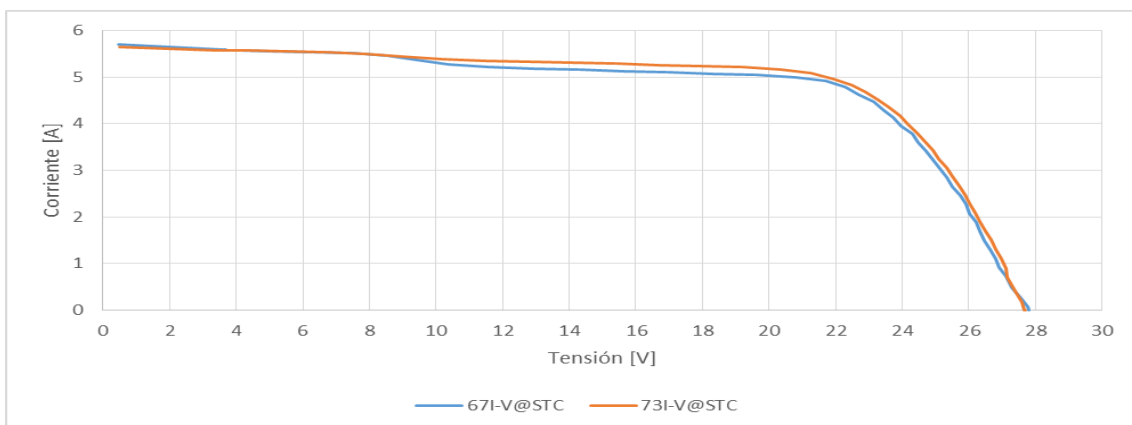
MEDIDAS 61 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 04/06/2019.



• MÓDULO S-T1

MEDIDAS 67 ANTES DE LA EL: FECHA: 16/01/2019.

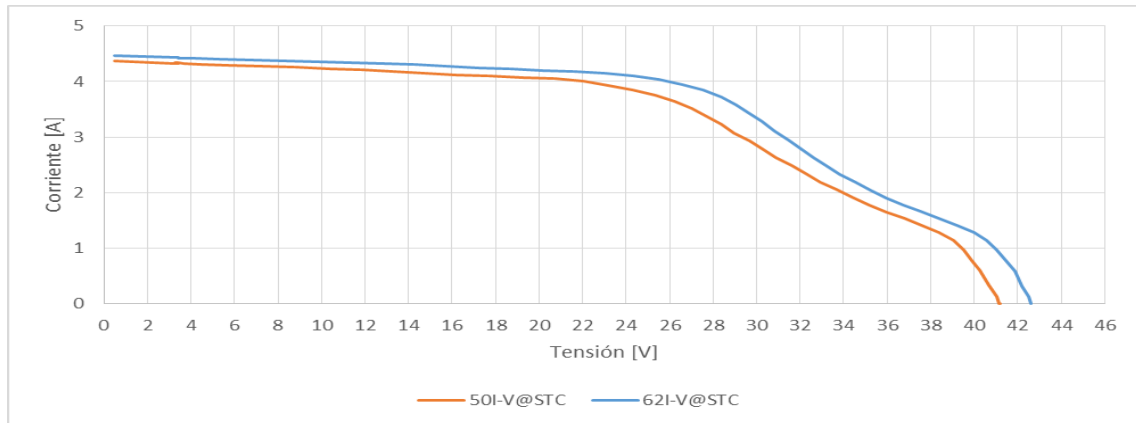
MEDIDAS 73 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 04/06/2019.



• **MÓDULO T-2**

MEDIDAS 50 ANTES DE LA EL: FECHA: 15/01/2019.

MEDIDAS 62 DESPUÉS DE LA EL: FECHA: 04/06/2019.



ANEJO N° 3.
REGISTRO DATOS I-V

8.3 ANEJO N° 3. REGISTRO DATOS I-V

A continuación, se representa una tabla con los datos más característicos de todas las medidas de las curvas I-V tomadas de cada panel.

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{sc} OPC [A]	V _{oc} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{sc} STC [A]	V _{oc} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
E-3	27/11/2018	13:11	726	16,7	15	No Ok (-20,29%)	99,84	4,31	43,28	3,32	30,05	131,53	5,89	42,77	4,6	28,59
E-3	27/11/2018	13:12	699	17,5	15	No Ok (-21,48%)	94,77	4,06	42,98	3,18	29,81	129,56	5,74	42,72	4,56	28,39
E-3	27/11/2018	13:13	662	18	15	No Ok (-20,88%)	89,63	3,84	42,75	3,01	29,81	130,54	5,75	42,71	4,56	28,65
E-3	15/01/2019	13:20	904	22	16,6	No Ok (-31,86%)	109,93	5,24	42,16	3,99	27,59	119,25	5,69	41,97	4,41	27,03
E-3	15/01/2019	13:22	901	25,1	16,6	No Ok (-30,97%)	109,32	5,23	41,65	4	27,35	120,8	5,69	41,9	4,43	27,26
E-3	15/01/2019	13:22	897	25,4	16,6	No Ok (-31,03%)	108,54	5,24	41,57	3,98	27,29	120,7	5,72	41,83	4,43	27,24
E-3	15/01/2019	13:23	899	26,1	16,6	No Ok (-31,06%)	108,3	5,24	41,42	3,99	27,18	120,65	5,72	41,87	4,43	27,23

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{sc} OPC [A]	V _{oc} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{sc} STC [A]	V _{oc} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
E-3	15/01/2019	13:23	896	26,8	16,6	No Ok (-30,94%)	107,74	5,25	41,29	3,97	27,12	120,86	5,74	41,8	4,43	27,28
E-3	15/01/2019	13:24	898	27,3	16,6	No Ok (-31,36%)	107,04	5,26	41,1	3,97	26,94	120,12	5,73	41,68	4,42	27,18
E-3	16/01/2019	13:00	857	24,9	16	No Ok (-27,87%)	108,74	5,02	42,23	3,84	28,35	126,23	5,77	42,57	4,48	28,19
E-3	16/01/2019	13:00	858	26,3	16	No Ok (-27,72%)	108,5	5,02	42,12	3,95	27,47	126,49	5,75	42,71	4,6	27,5
E-3	16/01/2019	13:01	859	27,2	16	No Ok (-27,66%)	108,18	5,03	42,07	3,83	28,23	126,6	5,75	42,78	4,46	28,42
E-3	04/02/2019	12:09	636	20,7	15	No Ok (-23,68%)	87,8	3,69	42,94	2,96	29,46	133,56	5,76	43,38	4,65	28,7
E-3	04/02/2019	12:10	649	21,1	15	No Ok (-23,41%)	89,04	3,75	42,83	3,02	29,46	134,04	5,73	43,33	4,66	28,75
E-3	04/02/2019	12:10	644	21,4	15	No Ok (-23,31%)	88,4	3,73	42,77	3,01	29,4	134,21	5,74	43,34	4,67	28,74
E-3	04/02/2019	13:35	579	29,2	15	No Ok (-37,64%)	42,3	3,32	26,94	2,48	17,04	73,59	5,69	28,17	4,28	17,21

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{sc} OPC [A]	V _{oc} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{sc} STC [A]	V _{oc} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
E-3	04/02/2019	13:37	856	28	15	No Ok (-45,07%)	54,69	4,09	27,36	3,34	16,4	64,81	4,82	27,87	3,89	16,66
E-3	04/02/2019	13:37	717	27,9	15	No Ok (-34,85%)	54,7	4,01	27,4	3,3	16,58	76,88	5,52	28,14	4,6	16,73
E-3	04/02/2019	13:38	946	28,3	15	No Ok (-42,01%)	63,67	4,7	27,64	3,8	16,75	68,42	4,88	28,04	4,01	17,06
E-3	04/02/2019	13:38	765	28,7	15	No Ok (-38,40%)	57,74	4,09	27,35	3,36	16,28	72,69	5,27	28,12	4,39	16,55
E-3	04/02/2019	13:39	1050	28,6	15	No Ok (-45,36%)	66,26	4,73	27,69	4,06	16,34	64,48	4,5	27,91	3,86	16,72
E-8	27/11/2018	13:02	758	21	15	No Ok (-30,94%)	87,09	3,58	42,23	2,36	36,89	113,95	4,68	42,32	3,12	36,52
E-8	27/11/2018	13:03	675	21,6	15	No Ok (-30,60%)	77,43	3,13	41,9	2,1	36,83	114,51	4,6	42,42	3,12	36,7
E-8	27/11/2018	13:04	743	21,6	15	No Ok (-30,14%)	85,93	3,45	42,06	2,33	36,89	115,26	4,59	42,33	3,14	36,71
E-8	04/06/2019	12:06	800	36.7	26	No Ok (-19,60%)	101,49	3,85	40,31	2,97	34,20	132,65	4,49	42,48	3,69	35,94
E-8	04/06/2019	12:08	849	34.8	26	No Ok (-23,27%)	103,7	4,10	40,71	2,99	34,67	126,6	4,76	42,45	3,51	36,10
E-8	04/06/2019	12:09	843	34.7	26	No Ok (-23,38%)	102,66	4,07	40,61	2,97	34,55	126,43	4,76	42,38	3,51	36,01

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{SC} OPC [A]	V _{OC} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{SC} STC [A]	V _{OC} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
E-8	04/06/2019	12:09	838	35.2	26	No Ok (-23,66%)	101,72	4,05	40,55	2,94	34,55	125,96	4,75	42,41	3,5	36,03
S-C1	16/01/2019	17:23	328	19,3	13,3	No Ok (-39,47%)	57,65	3,73	22,99	3,18	18,16	130,13	11,3	24,08	9,43	13,8
S-C1	16/01/2019	17:24	308	19,1	13,3	No Ok (-26,42%)	60,12	3,75	22,96	3,47	17,34	158,2	12,1	24,09	10,54	15,01
S-C1	16/01/2019	17:25	298	18,8	13,3	No Ok (-29,75%)	59,44	3,76	22,96	3,46	17,16	151,05	12,6	24,11	10,61	14,24
S-C1	16/01/2019	17:25	296	19,5	13,3	No Ok (-28,57%)	60,19	3,78	22,96	3,47	17,34	153,58	12,8	24,18	10,41	14,76
S-C1	04/06/2019	12:33	949	38.8	26	No Ok (-55,04%)	86	8,47	21,67	6,17	13,94	96,67	8,88	22,75	6,46	14,96
S-C1	04/06/2019	12:33	945	39.10	26	No Ok -55,72%)	84,37	8,43	21,61	6,13	13,76	95,2	8,87	22,72	6,45	14,77
S-C1	04/06/2019	12:33	947	39.3	26	No Ok (-54,38%)	86,54	8,46	21,6	6,19	14,06	98,08	8,88	22,67	6,49	15,11
S-E1	16/01/2019	15:46	757	25,8	13,3	Ok* (-3,89%)	120,01	4,35	39,94	3,92	30,63	158,57	5,73	40,72	5,17	30,67
S-E1	16/01/2019	15:47	757	26,3	13,3	Ok* (-3,90%)	119,8	4,33	39,87	3,91	30,63	158,57	5,7	40,79	5,16	30,74
S-E1	16/01/2019	15:47	754	26,5	13,3	Ok* (-3,32%)	119,78	4,33	39,95	3,9	30,69	159,51	5,73	40,83	5,18	30,82
S-E1	04/02/2019	12:06	617	19,5	15	Ok* (4,24%)	108,13	3,68	40,77	3,33	32,5	171,99	5,95	41,16	5,4	31,84

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{sc} OPC [A]	V _{oc} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{sc} STC [A]	V _{oc} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
S-E1	04/02/2019	12:06	590	19,7	15	No Ok* (5,28%)	104,26	3,56	40,65	3,2	32,56	173,71	6,03	41,19	5,44	31,95
S-E1	04/02/2019	12:06	584	20	15	No Ok* (5,62%)	103,45	3,54	40,6	3,25	31,8	174,28	6,06	41,25	5,46	31,94
S-E1	06/02/2019	11:35	917	31,7	21	No Ok* (-7,44%)	136,3	5,1	39,31	4,51	30,22	152,72	5,54	40,46	4,91	31,14
S-E1	06/02/2019	11:35	917	32,6	21	No Ok* (-7,27%)	136,18	5,11	39,2	4,51	30,22	153,01	5,54	40,45	4,9	31,25
S-E1	06/02/2019	11:37	920	34,5	21	No Ok* (-7,56%)	134,98	5,12	39	4,51	29,93	152,52	5,54	40,47	5,01	30,46
S-E1	06/02/2019	11:40	920	36,6	21	No Ok* (-9,46%)	87,3	5,14	25,04	4,52	19,33	99,59	5,55	26,18	5,02	19,83
S-E1	06/02/2019	11:41	920	36,9	21	No Ok* (-9,38%)	87,22	5,14	25,01	4,51	19,33	99,68	5,55	26,15	5,02	19,86
S-E1	06/02/2019	11:41	921	37,2	21	No Ok* (-9,90%)	86,85	5,15	24,95	4,52	19,21	99,1	5,55	26,11	4,88	20,3
S-E1	06/02/2019	11:42	924	39,1	21	No Ok (-12,42%)	83,85	5,15	24,89	4,47	18,74	96,34	5,51	26,2	4,96	19,44
S-E1	06/02/2019	11:43	925	39,6	21	No Ok (-12,15%)	83,85	5,16	24,83	4,47	18,74	96,64	5,52	26,18	4,95	19,52
S-E1	06/02/2019	11:43	924	39,8	21	No Ok (-12,09%)	83,72	5,16	24,8	4,61	18,16	96,7	5,53	26,2	4,96	19,48
S-E1	04/06/2019	12:21	874	32	26	Ok* (-3,48%)	135,30	4,91	39,79	4,39	30,81	159,26	5,60	41,04	5,02	31,76

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{SC} OPC [A]	V _{OC} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{SC} STC [A]	V _{OC} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
S-E1	04/06/2019	12:23	884	33.3	26	No Ok* (-8,82%)	127,91	3,19	39,53	4,20	30,46	150,45	3,72	40,95	4,74	31,76
S-E1	04/06/2019	12:23	883	33	26	Ok* (-4,26%)	135,13	4,92	39,53	4,42	30,57	157,97	5,52	40,91	4,99	31,65
S-E1	04/06/2019	12:24	867	33.6	26	Ok* (-3,13%)	133,95	4,94	39,41	4,37	30,63	159,84	5,67	40,91	5,15	31,02
S-E2	16/01/2019	13:48	882	24,6	16	No Ok (-30,46%)	107,56	5,07	40,47	2,99	35,96	121,69	5,73	40,69	3,39	35,94
S-E2	16/01/2019	13:49	888	25,2	16	No Ok (-30,73%)	107,52	5,09	40,41	2,99	35,9	121,22	5,71	40,71	3,37	35,97
S-E2	16/01/2019	13:49	886	25,3	16	No Ok (-30,81%)	107,06	5,07	40,38	2,99	35,84	121,08	5,7	40,72	3,37	35,93
S-E2	04/02/2019	12:03	671	22	15	No Ok (-20,43%)	94,22	3,83	40,95	2,65	35,55	139,25	5,67	41,49	3,85	36,15
S-E2	04/02/2019	12:03	678	22,5	15	No Ok (-19,16%)	96,44	3,99	40,93	2,71	35,6	141,48	5,87	41,48	4	35,36
S-E2	04/02/2019	12:03	695	22,8	15	No Ok (-19,94%)	97,54	4,02	40,91	2,75	35,49	140,11	5,76	41,46	3,96	35,4
S-E2	04/02/2019	13:46	811	23,3	15	No Ok (-30,64%)	66,54	5,05	27,61	2,71	24,6	81,84	5,92	27,66	3,34	24,54
S-E2	04/02/2019	13:47	826	24,1	15	No Ok (-32,24%)	66,19	4,92	27,5	2,74	24,19	79,96	5,66	27,55	3,31	24,14
S-E2	04/02/2019	13:48	859	24,4	15	No Ok (-34,76%)	66,27	5,35	26,43	2,85	23,25	76,98	5,88	26,43	3,32	23,22

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{SC} OPC [A]	V _{OC} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{SC} STC [A]	V _{OC} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
S-E2	04/02/2019	13:48	884	24,6	15	No Ok (-35,71%)	67,22	5,45	26,37	2,92	23,02	75,86	5,77	26,43	3,3	22,99
S-E3	16/01/2019	15:40	742	25,5	13,3	No Ok (-46,90%)	69,47	4,48	41,16	3,02	23,02	92,92	5,85	41,88	4,07	22,85
S-E3	16/01/2019	15:41	749	25,3	13,3	No Ok (-47,22%)	69,84	4,48	41,24	3,04	22,96	92,36	5,8	42	4,06	22,75
S-E3	16/01/2019	15:42	747	24,9	13,3	No Ok (-47,21%)	69,84	4,48	41,3	3,03	23,02	92,38	5,81	41,95	4,06	22,76
S-E4	16/01/2019	15:49	721	23,8	13,3	No Ok (-26,69%)	92,41	4,31	40,65	2,64	35,02	128,29	5,87	41,29	3,66	35,09
S-E4	16/01/2019	15:50	713	24,5	13,3	No Ok (-25,79%)	92,46	4,29	40,7	2,62	35,25	129,87	5,91	41,42	3,68	35,33
S-E4	16/01/2019	15:50	714	24,7	13,3	No Ok (-25,50%)	92,57	4,28	40,64	2,7	34,32	130,38	5,9	41,39	3,78	34,52
S-E4	04/02/2019	11:59	645	28,2	15	No Ok (-23,26%)	84,92	3,74	40,3	2,47	34,43	134,29	5,75	41,74	3,81	35,22
S-E4	04/02/2019	12:00	646	28,3	15	No Ok (-23,59%)	84,66	3,7	40,28	2,46	34,38	133,72	5,67	41,75	3,8	35,18
S-E4	04/02/2019	12:00	610	28,6	15	No Ok (-21,59%)	81,7	3,6	40,19	2,36	34,61	137,21	5,86	41,8	3,86	35,51
S-E4	06/02/2019	11:49	935	26,7	21	No Ok (-39,14%)	98,97	5,06	38,71	2,99	33,09	106,51	5,32	39,08	3,19	33,34
S-E4	06/02/2019	11:49	935	27,3	21	No Ok (-38,94%)	99,12	5,06	38,66	3,09	32,09	106,86	5,32	39,15	3,3	32,42

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{SC} OPC [A]	V _{OC} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{SC} STC [A]	V _{OC} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
S-E4	06/02/2019	11:52	937	31,9	21	No Ok (-38,32%)	98,56	5,08	38,53	2,99	32,91	107,94	5,3	39,58	3,19	33,87
S-E4	06/02/2019	11:55	935	34,1	21	No Ok (-40,80%)	62,05	5,34	25,11	2,97	20,91	68,67	5,37	26	3,16	21,73
S-E4	06/02/2019	11:56	909	36	21	No Ok (-39,07%)	61,58	5,33	25,07	2,91	21,14	70,67	5,53	26,15	3,19	22,15
S-E4	06/02/2019	11:58	908	35,6	21	No Ok (-38,51%)	62,18	5,33	25,13	2,91	21,38	71,33	5,53	26,17	3,19	22,36
S-E4	06/02/2019	11:58	905	35,8	21	No Ok (-35,79%)	64,65	4,78	26,15	2,91	22,2	74,49	5,11	27,29	3,21	23,23
S-E5	16/01/2019	15:52	709	20,5	13,3	No Ok (-17,28%)	104,83	3,98	41,66	3,02	34,73	144,76	5,59	41,85	4,26	33,99
S-E5	16/01/2019	15:53	707	20,9	13,3	No Ok (-12,14%)	111,51	3,95	41,6	3,37	33,09	153,76	5,59	41,8	4,66	33,01
S-E5	16/01/2019	15:53	705	20,9	13,3	No Ok (-11,69%)	111,36	3,95	41,54	3,28	33,91	154,55	5,58	41,81	4,66	33,15
S-E5	04/02/2019	11:48	573	22	15	No Ok (-18,87%)	82,72	3,28	40,52	2,43	34,08	141,97	5,68	41,37	4,24	33,46
S-E5	04/02/2019	11:50	599	22,7	15	No Ok (-17,79%)	87,01	3,47	40,52	2,55	34,14	143,87	5,76	41,38	4,26	33,78
S-E5	04/02/2019	11:51	608	22,8	15	No Ok (-18,59%)	87,51	3,47	40,48	2,58	33,97	142,47	5,66	41,35	4,24	33,61
S-E5	06/02/2019	12:26	932	26,4	21	No Ok (-25,02%)	121,87	4,9	39,58	3,83	31,8	131,21	5,21	39,87	4,11	31,96

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{SC} OPC [A]	V _{OC} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{SC} STC [A]	V _{OC} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
S-E5	06/02/2019	12:26	935	26,2	21	No Ok (-24,39%)	123,56	4,89	39,59	3,86	31,98	132,32	5,19	39,89	4,13	32,07
S-E5	06/02/2019	12:27	935	26,2	21	No Ok (-23,60%)	124,69	4,89	39,55	4,1	30,4	133,7	5,2	39,89	4,27	31,31
S-E5	06/02/2019	12:32	934	29,8	21	No Ok (-27,00%)	77,8	4,84	25,77	3,93	19,8	84,68	5,07	26,29	4,2	20,18
S-E5	06/02/2019	12:33	934	29,9	21	No Ok (-27,36%)	77,39	4,84	25,77	3,8	20,38	84,26	5,07	26,3	4,06	20,78
S-E5	06/02/2019	12:33	934	30,1	21	No Ok (-28,25%)	76,4	4,84	25,77	3,78	20,21	83,23	5,07	26,32	4,04	20,62
S-E5	06/02/2019	12:33	933	30,4	21	No Ok (-13,99%)	91,27	4,91	26,79	4,37	20,91	99,77	5,21	27,42	4,67	21,38
S-E5	06/02/2019	12:33	935	30,6	21	No Ok (-14,04%)	91,27	4,91	26,82	4,37	20,91	99,71	5,2	27,43	4,66	21,41
S-E5	06/02/2019	12:34	933	30,5	21	No Ok (-13,84%)	91,35	4,91	26,82	4,37	20,91	99,94	5,21	27,43	4,67	21,4
S-E6	16/01/2019	15:55	734	18	13,3	No Ok (-25,01%)	98,91	4,13	42,11	2,86	34,61	131,24	5,61	41,82	3,9	33,66
S-E6	16/01/2019	15:56	734	18,9	13,3	No Ok (-24,36%)	99,15	4,13	41,95	2,8	35,37	132,37	5,62	41,78	3,83	34,58
S-E6	16/01/2019	15:56	731	19,5	13,3	No Ok (-23,92%)	99,21	4,12	41,94	2,8	35,49	133,14	5,62	41,93	3,83	34,78
S-E6	04/06/2019	12:11	833	36.8	26	No Ok (-25,80%)	103,18	4,4	39,29	3,15	32,74	129,85	5,1	41,29	3,77	34,48

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{SC} OPC [A]	V _{OC} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{SC} STC [A]	V _{OC} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
S-E6	04/06/2019	12:11	840	36.6	26	No Ok (-25,73%)	104,34	4,44	39,25	3,19	32,74	129,98	5,16	41,18	3,77	34,44
S-E6	04/06/2019	12:12	849	36.6	26	No Ok (-25,48%)	105,75	4,52	39,21	3,23	32,79	130,41	5,21	41,16	3,78	34,49
S-E6	04/06/2019	12:12	865	36.20	26	No Ok (-25,34%)	107,55	1,63	39,24	3,28	32,79	130,66	1,89	41,06	3,77	34,62
S-E6	07/06/2019	11:59	882	23.5	15	No Ok (-38,77%)	116,7	4,91	41,11	3,37	34,67	131,65	5,55	41,21	3,82	34,49
S-E6	07/06/2019	11:59	880	26.3	15	No Ok (-38,02%)	116,46	4,90	4,01	3,36	34,67	133,26	5,56	41,56	3,81	34,95
S-E6	07/06/2019	12:00	881	27	15	No Ok (-38,16%)	115,98	4,90	40,95	3,35	34,61	132,96	5,54	41,52	3,8	34,98
S-E6	07/06/2019	12:00	880	27.40	15	No Ok (-38,01%)	116,12	4,90	40,90	3,36	34,61	133,28	5,55	41,58	3,81	34,99
S-E7	16/01/2019	15:59	693	21,5	13,3	No Ok (-70,19%)	38,72	2,77	42,34	1,7	22,84	52,16	3,85	42,71	2,45	21,32
S-E7	16/01/2019	16:00	696	22,8	13,3	No Ok (-68,09%)	40,62	2,81	42,34	1,89	21,44	55,84	3,88	42,88	2,62	21,35
S-E7	16/01/2019	16:00	694	23,4	13,3	No Ok (-65,33%)	43,79	2,79	42,34	1,9	23,02	60,67	3,9	42,98	2,74	22,14
S-S1	05/02/2019	13:40	917	37,8	20	No Ok (-18,97%)	124,73	4,69	39,82	3,75	33,26	141,8	4,99	41,77	4,04	35,1
S-S1	05/02/2019	13:42	913	38,6	20	No Ok (-18,81%)	124,05	4,69	39,76	3,74	33,15	142,08	5	41,83	4,05	35,1

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{SC} OPC [A]	V _{OC} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{SC} STC [A]	V _{OC} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
S-S1	05/02/2019	13:42	919	39	20	No Ok (-19,23%)	124,09	4,7	39,72	3,75	33,09	141,34	4,97	41,87	4,03	35,09
S-S1	05/02/2019	13:52	921	39	20	No Ok (-20,80%)	80,74	4,82	26,25	3,75	21,55	91,87	5,02	27,69	4,01	22,9
S-S1	05/02/2019	13:53	919	39,2	20	No Ok (-20,36%)	80,87	4,82	26,3	3,74	21,61	92,39	5,02	27,71	4,02	22,98
S-S1	05/02/2019	13:53	919	39,1	20	No Ok (-20,25%)	81,09	4,82	26,36	3,74	21,67	92,51	5,03	27,76	4,02	23,04
S-S1	05/02/2019	13:55	920	39	20	No Ok (-20,34%)	81,13	4,51	26,43	3,75	21,61	92,41	4,74	27,8	4,02	22,96
S-S1	05/02/2019	13:55	921	39,1	20	No Ok (-21,61%)	79,9	4,32	26,41	3,61	22,14	90,93	4,69	27,82	3,87	23,51
S-S1	05/02/2019	13:56	921	39,3	20	No Ok (-20,25%)	81,18	4,51	26,38	3,75	21,67	92,51	4,73	27,84	4,01	23,06
S-S1	04/06/2019	12:01	855	38.5	26	No Ok (-11,62%)	123,34	4,42	40,54	3,7	33,38	154,67	5,25	42,84	4,37	35,37
S-S1	04/06/2019	12:02	829	38.6	26	No Ok (-13,13%)	117,71	4,42	40,44	3,46	34,02	152,02	5,31	42,82	4,22	35,99
S-S1	04/06/2019	12:02	819	38.6	26	No Ok (-13,13%)	116,38	4,38	40,42	3,42	34,02	152,02	5,34	42,84	4,22	35,99
S-S1	04/06/2019	12:02	821	38.5	26	No Ok (-12,95%)	116,86	4,39	40,42	3,43	34,08	152,33	5,33	42,82	4,23	36,03
S-T1	16/01/2019	13:39	908	28,4	16	No Ok (-38,73%)	96,29	5,19	27,49	4,36	22,08	107,22	5,6	27,98	4,79	22,38

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{SC} OPC [A]	V _{OC} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{SC} STC [A]	V _{OC} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
S-T1	16/01/2019	13:39	907	28,4	16	No Ok (-38,84%)	95,94	5,18	27,47	4,35	22,08	107,02	5,61	27,93	4,78	22,39
S-T1	16/01/2019	13:40	912	28,7	16	No Ok (-38,89%)	96,3	5,21	27,47	4,37	22,02	106,95	5,6	27,94	4,78	22,36
S-T1	04/06/2019	13:14	843	35.5	26	No Ok (-36,55%)	89,38	4,78	26,71	4,20	21,26	111,03	5,59	27,9	4,96	22,37
S-T1	04/06/2019	13:15	845	35.3	26	No Ok (-37,01%)	89,05	4,79	26,68	4,21	21,14	110,24	5,57	27,88	4,96	22,23
S-T1	04/06/2019	13:15	845	35.8	26	"No Ok (-36,80%)	89,14	4,8	26,67	4,22	21,14	110,59	5,59	27,93	4,96	22,28
S-T1	04/06/2019	13:16	843	36.3	26	No Ok (-36,23%)	89,29	4,81	26,65	4,2	21,26	111,60	5,61	27,91	4,96	22,52
S-T1	04/06/2019	13:20	853	30.40	26	"Ok* (-2,62%)	134,30	4,8	40,14	4,3	31,22	160,67	5,6	41,3	5,03	31,94
T-2	27/11/2018	13:06	733	18,4	15	No Ok (-36,24%)	81,39	3,33	43,29	2,89	28,17	105,2	4,5	43,08	3,95	26,61
T-2	27/11/2018	13:08	687	19	15	No Ok (-33,68%)	78,95	3,22	42,91	2,77	28,52	109,42	4,65	42,89	3,93	27,84
T-2	27/11/2018	13:08	745	19,3	15	No Ok (-36,63%)	81,34	3,35	42,84	2,87	28,35	104,56	4,46	42,73	3,74	27,94
T-2	15/01/2019	13:07	900	23,8	16,6	No Ok (-45,46%)	87,19	3,93	41,65	3,27	26,65	95,45	4,33	41,77	3,64	26,24
T-2	15/01/2019	13:12	899	27,5	16,6	No Ok (-45,58%)	85,47	3,92	40,89	3,27	26,12	95,24	4,32	41,52	3,63	26,22

Nº Mod.	Día	Hora	W W/m ²	T _{CELDA} (°C)	T _{amb} (°C)	Curva ok/no ok	P _{MAX} OPC [W]	I _{SC} OPC [A]	V _{OC} OPC [V]	I _{MPP} OPC [A]	V _{MPP} OPC [V]	P _{MAX} STC (W)	I _{SC} STC [A]	V _{OC} STC [V]	I _{MPP} STC [A]	V _{MPP} STC [V]
T-2	15/01/2019	13:15	904	28,3	16,6	No Ok (-45,63%)	85,31	3,95	40,71	3,29	25,95	95,16	4,32	41,43	3,63	26,19
T-2	15/01/2019	13:16	904	28,8	16,6	No Ok (-45,51%)	85,43	3,95	40,68	3,3	25,89	95,36	4,32	41,5	3,64	26,2
T-2	15/01/2019	13:16	904	29,1	16,6	No Ok (-45,35%)	85,52	3,95	40,67	3,3	25,95	95,64	4,32	41,48	3,64	26,3
T-2	04/06/2019	13:05	863	30,1	26	No Ok (-40,41%)	91,95	3,86	42,87	3,32	27,7	104,28	4,44	42,96	3,85	27,1
T-2	04/06/2019	13:06	862	32.3	26	No Ok (-39,26%)	93,34	3,86	42,81	3,36	27,82	106,29	4,44	43	3,78	28,14
T-2	04/06/2019	13:06	864	35.6	26	No Ok (-39,38%)	92,86	3,86	42,75	3,25	28,58	106,09	4,44	43,01	3,76	28,23

ANEJO N° 4.
ELECTROLUMINISCENCIA

8.4 ANEJO Nº 4. ELECTROLUMINISCENCIA

8.4.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad existen gran diversidad de métodos orientados a la detección de imperfecciones o fallos, ya sea para detectar fallos antes de su instalación o bien para ver su degradación con el paso del tiempo que puedan presentar los módulos fotovoltaicos. Una de las técnicas más demandadas para la inspección de los paneles solares son los ensayos de electroluminiscencia. Habitualmente estos ensayos se realizaban solo en laboratorios, sin embargo, esta técnica de inspección cualitativa ha sido extendida a otros entornos como parques solares, almacenes, debido al gran nivel de detalle que ofrece y por ser una técnica que puede complementar y ayudar a la detección de fallos como la medición de las curvas I-V y la termografía.

La electroluminiscencia se trata de un fenómeno eléctrico y óptico por el cual un material en respuesta a una corriente eléctrica inyectada sobre él emite luz. El ensayo se basa en excitar los módulos con corriente continua para provocar una luminiscencia en la región NIR del espectro (1100-1200nm). La luz emitida es detectada por una cámara especializada capaz de ejecutar captura en el rango de esta región. Esta técnica permite ver defectos ocultos a nuestros ojos con gran precisión y de forma inmediata, como, por ejemplo, microrroturas provocadas por el transporte, grietas celulares en los módulos las cuales aparecen como líneas oscuras en la célula solar en la imagen EL, etc.

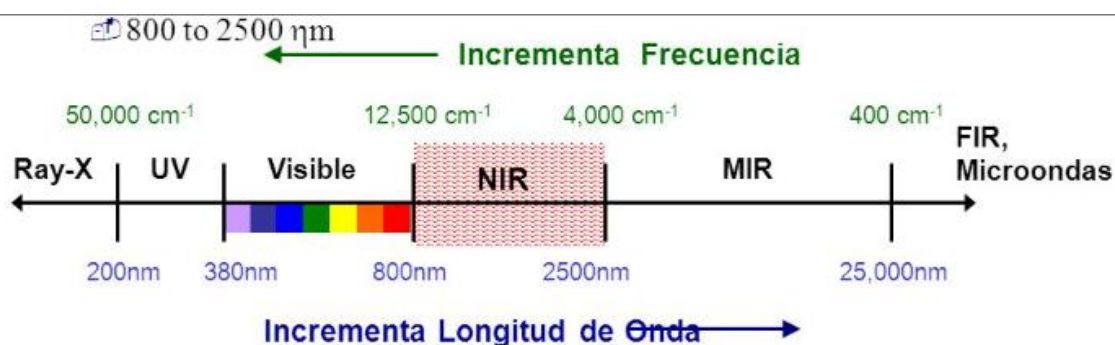


Imagen nº 24: situación de la región NIR del espectro. Fuente: [29].

Habitualmente este tipo de ensayos se realizan en un entorno oscuro debido a que la cantidad de radiación infrarroja cercana a 1150 nm emitida por el módulo solar es baja en comparación con la radiación emitida por la iluminación de fondo. El ambiente oscuro es útil pero no es necesario para disminuir el "ruido" de fondo durante la imagen EL. Además, se puede usar un filtro de borde de paso alto a 850 nm para reducir la luz que interfiere con otras fuentes. La resolución de la cámara debe ser al menos lo suficientemente alta como para que las células solares en el módulo puedan identificarse claramente. Para reducir la influencia de la luz parásita, se puede tomar y restar una imagen sin corriente de CC a través del módulo fotovoltaico (resta de campo oscuro). La caracterización al aire libre también es posible en la oscuridad, o mediante el uso de la técnica de resta o bloqueo de campo oscuro junto con una cámara sensible.

En cuanto a las cámaras usadas para la electroluminiscencia, existen dos variedades de sensores que pueden fabricarse a partir de una gran variedad de materiales. Estos son; el dispositivo acoplado de carga (CCD) y el semiconductor complementario de óxido metálico (CMOS). Debe destacarse que el CMOS y el CCD son diseños diferentes

utilizados en los sensores de imágenes, pero no son directamente responsables de absorber los fotones incidentes. La especificación clave para los sistemas de cámara EL se deriva de la necesidad de que la cámara sea sensible a los espectros de emisión del material que se está probando.

Como se puede ver la gráfica siguiente (Imagen nº 25) para un módulo solar de silicio cristalino (c-Si), los espectros de emisión tienen un pico a 1150 nm, mientras que, para otras tecnologías, como el silicio amorfo (a-Si), el pico de emisión reside en una longitud de onda más larga (1200 nm - 1400 nm).

La gráfica también muestra las curvas de eficiencia cuántica de varios estilos de sensores utilizados para las mediciones EL. Las curvas de las cámaras CCD y CMOS basadas en silicio solo se superponen parcialmente con los picos de emisión de silicio. Sin embargo, las cámaras de InGaAs tienen una mayor eficiencia cuántica en la parte de longitud de onda larga del espectro y es más sensible en esta región.

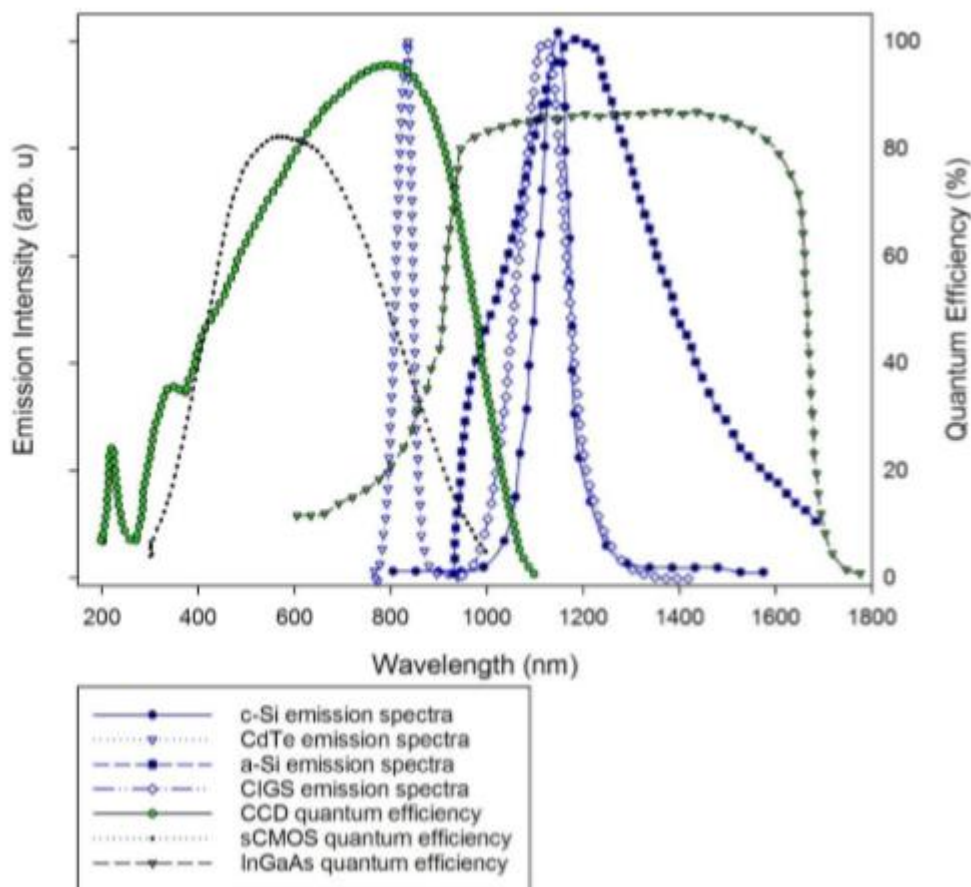


Imagen nº 25: gama de espectros de emisión para diferentes tecnologías. Fuente: [30].

El alto número de píxeles del CCD de silicio combinado con una buena óptica ayuda a permitir una resolución espacial más fina en la imagen. La desventaja del CCD de silicio para las mediciones EL de silicio cristalino, silicio amorfo y módulos fotovoltaicos basados en CIGS es que el CCD de silicio tiene una eficiencia cuántica pobre más allá de 1000nm, como se muestra en la gráfica anterior.

Un material semiconductor de banda más pequeño, como InGaAs, tiene una mayor eficiencia cuántica en la parte de mayor longitud de onda del espectro cuando se compara con el silicio y cubre todos los espectros de emisión del silicio.

La elección del tipo de cámara EL que se utiliza cuando se toman imágenes de módulos fotovoltaicos depende de una serie de factores. Al igual que con muchos tipos de equipos de cámara, existe un equilibrio entre el costo, la resolución y la sensibilidad. Por ejemplo, las cámaras CCD de silicio tienden a tener una resolución más alta y un costo más bajo que los sensores CMOS de InGaAs, pero no son tan sensibles a los espectros de emisión de silicio cristalino. Si bien su alta resolución hace que los sensores de silicio CCD sean una opción popular, el sensor InGaAs tendría una sensibilidad significativamente mayor al silicio cristalino y algunas tecnologías de película delgada. Sin embargo, un CCD de silicio se ajusta muy bien a los espectros de emisión CdTe y sería el tipo de cámara recomendado para esta aplicación. A pesar de los diferentes niveles de sensibilidad, con intervalos y metodologías de recolección de datos adecuados, como tiempos de exposición más largos, filtros y enfriamiento activo del sensor, cualquiera de las cámaras puede utilizarse para obtener imágenes EL de módulos fotovoltaicos [30].

8.4.2 CONTROL DE MEDICIONES

Las mediciones que se llevaron a cabo se realizaron tanto del módulo completo, como en algunos módulos de cada *string* por separado, para ver los posibles fallos con mayor exactitud. Generalmente cada medición por módulo tenía una duración de unos 4-5 días inyectándole corriente al mismo tiempo que cada 30 minutos se tomaba una foto.

Nº Módulo	Nº Medida	Día conectamos	Hora conectamos	Día desconectamos	Hora desconectamos	Tª Cámara	Humedad Cámara	Tensión	Corriente
E-3	Completo	21/01/2019	12:50	24/01/2019	17:27	27,4	61,2	47,12	5,11
S-E2	Completo	24/01/2019	17:32	29/01/2019	12:36	23,6	61,6	47,12	5,11
S-E5	Completo	29/01/2019	12:41	31/01/2019	17:28	27,5	62,2	4,14	5,11
S-E4	Completo	31/01/2019	17:33	04/02/2019	10:39	25,0	63	46,5	5,11
S-E3	Completo	04/02/2019	10:44	05/02/2019	13:00	24,3	62,1	48,08	5,11
S-E3	Primer <i>STRING</i>	05/02/2019	13:05	07/02/2019	17:12	24,4	62,4	15,9	5,09
S-E3	Segundo <i>STRING</i>	07/02/2019	17:17	11/02/2019	12:55	22,4	63,3	15,0	5,09
S-E3	Tercer <i>STRING</i>	11/02/2019	13:00	14/02/2019	13:34	22,6	62,8	16,4	5,10
S-E7	Primer <i>STRING</i>	14/02/2019	13:39	18/02/2019	17:11	22,8	62,5	16,2	5,08
S-E7	Segundo <i>STRING</i>	18/02/2019	17:16	21/02/2019	12:52	22,7	62,7	16,8	5,08
S-E7	Tercer <i>STRING</i>	21/02/2019	12:57	25/02/2019	13:26	23,4	62,7	16,4	5,09
S-E6	Primer <i>STRING</i>	25/02/2019	13:31	28/02/2019	13:20	23,6	62,5	15,8	5,13

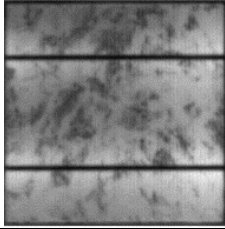
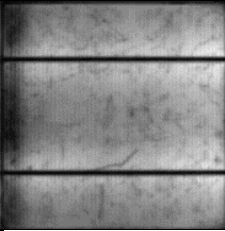
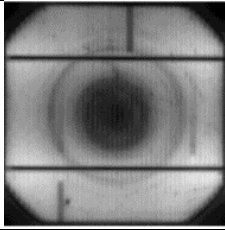
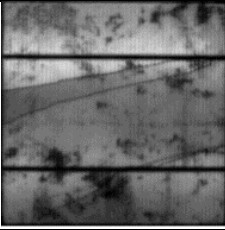
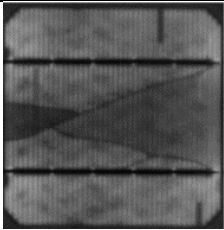
S-E6	Segundo <i>STRING</i>	28/02/2019	13:25	08/03/2019	10:20	23,6	63,0	15,0	5,13
S-E6	Tercer <i>STRING</i>	08/03/2019	10:25	12/03/2019	12:29	23,8	63,3	15,8	5,14
E-8	Primer <i>STRING</i>	12/03/2019	12:34	15/03/2019	13:14	24,1	63,0	16,0	5,12
E-8	Segundo <i>STRING</i>	15/03/2019	13:19	19/03/2019	11:24	22,6	62,4	16,0	5,12
E-8	Tercer <i>STRING</i>	19/03/2019	11:29	22/03/2019	10:55	19,7	62,8	15,68	4,64
T-2	Primer <i>STRING</i>	22/03/2019	11:00	25/03/2019	18:00	21,4	62,5	16,59	5,18
T-2	Segundo <i>STRING</i>	25/03/2019	18:15	27/03/2019	19:30	21,5	62,4	16,07	5,17
T-2	Tercer <i>STRING</i>	27/03/2019	19:35	02/04/2019	12:01	24,02	62,1	16	5,09
S-E4	Primer <i>STRING</i>	02/04/2019	12:06	05/04/2019	13:06	22,5	64,2	14,7	5,09
S-E4	Segundo <i>STRING</i>	05/04/2019	13:11	08/04/2019	13:31	24,6	63,6	15,2	5,06
S-E4	Tercer <i>STRING</i>	08/04/2019	13:36	11/04/2019	12:20	23,8	63,6	15,9	5,09


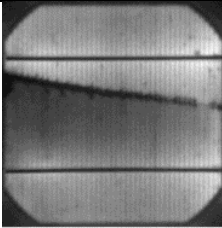
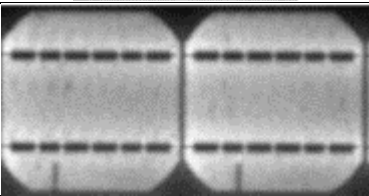
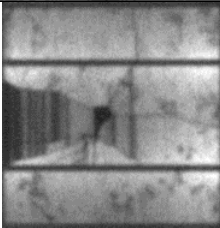
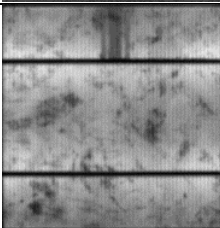
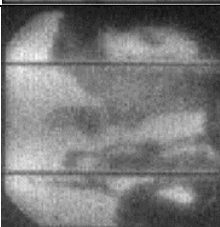
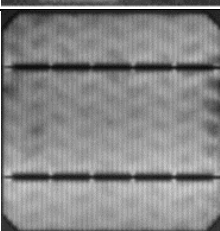
T-2	Completo	24/04/2019	17:13	29/04/2019	10:41	30,1	63,6	45,47	5,20
S-E6	Completo	29/04/2019	11:20	02/05/2019	10:54	29,4	62,7	43,40	5,20
S-E7	Completo	02/05/2019	11:08	06/05/2019	18:34	30,2	62,7	45,75	5,20
S-T1	Completo (1-2 STRING)	07/05/2019	12:42	13/05/2019	17:07	28,5	62,8	29,45	5,17
S-E1	Completo	13/05/2019	17:34	16/05/2019	17:50	32,3	61,2	42,61	4,96
S-S1	Completo	17/05/2019	12:23	21/05/2019	12:04	30,4	63,9	44,45	4,95
S-C1	Completo	21/05/2019	12:45	24/05/2019	11:26	33,7	62,4	38,9	7,86

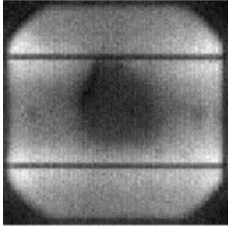
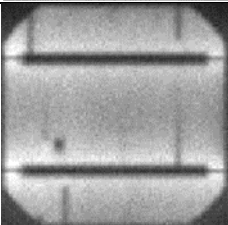
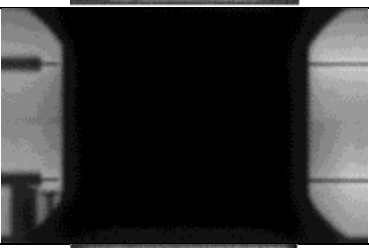
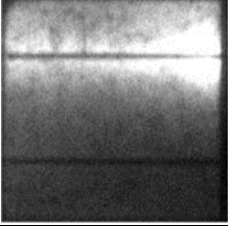
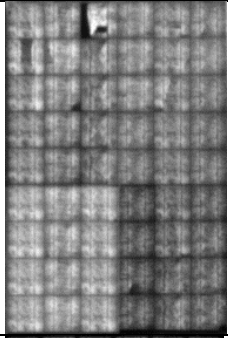
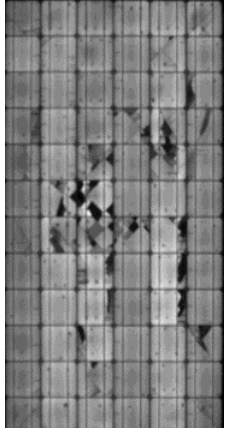
Tabla nº 3: control de las mediciones de EL llevadas a cabo en cada módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

8.4.3 CLASIFICACIÓN DE FALLOS POR ELECTROLUMINISCENCIA

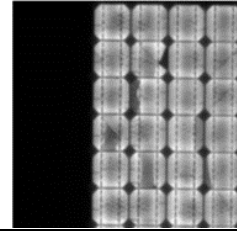
De acuerdo con la siguiente clasificación propuesta en el informe Review on Failures of Photovoltaic Modules confeccionado por el NREL (National Renewable Energy Laboratory) podremos entender mejor las imágenes realizadas a nuestros módulos y ver los motivos de fallos de éstos:

TIPO	IMAGEN EL
Dislocaciones de cristales en una oblea multicristalina	
Un borde de la oblea	
Anillos de estriación	
Grietas en la célula solar. La celda tiene una grieta, pero ésta no influye en el flujo de corriente sobre ella (sin resistencia a la grieta)	
Grietas en la célula solar. La celda tiene una grieta y ésta influye en el flujo de corriente hacia la cinta de interconexión de la celda. Sin embargo, la célula todavía está conectada.	

<p>Grietas en las células solares. La celda tiene una grieta y aísla completamente la parte de la celda de la cinta de interconexión de la celda. Una imagen EL tomada a aproximadamente 1/10 de la corriente nominal (imagen superior) del módulo fotovoltaico es más capaz de revelar partes celulares aisladas que una tomada a la corriente nominal (imagen inferior), comparar las partes inferiores izquierdas de las dos imágenes.</p>	
<p>Línea de grieta cruzada / grieta cruzada</p>	
<p>Fallo del dedo A, a menudo interrupciones de dedo idénticas en algunas celdas de un módulo fotovoltaico</p>	
<p>Falla en el dedo B, interrupciones en los dedos a lo largo de las grietas celulares</p>	
<p>Fallo en el dedo C, también llamado interrupciones de cuadrícula causadas por soldadura (GICS)</p>	
<p>Humedad corrosiva</p>	
<p>Fallo de conformación de contacto, la falta de homogeneidad de la temperatura de la banda de transporte durante el proceso de cocción del proceso de la célula conduce a una huella como un neumático</p>	

<p>Falla de formación de contacto, la falta de homogeneidad de la temperatura durante el proceso de cocción del proceso celular lleva al gradiente del borde central de la resistencia de contacto de la metalización del dedo de la célula</p>	
<p>Fallo de derivación en la célula solar</p>	
<p>Fallo de derivación debido a la interconexión de la celda</p>	
<p>Interconexión celular desconectada</p>	
<p>Repetición de grietas celulares inducidas en la producción</p>	
<p>Inclinación sobre módulo fotovoltaico. Muchas grietas de tipo dendrítico se encuentran principalmente en las celdas en el medio del módulo</p>	

Desviación por el diodo de paso o
interrupción en el flujo de corriente en
algún lugar de la cadena



ANEJO N° 5.
TERMOGRAFÍA

8.5 ANEJO Nº 5. TERMOGRAFÍA

8.5.1 INTRODUCCIÓN

La termografía se basa en la medición de la temperatura, según la ley de la radiación del cuerpo negro, de cualquier objeto que estando por encima del cero absoluto emite radiación infrarroja. Por lo tanto, los dispositivos de medición infrarrojos adquieren la radiación infrarroja emitida por un objeto y la transforman en una señal electrónica. La radiación detectada de los objetos se puede visualizar desde la cámara IR y se pueden observar anomalías térmicas y eléctricas en los módulos fotovoltaicos.

Sin embargo, la cámara IR no recibe solo la radiación del objeto, sino también el reflejo del entorno. La emisividad, la radiación de reflexión y la absorción de la atmósfera son algunos parámetros que influyen en la medición de la temperatura del objeto inspeccionado.

Básicamente, existen tres tipos diferentes de métodos de termografía para detectar fallos en los módulos fotovoltaicos. La técnica más común y más fácil de aplicar es la termografía en condiciones de estado estable. Este método permite el análisis de módulos fotovoltaicos en el campo. La termografía de pulso y la termografía de bloqueo permiten una visión más detallada del módulo fotovoltaico, pero ambas técnicas deben realizarse en condiciones de laboratorio.

Estas mediciones se pueden realizar o bien tanto para módulos fotovoltaicos individuales o para escanear sistemas a gran escala, siempre y cuando la medición se realice en condiciones de estado estable del módulo fotovoltaico.

Las mediciones de termografía muestran las diferencias de temperatura inducidas por una corriente externa o aplicando luz al módulo fotovoltaico. Durante las mediciones en la oscuridad, no se aplica luz al módulo, pero se suministra corriente externa (generalmente la corriente de cortocircuito I_{sc}) al módulo fotovoltaico. Para evitar daños térmicos en los módulos de película delgada, se debe garantizar que la I_{sc} de los módulos no se exceda en más del 30%.

Durante la iluminación, el calor y la corriente son generados por la luz incidente (por ejemplo, el sol) que puede causar una temperatura no homogénea del módulo fotovoltaico. Para una detección más precisa de los defectos, la imagen termográfica se realiza bajo la iluminación del módulo fotovoltaico y se debe comparar la distribución de la temperatura de varias condiciones de carga: cortocircuito, circuito abierto y en el punto de máxima potencia.

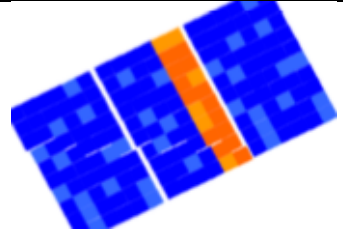
Las mediciones de termografía iluminada (al aire libre) se deben realizar en un día soleado sin nubes, con mín. 700 W/m^2 de irradiación en la matriz de módulos. Idealmente, la temperatura ambiente, así como la velocidad del viento que sea baja. Para una medición correcta de la temperatura, la cámara debe ajustarse a la temperatura ambiente correcta y los valores de emisividad a la superficie inspeccionada, siendo los valores típicos de emisividad son 0,85 para el vidrio y 0,95 para la lámina posterior del polímero.

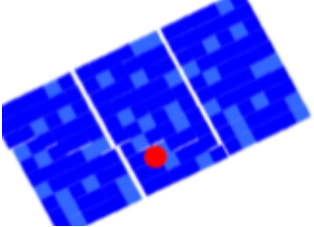
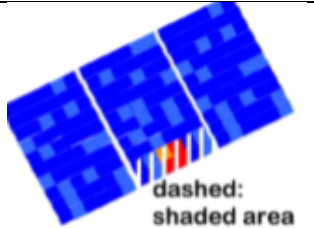
Cuando la iluminación es uniforme, las temperaturas de las celdas pueden diferir solo unos pocos grados. Si el módulo está en cortocircuito o si hay defectos, las variaciones

de temperatura pueden ser mucho mayores. Se pueden alcanzar múltiplos de 10 °C de diferencia de temperatura entre los puntos calientes, en comparación con las partes operativas normales [30].

8.5.2 CLASIFICACIÓN DE FALLOS POR TERMOGRAFÍA

De acuerdo con la siguiente clasificación propuesta en el informe Review on Failures of Photovoltaic Modules confeccionado por el NREL (National Renewable Energy Laboratory) podremos entender mejor las imágenes realizadas a nuestros módulos y ver los motivos de fallos de éstos:

TIPO	Motivo de fallo	Imágenes Termografía
Un módulo más cálido que otros	El módulo está en circuito abierto, no conectado al sistema	
Un <i>string</i> es más cálido que otras filas en el módulo	Cortocircuito (SC) o subcadena abierta - diodo de derivación SC - SC interno	
Las celdas individuales son más cálidas, no se reconoce ningún patrón (patrón de mosaico)	El módulo completo está en cortocircuito - Todos los diodos de derivación SC - Conexión incorrecta	
Las celdas individuales son más cálidas, las partes inferiores y cerca del marco más calientes que las partes superior y media.	Derivaciones masivas causadas por degradación potencial inducida (PID) y / o polarización	
Una celda claramente más caliente que las otras	- Efectos de sombreado - Célula defectuosa - Célula con delaminación	
Parte de una celda es más caliente.	- Célula rota - Interconexión de cadena desconectada	

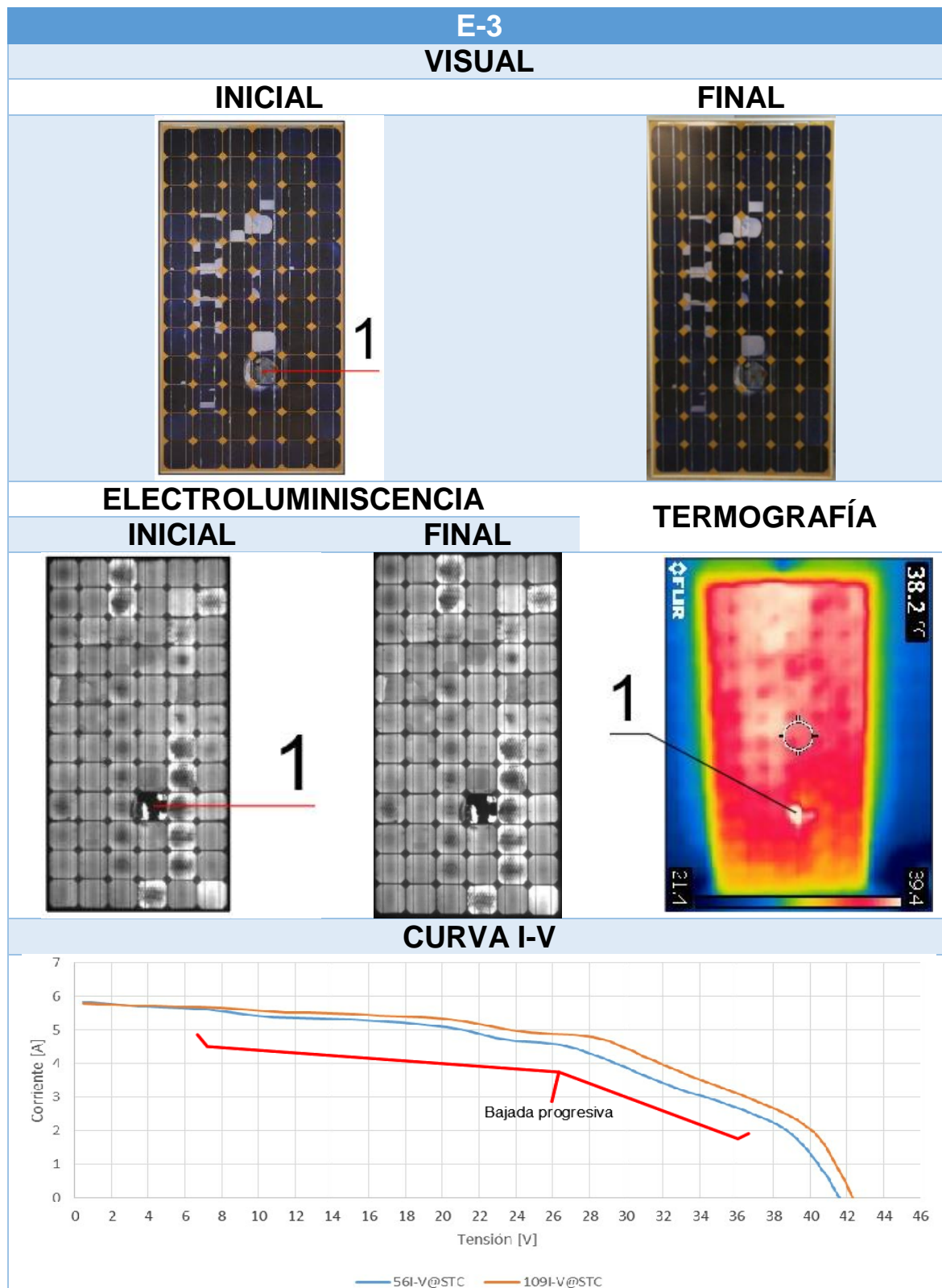
<p>Calentamiento puntiagudo</p>	<p>- Artefacto - parcialmente sombreado, por ejemplo. Caída de aves, varilla de protección contra rayos</p>	
<p>Parte de la sub-cuerda notablemente más caliente que otras cuando está igualmente sombreada</p>	<p>Cadena secundaria con diodo de derivación faltante o de circuito abierto</p>	 <p>dashed: shaded area</p>

ANEJO N° 6.

**CARACTERIZACIÓN DE
FALLOS ENCONTRADOS
MEDIANTE SU CURVA I-V,
ELECTROLUMINISCENCIA Y
TERMOGRAFÍA**

8.6 ANEJO Nº 6. CARACTERIZACIÓN DE FALLOS ENCONTRADOS MEDIANTE SU CURVA I-V, ELECTROLUMINISCENCIA Y TERMOGRAFÍA

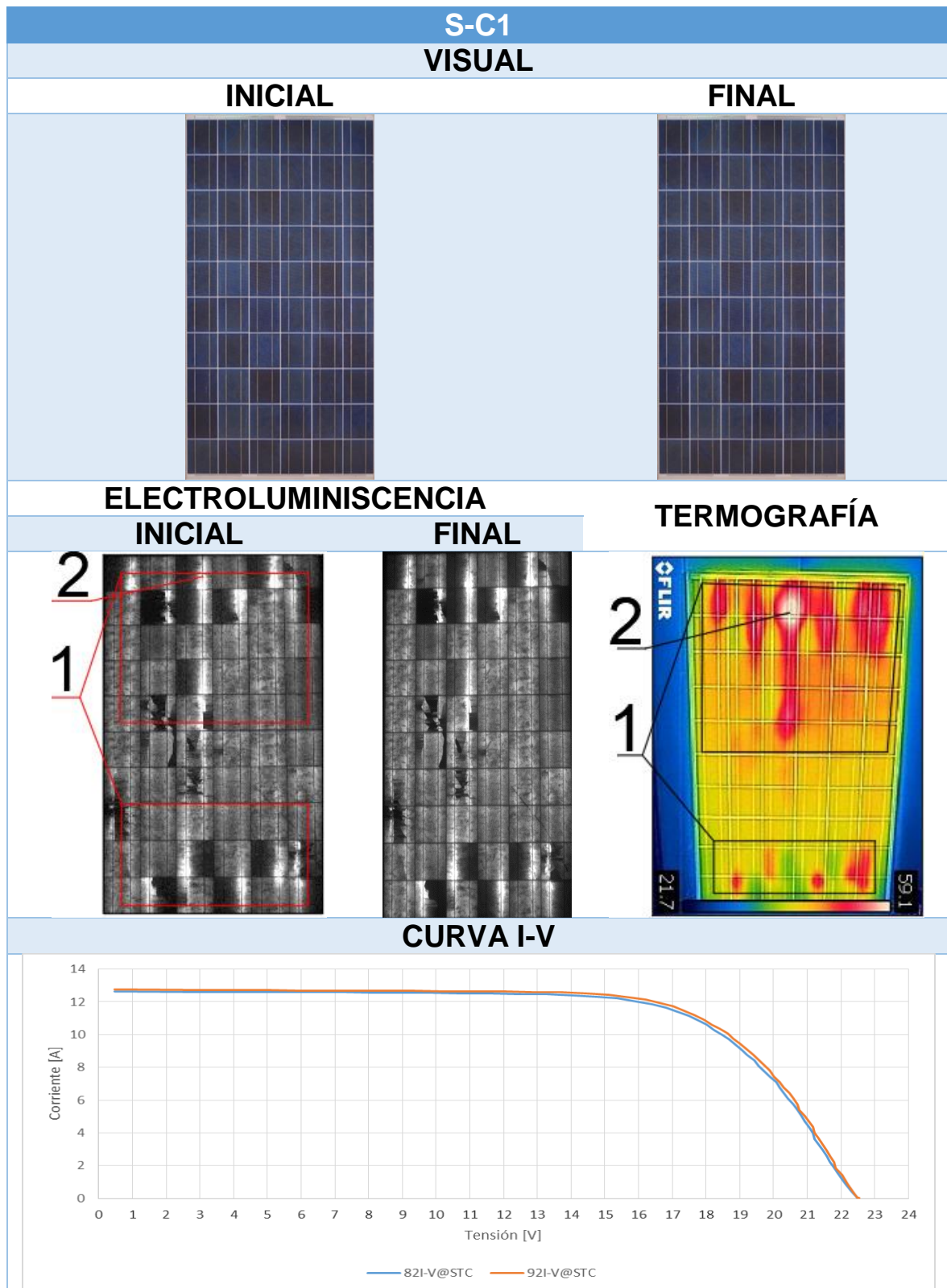
8.6.1 IMÁGENES MÓDULOS COMPLETOS



OBSERVACIONES

Fallo 1. Como se aprecia en la imagen visual del módulo, éste presenta una célula posiblemente quemada. En su EL se refleja que dicha célula tiene la parte central más oscura y por lo tanto inactiva y cómo el resto de ésta se encuentra de color blanco, ya que toda la corriente está pasando por esta zona. Por su parte en la termografía queda reflejada que está mucho más caliente la parte de la célula activa por donde pasará toda la corriente. Posiblemente la parte inactiva de la célula anteriormente había sido un Hot Spot (punto caliente).

CURVA I-V: En cuanto a su curva I-V vemos cómo presenta una bajada progresiva a mitad de la curva lo cual será debido a que a partir del primer *string* tiene células defectuosas, además viendo los valores dados por el fabricante y los valores en condiciones STC de la V_{OC} comprobamos que hay una bajada de en torno a 0,7V lo cual es debido a la célula del fallo1.

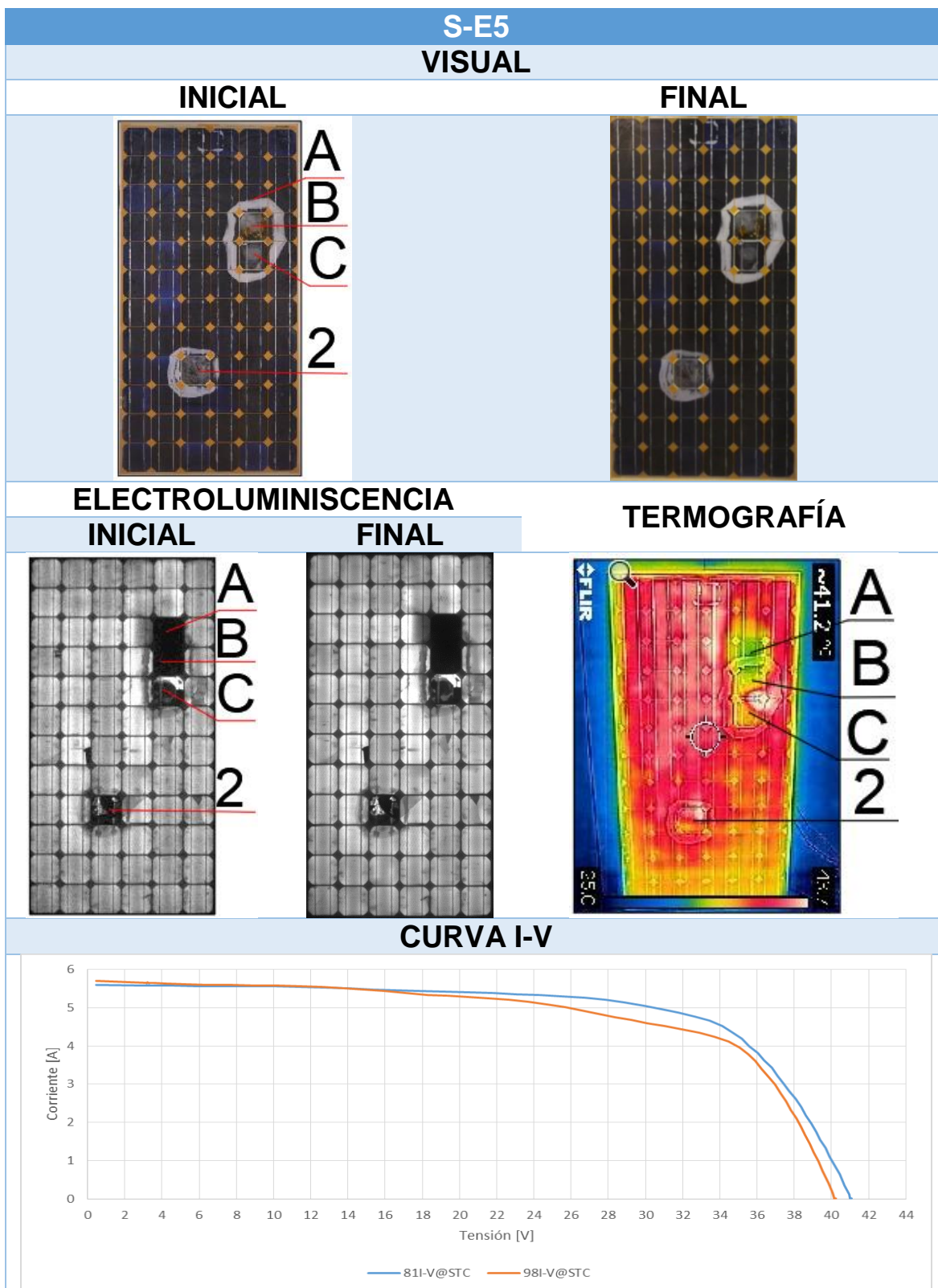


OBSERVACIONES

Fallo 1. En este caso en su imagen visual no se aprecian deterioros físicos aparentes en las células. Sin embargo, tanto en sus imágenes de EL y de termografía se percibe que en las células superiores e inferiores de este módulo aparecen células deterioradas. Se observa que la mayoría presentan una mitad más oscura, es decir, sin paso de corriente y otra más blanca, es decir, con el paso de toda la corriente.

Fallo 2. En la termografía se observa cómo se marca un Hot Spot en estas células, debido a su elevada temperatura, lo cual puede estar repercutiendo en el deterioro del resto de células vecinas.

CURVA I-V; en este caso la curva I-V presenta una bajada bastante considerable en su V_{OC} , debido a que muchas de sus células presentan daños importantes.

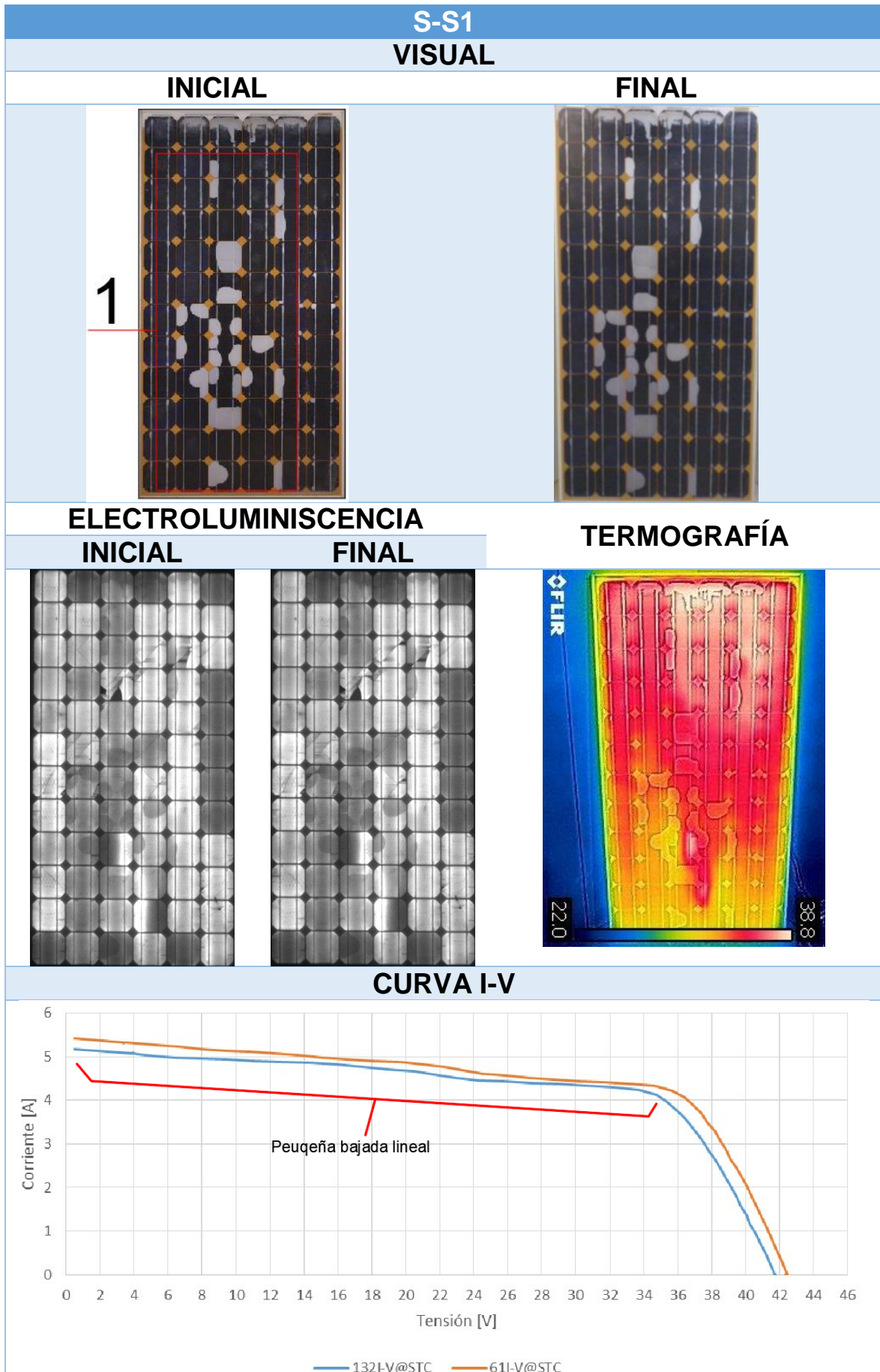


OBSERVACIONES

Fallo 1. En este caso observamos en la imagen visual que el módulo tiene dos células que presentan delaminación y quemadura (células B y C). A priori podríamos pensar que solo esas dos estarían dañadas, pero las imágenes de EL y termográficas nos desvelan que hay una tercera célula dañada (célula A). Esto nos lleva a pensar que la célula B por la quemadura empezó a dañar a las otras dos. La célula A ha dejado de funcionar y la C todavía no está dañada del todo. En ésta última célula toda la corriente está pasando por el lado más blanco, es decir, con mayor temperatura. Si en este parte la temperatura sigue subiendo al final se sobrecalentará, dejará de funcionar, y puede ser que dañe a otras células a su alrededor.

Fallo 2. En este caso la imagen visual nos evidencia que la célula presenta daños por quemadura y delaminación. En su EL y su termografía observamos cómo ésta presenta daños en su parte central (oscura en la EL) y empieza a sobrecalentarse la zona activa (punto blanco en la termografía).

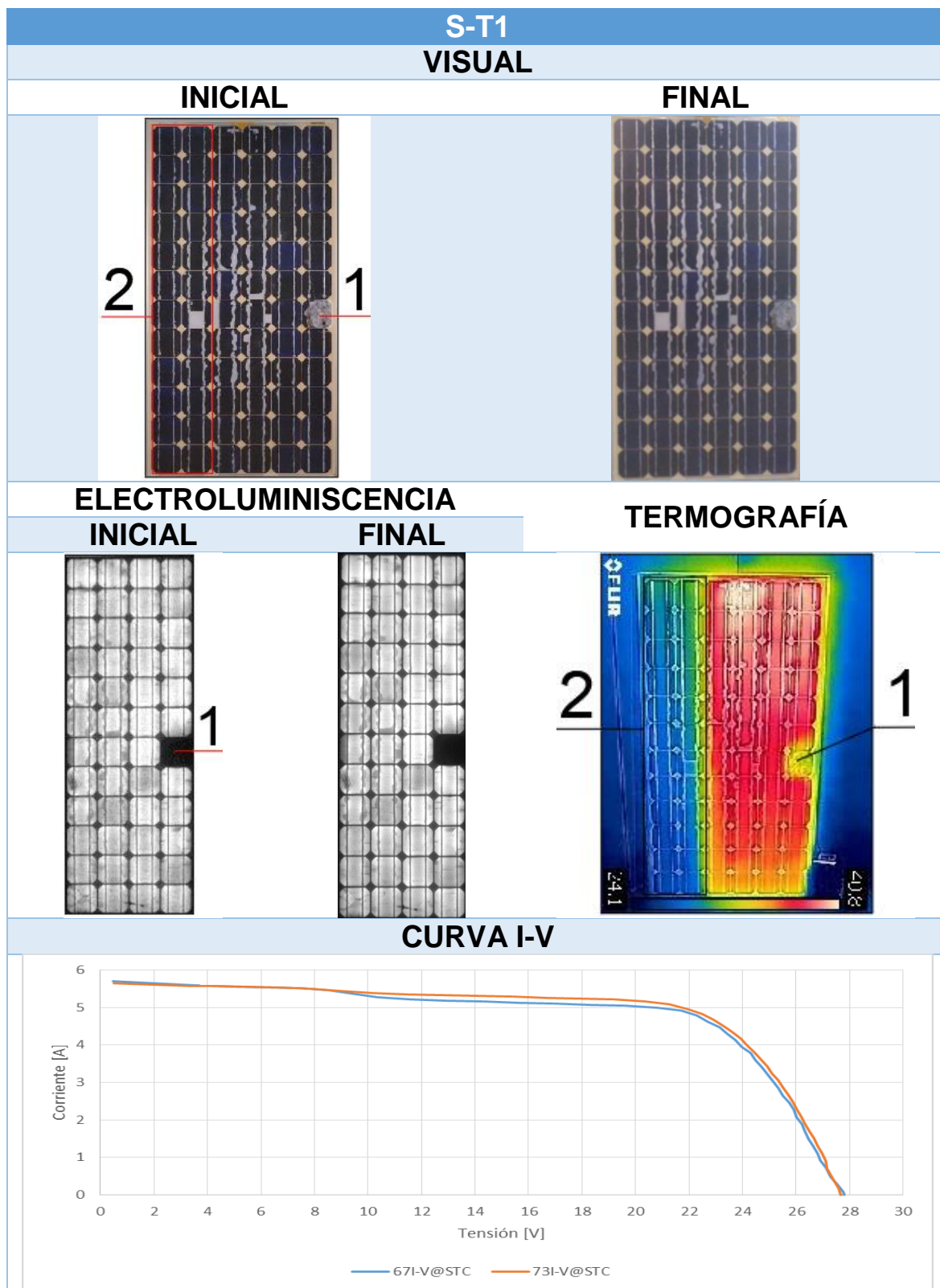
CURVA I-V: aparentemente la curva I-V no presenta ninguna forma “rara”, debido a que, aunque presenta células inactivas, las tiene en el mismo *string* (primer *string*). Viendo su V_{OC} , presenta una bajada bastante considerable causada por las células dañadas, explicadas anteriormente en los Fallo 1.y Fallo 2.



OBSERVACIONES

Fallo 1. Como apreciamos en la imagen visual este panel presenta una delaminación del EVA de prácticamente el 80% de sus células, distribuidas en todos sus *strings*. Al ver sus imágenes de EL y termografía vemos que la mayoría de las células, aunque no presentan ningún daño severo, sí que todas o prácticamente todas las células están algo dañadas.

CURVA I-V, viendo su curva I-V observamos que no presentan una caída de tensión de circuito abierto pronunciada, pero sí que hay una caída en corriente considerable debido a lo expuesto anteriormente en el Fallo 1. En cuanto a su forma presenta una bajada pequeña lineal cerca de su I_{SC} .



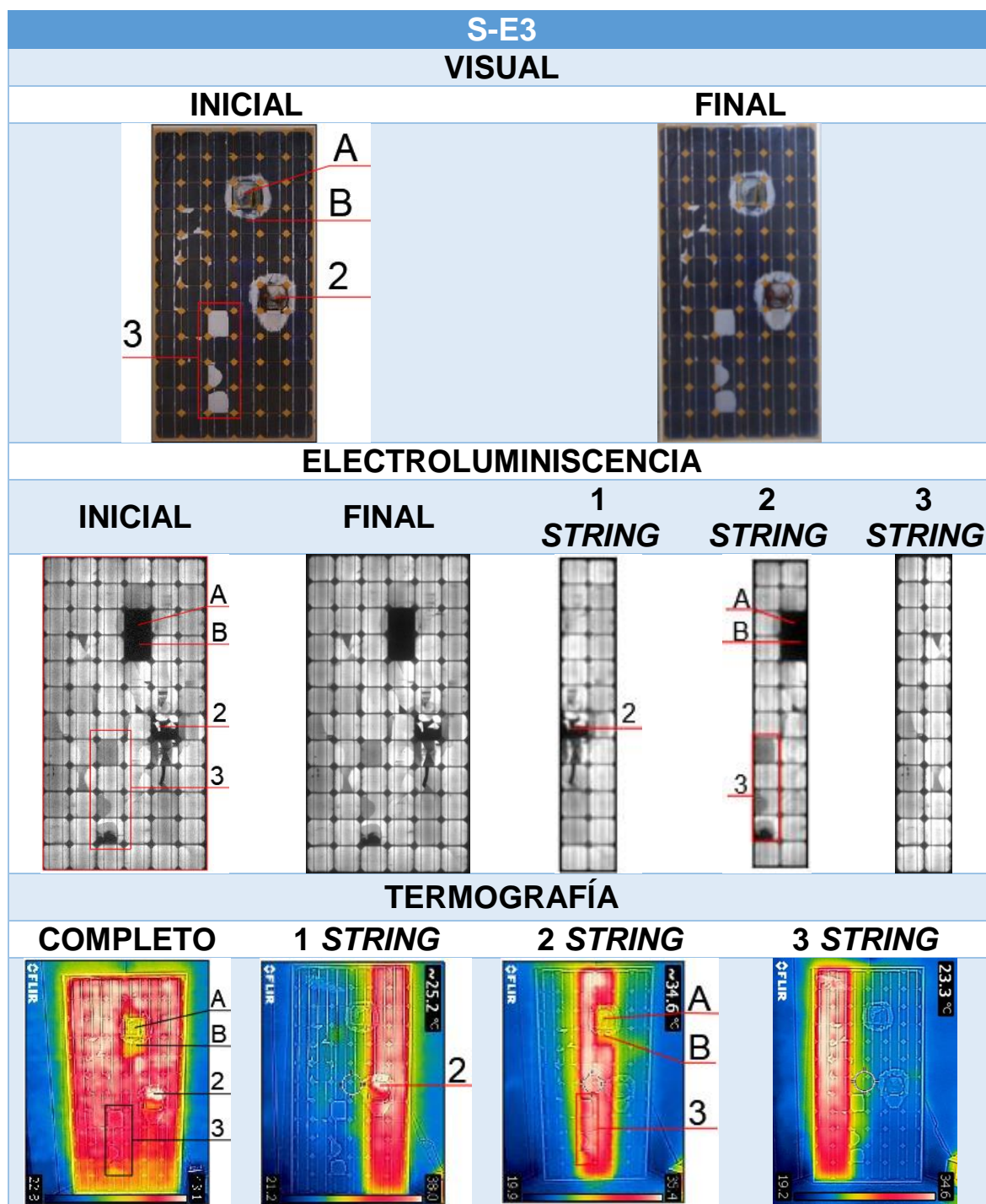
OBSERVACIONES

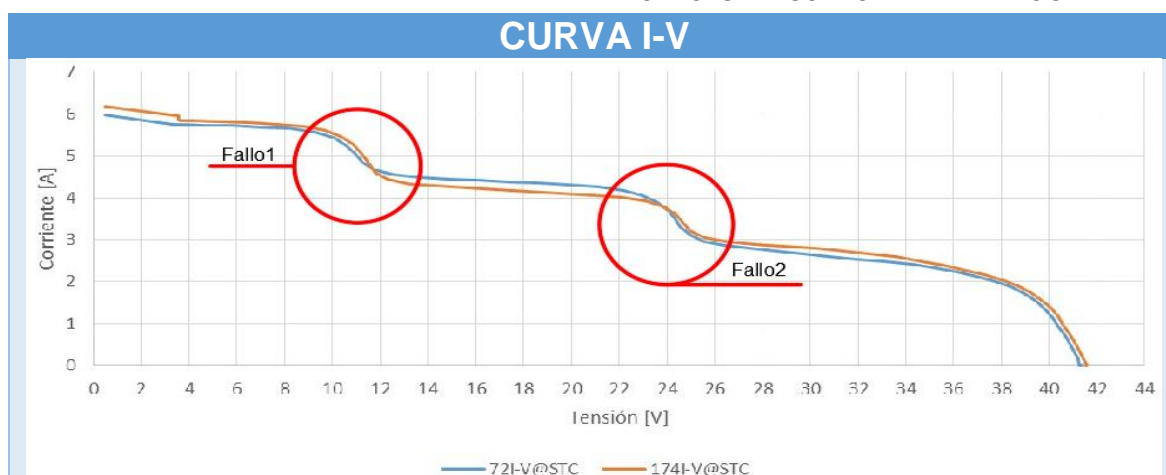
Fallo 1. En este caso nos encontramos con un fallo igual que el expuesto en el módulo S-E1, pero al verse solo afectada una célula, la caída de tensión del módulo en su curva I-V será menor.

Fallo 2. Destacar que este módulo presenta su tercer *string* fuera de funcionamiento por causas que se desconocen.

CURVA I-V, la forma de su curva I-V no presenta ninguna bajada pronunciada. Comparando los valores de la V_{OC} de las condiciones STC vemos que este valor es menor que el nominal, debido a esa célula inactiva que presenta.

8.6.2 IMÁGENES MÓDULOS COMPLETOS Y POR STRING





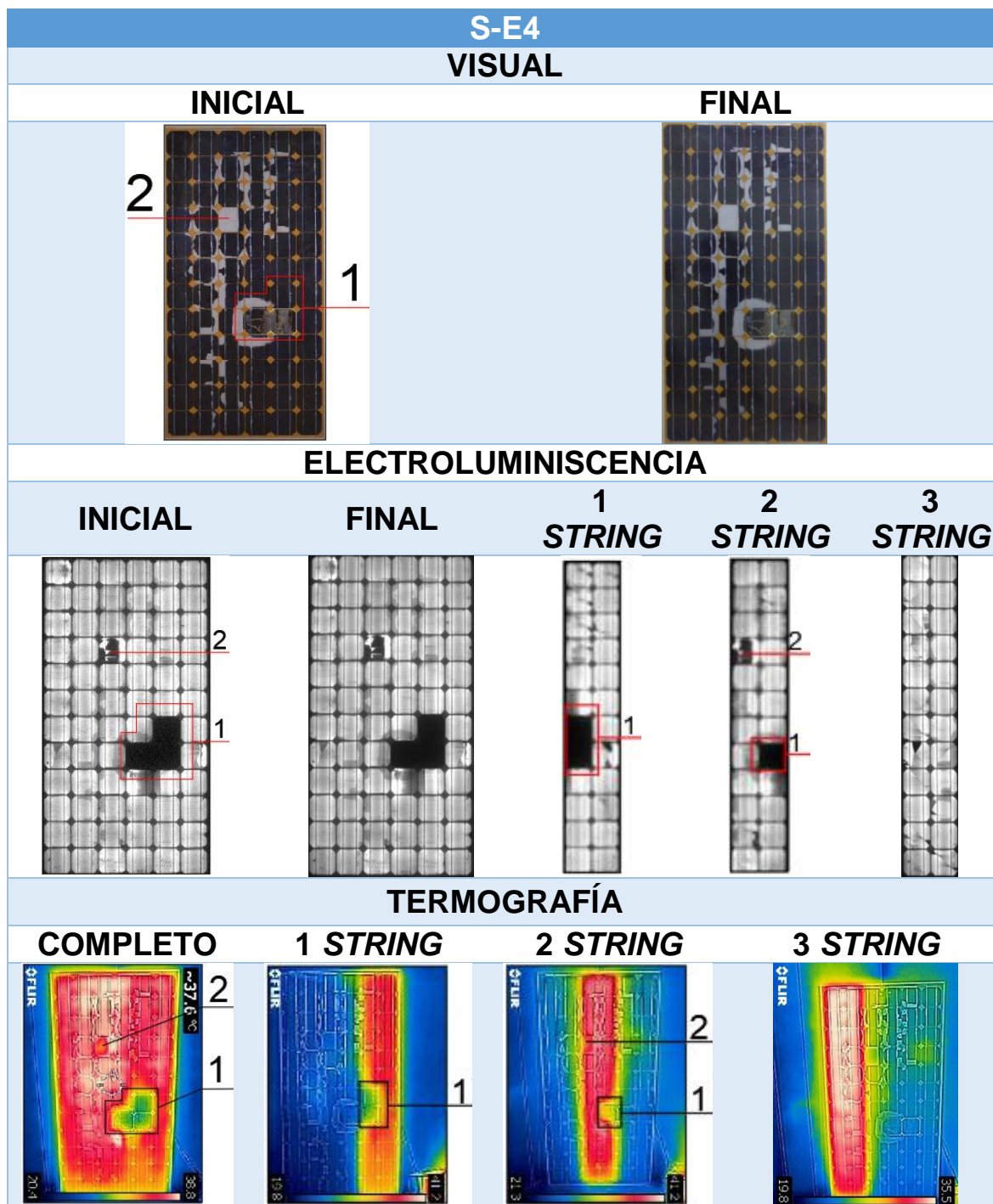
OBSERVACIONES

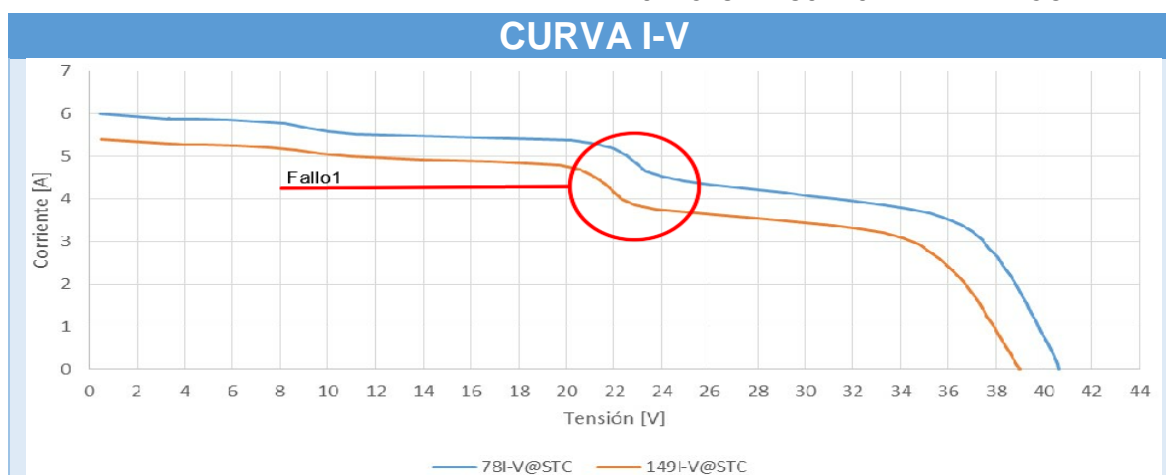
Fallo 1. En su imagen visual observamos que la célula A presenta quemadura y delaminación. Viendo su EL y su termografía descubrimos que no solo esta célula está dañada, sino que también ha causado daños a la célula B, quedando ambas inactivas, es decir, oscuras en la EL y frías en la termografía.

Fallo 2. En su visual vemos que la célula marcada está bastante dañada y con la EL y la termografía detectamos cómo presenta su parte inferior inactiva (agrietada), quedando su parte superior más blanca en la EL debido a que por ahí pasará toda la corriente que tendría que soportar toda la célula. En la termografía se visualiza que esta parte está bastante más caliente. Además, debido a esto está dañando a las células de abajo que comienzan a presentar daños en su parte central en forma de grieta.

Fallo 3. Las células en la imagen visual presentan delaminación del EVA. En su imagen de EL observamos que las partes que presentan esta delaminación comienzan a tener un color más oscuro, lo cual significa que la corriente tiene dificultades para pasar por esa zona. Aunque es verdad que todavía no es significativo el deterioro ya que en la termografía no se ven reflejadas.

CURVA I-V, como se puede ver presenta dos escalones bastante pronunciados, los cuales serán debido a las células dañadas en el Fallo 1. y Fallo 2. Estas células al estar en dos *strings* distintos (primer y segundo *string*) hacen que la curva tenga esta forma. Además, hay una caída de tensión de circuito abierto, V_{OC} , causada por las células dañadas descritas anteriormente.



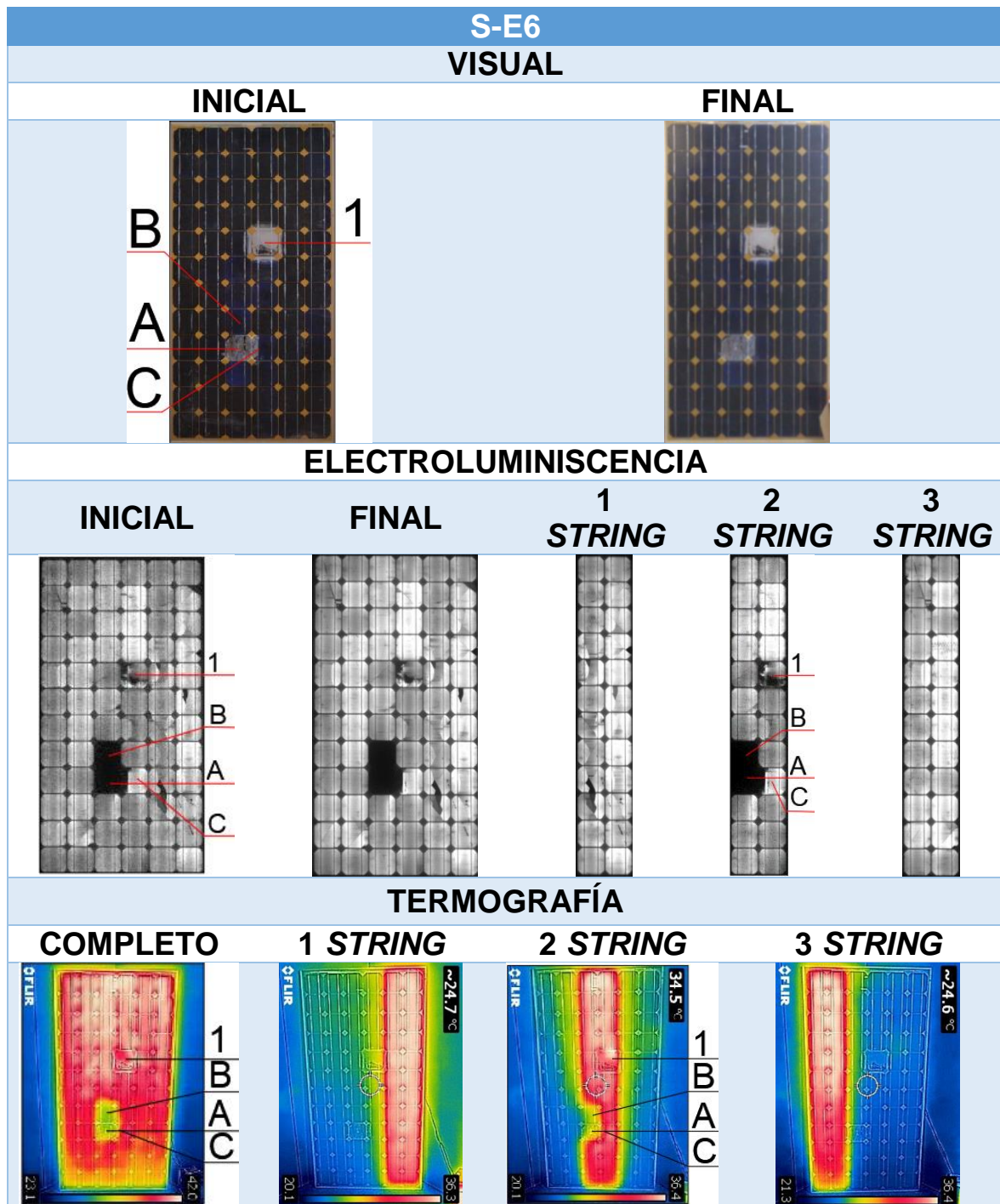


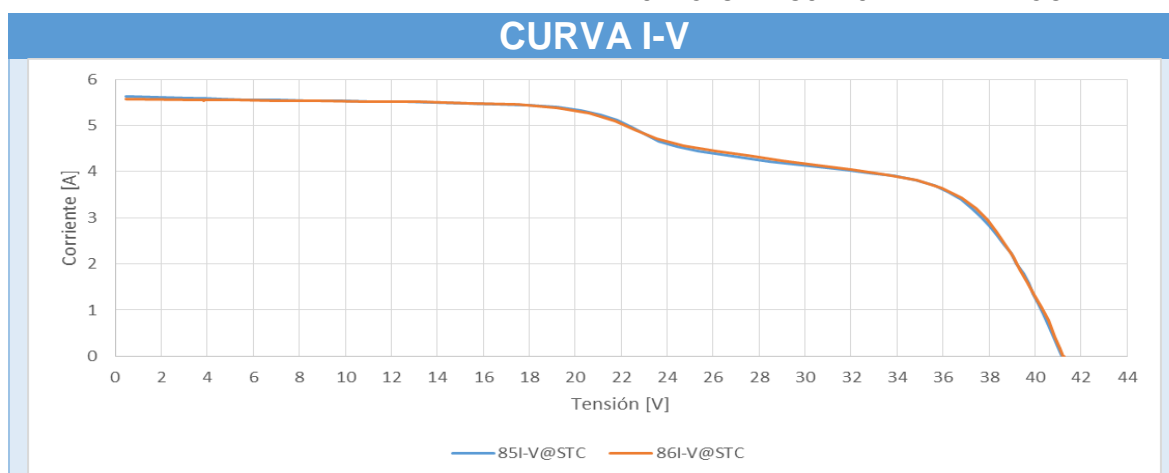
OBSERVACIONES

Fallo 1. En este caso se nos presenta un módulo muy parecido al módulo S-E2, ya que sus células inactivas se encuentran en dos *strings* distintos (en este caso el primer y el segundo *string*). Viendo su curva I-V observamos que presenta un escalón marcado debido a una caída de tensión más pronunciada que si estuvieran las células dañadas en el mismo *string*.

Fallo 2. La célula presenta una delaminación del EVA lo cual hace que en su EL la parte izquierda de ésta esté dañada, no dejando pasar la corriente y ésta esté pasando toda ella por su parte derecha.

CURVA I-V, se ve que presenta un pequeño escalón en su parte central debido a que las células inactivas que presenta las tienen en dos *strings* distintos (primer y segundo *string*). Los datos nominales y en condiciones STC de su V_{OC} presentan una bajada considerable debida principalmente a sus tres células inactivas y a su célula dañada descrita en el Fallo 2.

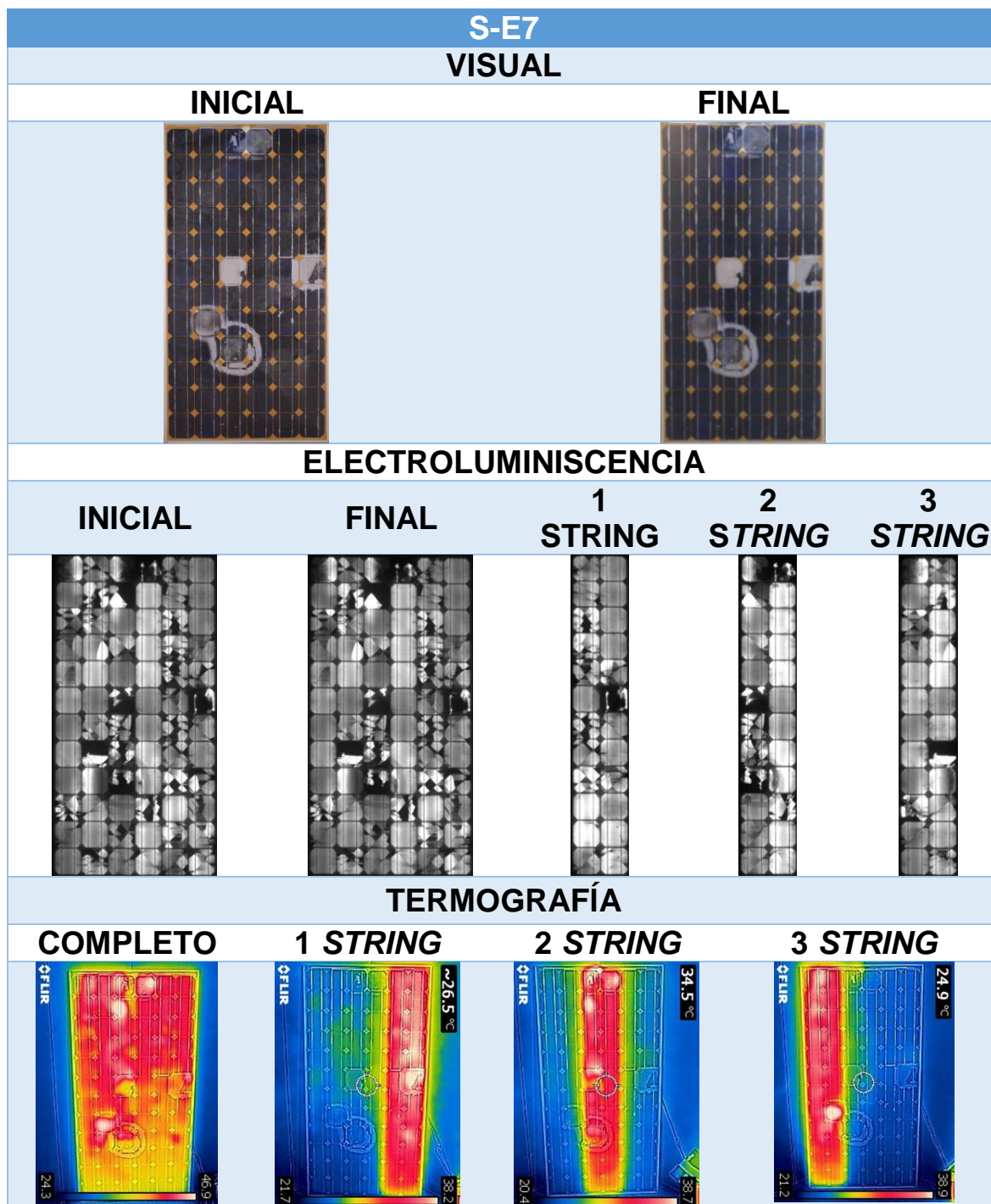


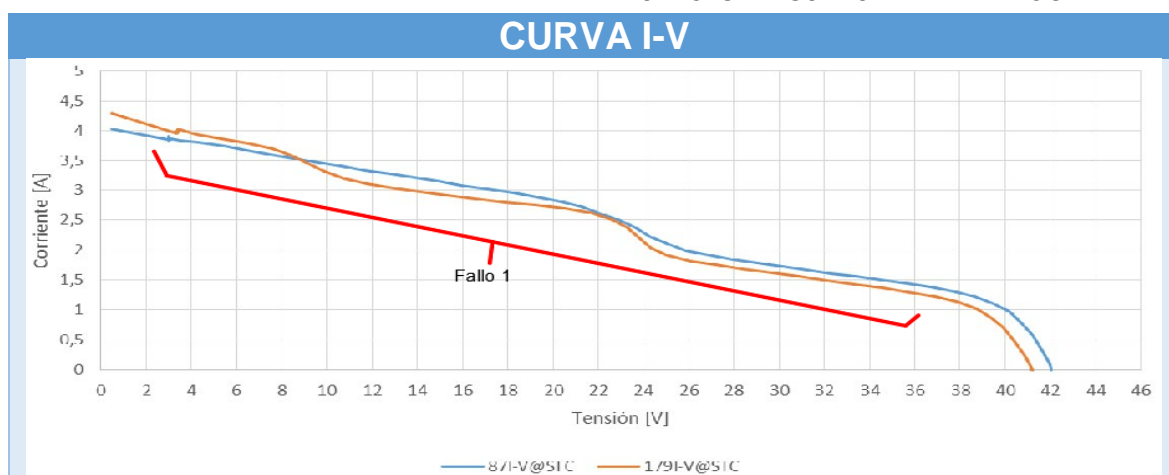


OBSERVACIONES

Fallo 1. La célula presenta delaminación del EVA. En la EL vemos cómo su parte izquierda tiene unas zonas negras inactivas y su parte derecha presenta una mayor temperatura en la termografía.

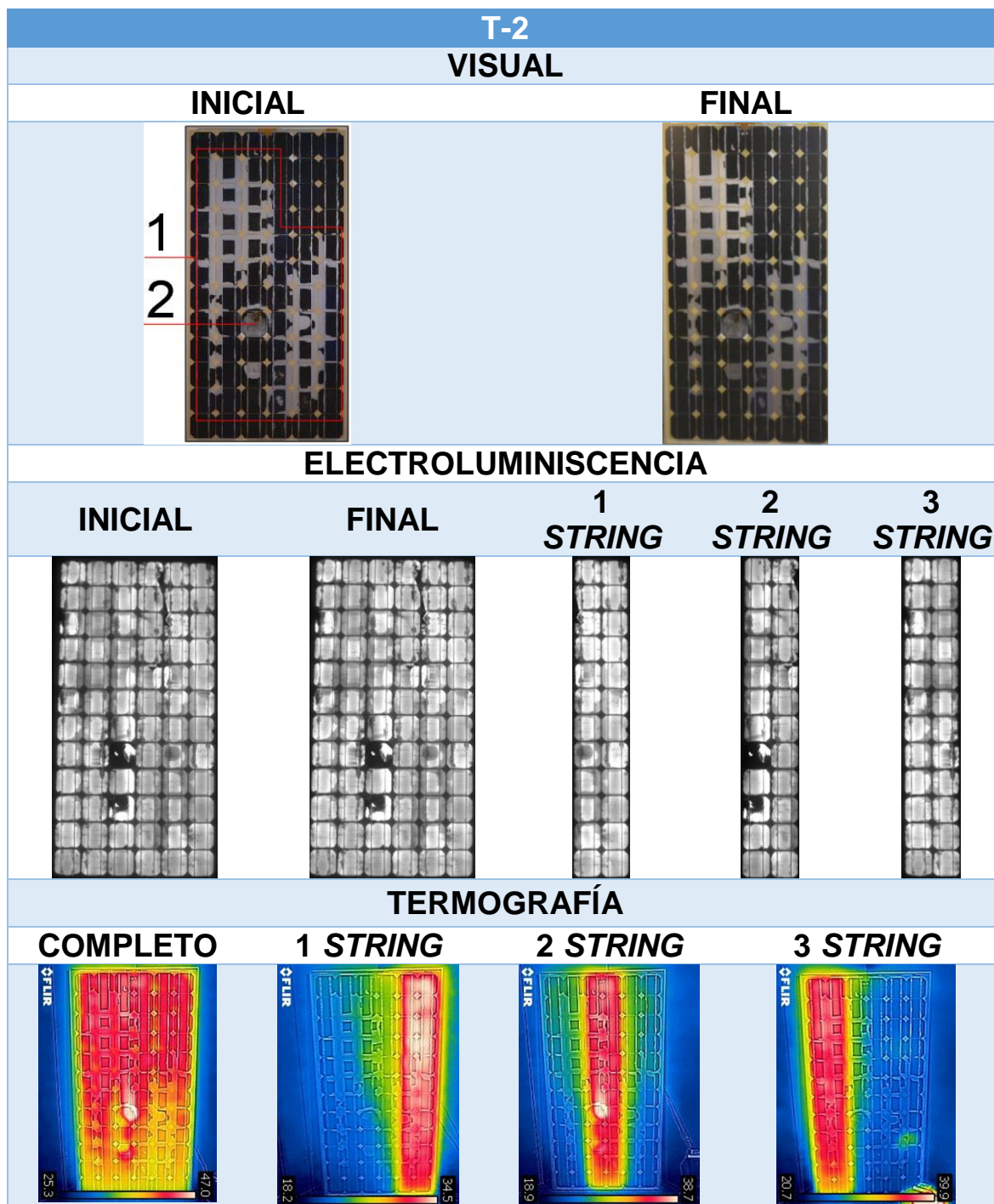
Fallo 2. En su imagen visual observamos que solo la célula A presenta un deterioro por quemadura. En la EL y la termografía vemos que la célula A ha dañado a la célula B dejándola inactiva y está comenzando a dañar a la célula C en su parte izquierda.

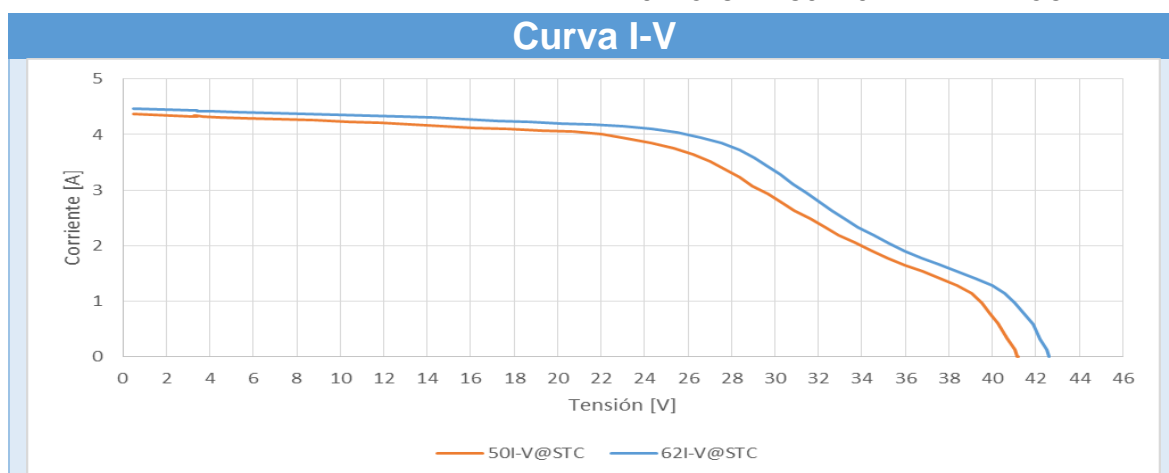




OBSERVACIONES

Fallo 1. En este caso el módulo en su imagen visual presenta deterioros físicos bastante importantes en diversas células. En su EL y en su termografía vemos que el 90 % de ellas presentan daños significativos y parciales. Al examinar su curva I-V observamos cómo hay una caída considerable tanto de tensión producida por los daños severos de las células, así como una caída bastante importante en la corriente debido a que la mayoría de ellas presentan daños parciales. Todo ello se evidencia en la forma que tiene su curva.





OBERVACIONES

Fallo 1. En su imagen visual apreciamos que la mayoría de las células presentan delaminación del EVA, quedando reflejado en su EL y su termografía. Al analizar su curva I-V observamos una bajada considerable de su corriente.

Fallo 2. Célula que además de la delaminación del EVA presenta una quemadura bastante importante. Al analizar su EL observamos que solo la parte de arriba a la derecha sigue activa pasando toda la corriente por ese pequeño trozo, apareciendo en su termografía un Hot Spot en esa zona.

ANEJO N° 7.
IMÁGENES DE CAMPO

8.7 ANEJO Nº 7. IMÁGENES DE CAMPO



Imagen nº 26: plataforma medición electroluminiscencia y módulos fotovoltaicos del Campus Duques de Soria. Fuente: Elaboración propia.

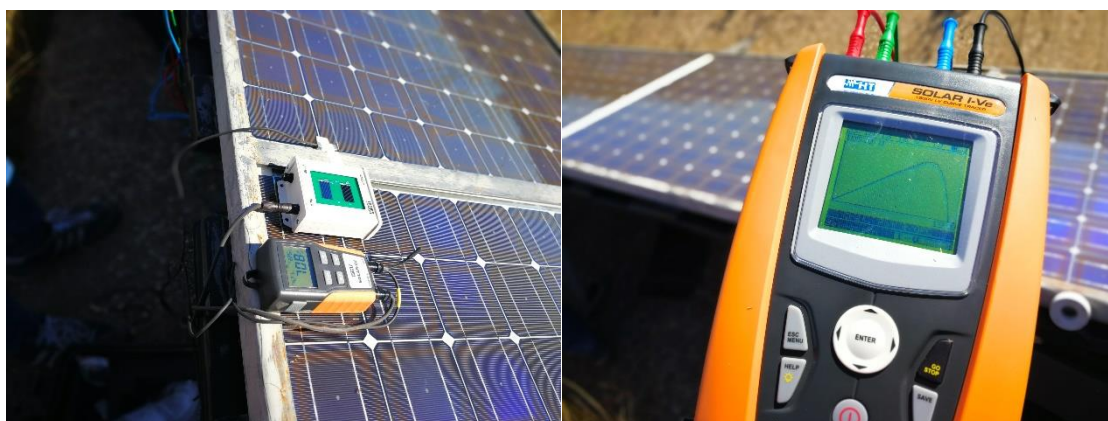


Imagen nº 27: célula de irradiación (HT 304N), SOLAR 02 y trazador (SOLAR I-Ve). Fuente: Elaboración propia.



Imagen nº 28: cámara de secado donde se realizan las pruebas de electroluminiscencia. Fuente: Elaboración propia.



Imagen nº 29: interior de la cámara de secado e imagen de la cámara especializada para los ensayos de EL (pco.1300 solar). Fuente: Elaboración propia.



Imagen nº 30: colocación de la cámara con la que se toman las medidas de electroluminiscencia y parámetros de humedad y temperatura de la cámara de secado. Fuente: Elaboración propia.

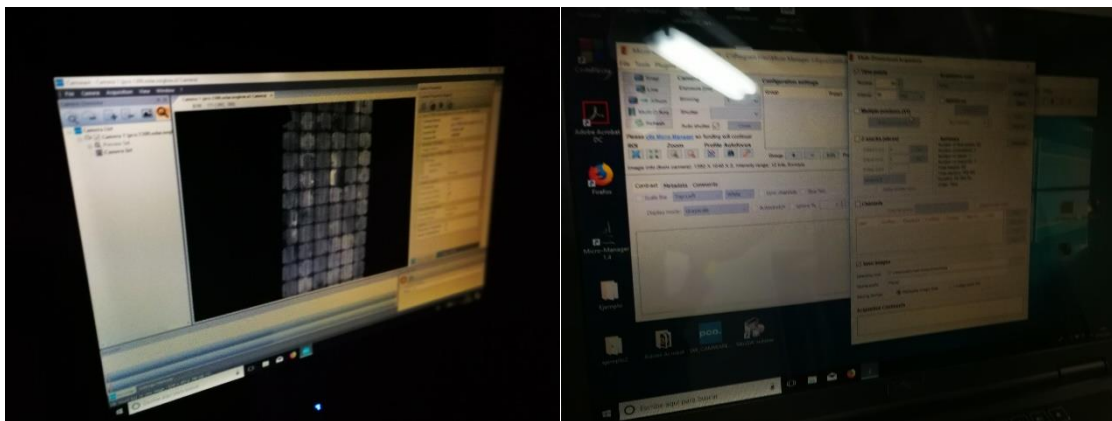


Imagen nº 31: ejemplo de una imagen de electroluminiscencia de un panel solar y software Micro-manager. Fuente: Elaboración propia.

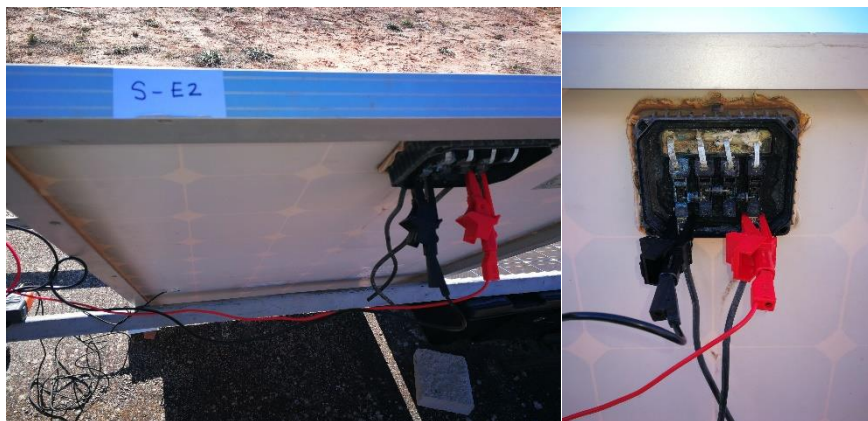


Imagen nº 32: toma de medidas en la caja de conexiones de los módulos fotovoltaicos, la primera foto la medida sería de 2 strings y la segunda del módulo completo. Fuente: Elaboración propia.



Imagen nº 33: disposición de los paneles fotovoltaicos para la toma de medidas de sus curvas I-V. Fuente: Elaboración propia.



Imagen nº 34: módulos caso de estudio traídos desde Valladolid y los módulos del Campus Duques de Soria. Fuente: Elaboración propia.



Imagen nº 35: toma de medidas con el trazador SOLAR I-Ve y del SOLAR 02. Fuente: Elaboración propia.



Imagen nº 36: trazador SOLAR I-Ve con un ejemplo de los parámetros del fabricante que metemos de cada panel y como se toman las medidas. Fuente: Elaboración propia.



Imagen nº 37: cámara termográfica y fuente de alimentación utilizada en la EL. Fuente: Elaboración propia.



Imagen nº 38: sensor de temperatura utilizado para la medición de las curvas I-V y ejemplo de datos medidos de cada panel al trazador SOLAR I-Ve. Fuente: Elaboración propia.



Imagen nº 39: disposición actual y final de los módulos de nuestro caso de estudio. Fuente: Elaboración propia.