

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATÓLICA DEL PERÚ**

Escuela de Posgrado



Medición de curvas I-V y electroluminiscencia para control de
calidad de módulos y generadores fotovoltaicos bajo
condiciones de operación

Tesis para obtener el grado académico de Maestro en Física que
presenta:

Dante Alberto Mendoza Aucaruri

Asesor:

Prof. Dr. Jan Amaru Palomino Tofflinger

Lima, 2024

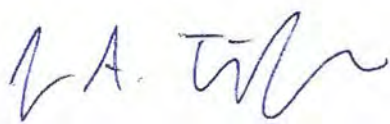
Informe de Similitud

Yo, Jan Amaru Palomino Tofflinger, docente de la Escuela de Posgrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor de la tesis titulada “Medición de curvas I-V y electroluminiscencia para control de calidad de módulos y generadores fotovoltaicos bajo condiciones de operación”, de el autor Dante Alberto Mendoza Aucaruri, dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 7%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software *Turnitin* el 9 de septiembre de 2024.
- He revisado con detalle dicho reporte y la Tesis o Trabajo de investigación, y no se advierte indicios de plagio.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lugar y fecha:

Lima, 16 de Septiembre de 2024.

Apellidos y nombres del asesor: Palomino Tofflinger, Jan Amaru	
DNI: 48866095	Firma
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2076-4046	

Dedicatoria

A mis padres y hermanos.



Agradecimientos

La presente tesis se encuentra enmarcada en un proyecto de investigación liderado por la empresa AGP y financiado por el Programa Nacional de Investigación Científica y Estudios Avanzados (PROCIENCIA) con contrato PE501078395-2022.

Asimismo, quisiera expresar todo mi agradecimiento a las personas que me apoyaron durante todo este tiempo, primero agradecer a mi asesor Dr. Jan Amaru Palomino Tofflinger por su paciencia, guía y apoyo durante el desarrollo de este proyecto, a mis compañeros del Grupo de Ciencia de Materiales y Energías Renovables (MatER-PUCP) Lic. Michael Garcia, Dr. Luis Conde, Dr. José Angulo, y a los Dr. Juan de la Casa y Dr. Andrés Guerra, por su apoyo, consejos y compartir sus conocimientos conmigo, también quiero dedicar un especial agradecimiento quienes fueron mi motivación mis padres, mis hermanos y mi novia, por su apoyo, comprensión y aliento en este camino lleno de desafíos, por último a mis compañeros de Chinalco: Jose A, David C, Moisés V, Job, Romy, Lipita y Amoroso, por su comprensión y apoyo incondicional para poder concluir con este proyecto, y a mi gran amiga Paty y a su equipo por sus consejos, ánimos y aliento.

Resumen

El laboratorio de investigación fotovoltaica del Grupo de Ciencia de Materiales y Energías Renovables de la PUCP (MatER-PUCP) cuenta con tres sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologías conectados a la red: Passivated Emitter and Rear Cell (PERC), Hetero-junction with Intrinsic Thin layer (HIT) y Copper Indium Gallium Selenide (CIGS) con potencias máximas nominales de 1675 W, 1650 W y 1610 W, respectivamente. En el mes de marzo 2021 se tuvo una pérdida de rendimiento global del sistema CIGS por debajo del 70 %, y por lo cual se requería saber la causa de esta pérdida.

Para el análisis de los sistemas FV se planteó en esta tesis dos metodologías para poder determinar el estado de calidad de los sistemas FV. Primero, la medición de curvas corriente voltaje (I-V) de módulos fotovoltaicos (FV) que son aplicadas de manera rutinaria y común en las etapas de fabricación, montaje y mantenimiento. Mediante la interpretación de las curvas podemos plantear hipótesis de modos de fallas o anomalías de un arreglo de módulos FV. Esto significa una primera vista de control de calidad de módulos o arreglos FV. Segundo: toma de imágenes de electroluminiscencia (EL), esta prueba significa una vista más detallada y profunda de módulos FV, por el cual podemos determinar la degradación, defectos o fallas en las celdas de cada módulo FV. Estas dos pruebas nos ayudan a comprender mejor el modo de falla de módulos FV.

Los resultados que se obtuvo de utilizar al aplicar la medición de curvas I-V mostraron una desviación de los parámetros de potencia máxima extrapolada a condiciones estándares por debajo de los datos de la hoja técnica en mayor proporción en la tecnología CIGS (hasta -24%), seguido de la tecnología HIT (hasta -14%) y por último la tecnología PERC (-7%). Las pruebas de EL confirmaron una degradación en la tecnología CIGS mientras las tecnologías HIT y PERC no presentaron imágenes EL con fallas o defectos importantes que afecten la calidad de los módulos FV. Sin embargo, fue hallada un artefacto de capacitancia del equipamiento de trazador de curvas I-V en el proceso de medición de la tecnología HIT, probablemente causados por capacitancias parásitas en las celdas, que no relaciona las curvas I-V medidas y las imágenes de EL. Según últimos reportes en la comunidad FV, este tipo de artefacto se presenta en la gran mayoría de trazadores comerciales basados en cargas capacitivas y surgió con la introducción de las nuevas tecnologías FV de alta eficiencia como los HIT. Este último resultado presenta un nuevo reto en la caracterización de generadores FV de última generación y resalta la necesidad de una adaptación de los trazadores de curvas I-V comerciales.

Índice

Resumen.....	i
Índice.....	ii
Lista de Tablas	iii
Lista de Figuras.....	iv
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	2
MARCO TEÓRICO.....	2
1.1. Proceso Fotovoltaico.....	2
1.2. Tecnologías HIT, PERC, CIGS	2
1.3. Proceso de Electroluminiscencia	4
1.4. Medición de curva I-V	5
CAPITULO II.....	7
METODOLOGÍA Y MEDICIONES	7
2.1. Electroluminiscencia.....	7
2.2. Mediciones de curvas I-V	7
CAPITULO III.....	11
ANÁLISIS Y RESULTADOS	11
3.1. Análisis de curvas I-V.....	11
3.2. Análisis de imágenes EL.....	20
CAPITULO IV.....	26
Conclusiones	26
Recomendaciones	27
Referencia Bibliográfica	28
Anexos	29

Lista de Tablas

Tabla B1. Valores de parámetros de módulos individuales PERC.....	36
Tabla B2. Valores de parámetros de módulos en serie del sistema PERC	36
Tabla B3. Valores de parámetros de módulos individuales HIT.	36
Tabla B4. Valores de parámetros de módulos en serie del sistema PERC	37
Tabla B5. Valores de parámetros de módulos individuales CIGS.....	37
Tabla B6. Valores de parámetros de módulos en serie del sistema CIGS-STRING 1.	37
Tabla B7. Valores de parámetros de módulos en serie del sistema CIGS-STRING 2.	38



Lista de Figuras

Figura 1. Ilustración de proceso fotovoltaico.	2
Figura 2. Diagrama esquemático de una célula solar PERC . Tomado de J. Phys. D: Appl. Phys. 54 (2021) 214003 (18pp).	3
Figura 3. Diagrama representativo del módulo fotovoltaico HIT desarrollada por primera vez por Sanyo, Japón. Tomado: High-efficiency Silicon Heterojunction Solar Cells: A Review ...	3
Figura 4. Representación de un módulo CIGS, tomado de An investigation into the effects of band gap and doping concentration on Cu(In,Ga)Se ₂ solar cell efficiency	4
Figura 5. Proceso de electroluminiscencia, imagen propia.....	5
Figura 6. Equipos de electroluminiscencia.	5
Figura 7. Rango de medición del quipo Eko MP-11, tomado del data sheet del equipo.	6
Figura 8. a) Curvas características I-V medidas a diferentes temperaturas, b) Curvas corregidas por temperatura con $\kappa = 0 \Omega/K$, c) Curvas con $\kappa = \text{óptimo}$	10
Figura 9. Tipos de curvas de módulos fotovoltaicos con falla. 1) Curva correcta 2) Curva no inicia en V=0, por efecto de compensación inversa, 3) Escalón por baja irradiancia o sombras parciales, 4) Sombreado mayor, 5) Pequeña sombra, contaminación, 6) Uno o varios módulos con baja irradiancia, 7) Aumento de resistencia serie, degradación en interconexión 8) Baja resistencia paralela, diodo de derivación dañado, Imagen tomada de Manual de equipo Eko MP-11.	10
Figura 10. a) Montaje de módulos PERC, b) diagrama eléctrico de conexión a la red.	11
Figura 11. Curvas I-V medidas (líneas punteadas), curvas I-V STC (líneas solidas), curva I-V de referencia (línea discontinua), cuadro con desviación porcentual referente a los valores STC de la ficha técnica.	12
Figura 12. Gráfica de curvas I-V y P-V conectando en serie de 1 a 5 en serie STC (líneas sólidas) con los módulos de referencia (líneas discontinuas) y debajo la diferencia porcentual referente a la ficha técnica.	12
Figura 13. a) Montaje de módulos HIT, b) Diagrama eléctrico de conexión a la red.	13
Figura 14. Curvas I-V medidas (líneas punteadas), curvas I-V STC (líneas solidas), curva I-V de referencia (línea discontinua.). Derecha, cuadro con desviación porcentual referente a los valores STC de la ficha técnica.	14
Figura 15. Gráfica de curvas I-V y P-V conectando en serie de 1 a 5 en serie STC (líneas sólidas) con los módulos de referencia (líneas discontinuas) y debajo la diferencia porcentual referente a la ficha técnica	14
Figura 16. Comparación de mediciones de curvas I-V de trazador PUCP y trazador EKO MP-11. Se evidencia le efecto del sesgo en módulo de tecnología HIT, no se muestra sesgo en las otras tecnologías CIGS y PERC.	15
Figura 17. Capacitancia efectiva por área vs la relación de V/Voc, debajo desviación de potencia máxima debido al tiempo de medición de las curvas I-V. Tomado de J. Phys. D: Appl. Phys. 54 (2021) 193001 (20pp).	16
Figura 18. Curvas I-V HIT con fenómeno de capacitación en relación de V/Voc.....	17
Figura 19 a) Montaje de módulos CIGS, b) Diagrama eléctrico de conexión a la red.....	17
Figura 20 Medición de curvas I-V individuales medidas (líneas punteadas), curvas I-V STC (líneas solidas), curva I-V de referencia (línea negra) del string 1.....	18
Figura 21. Gráfico de curvas I-V medidas (líneas punteadas), curvas I-V STC (líneas solidas), curva I-V de referencia (línea negra) del string 2.	18

Figura 22. Gráfica de curvas I-V y P-V conectando en serie de 1 a 7 en serie STC (líneas sólidas) con los módulos de referencia (líneas discontinuas) del string 1 y string 2 y debajo la diferencia porcentual referente a la ficha técnica string 1 y string 2.	19
Figura 23. Imagen de electroluminiscencia módulo N°1 PERC en diferentes fechas a) indoor y b) outdoor.....	20
Figura 24. Imagen termográfica de módulos fotovoltaicos PERC con delta de temperatura por cada módulo.	21
Figura 25. Imagen de electroluminiscencia módulo N°1 HIT en diferentes fechas, los defectos se mantienen en a) indoor y b) outdoor, imagen c) módulo de reserva sin degradación.....	22
Figura 26. Imágenes de daños encontrados en las imágenes de electroluminiscencia de los módulos HITconectados a la red y de resera.	22
Figura 27. Imagen termográfica de módulos fotovoltaicos HIT con delta de temperatura por cada módulo.	23
Figura 28. Imagen de electroluminiscencia módulo N°5 CIGS en diferentes fechas, los defectos se mantienen en a) indoor y b), imagen c) outdoor módulo de reserva sin degradación.	24
Figura 29. Imagen termográfica de módulos fotovoltaicos CIGS con delta de temperatura por cada módulo.	24
Figura 30. Prueba experimental de sombreado de panel CIGS y degradación debido a este proceso.	25
Figura 31. Imagen fotográfica e imagen termográfica de la zona degradada.....	25
Figura A1. Imágenes de EL PERC conectados a la red, 28 de octubre 2022, indoor.	29
Figura A2. Imágenes de EL PERC conectados a la red, 28 de octubre 2022 outdoor.	30
Figura A3. Imágenes termográficas de sistema fotovoltaico PERC.....	30
Figura A4. Imágenes de EL HIT conectados a la red, 28 de octubre 2022, indoor.....	31
Figura A5. Imágenes de EL PERC conectados a la red, 28 de octubre 2022 outdoor.	32
Figura A6. Imágenes termográficas de sistema fotovoltaico HIT.	32
Figura A7. Imágenes de EL CIGS conectados a la red, 28 de octubre 2022, indoor	33
Figura A8. Imágenes de EL CIGS conectados a la red, 28 de octubre 2022, outdoor	34
Figura A9. Imágenes de EL CIGS de reserva tomado el 28 de octubre 2022, indoor.....	34
Figura A10. Imágenes termográficas de sistema fotovoltaico CIGS.....	35

INTRODUCCIÓN

En el proceso de este trabajo se ha realizado mediciones de curvas I-V y tomas de imagen de electroluminiscencia para estudiar y comparar los datos obtenidos de campo con los datos reales de cada módulo fotovoltaico, la medición de las curvas I-V de los sistemas CIGS, HIT y PERC fueron medidos en las mejores condiciones según lo requerido por la norma IEC 6389-1 luego estos fueron extrapolados a condiciones estándares de medición o STC (Standard Test Condition en inglés). Primero se realizaron mediciones de curvas I-V de módulos individuales, posteriormente se realizó la medición de curvas I-V conectando en serie uno a uno hasta completar el sistema completo, las curvas individuales nos dan información del estado de cada módulo y las curvas I-V medidas en serie nos brinda información si algún módulo está limitando o interfiriendo en los parámetros eléctricos del sistema completo, luego de realizar la extrapolación a condiciones estándares de medida podemos obtener la desviación de los parámetros eléctricos en referencia con los de la ficha técnica.

El siguiente capítulo se analiza las imágenes de EL para observar si los módulos FV se encuentran en proceso de degradación o defectos que puedan relacionar y comprobar la desviación de los parámetros eléctricos obtenidos de la medición de curvas I-V, además se realizó toma de imágenes de electroluminiscencia en 2 fechas diferentes para determinar si hubo degradación o daños significativo durante este periodo, adicionalmente se ha realizado una comparación de las imágenes EL con imágenes termográficas para verificar las limitaciones de esas últimas.

Si bien cada prueba y medición se puede aplicar de forma independiente para el control de calidad de módulos fotovoltaicos en operación, el complemento de estas dos pruebas nos da una idea clara de la causa y consecuencia del modo de falla o desviación de los parámetros eléctricos de cada módulo o sistema FV.

CAPITULO I: MARCO TEÓRICO

1.1. Proceso Fotovoltaico

El proceso fotovoltaico se fundamenta en la interacción de los fotones con los electrones del material de cuál está conformado el módulo fotovoltaico, el proceso de absorción depende principalmente de la energía del fotón y del ancho de banda del material, que están conformados por un semiconductor, en la figura 1 muestra el diagrama representativo de la interacción de los fotones con el material semiconductor.

Para optimizar este proceso se han mejorado el material semiconductor, así como cada parte del módulo fotovoltaico, para optimizar cada etapa de este proceso.

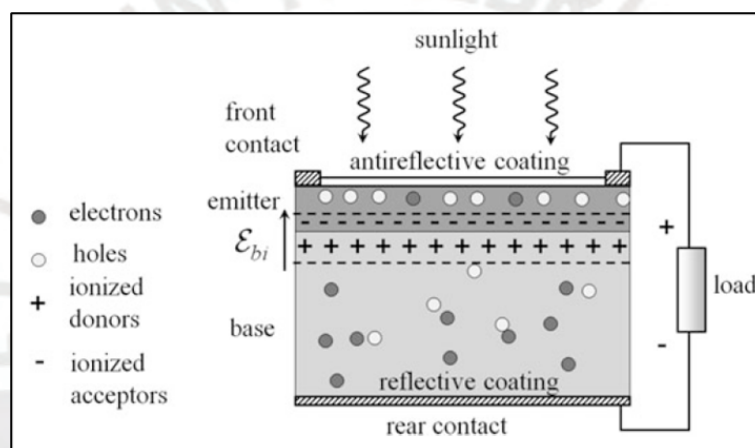


Figura 1. Ilustración de proceso fotovoltaico.

1.2. Tecnologías HIT, PERC, CIGS

Tecnología PERC

Por sus siglas en ingles Passivated Emitter and Rear Cell, Implica agregar una capa de pasivación en la parte posterior de la célula solar para aumento de la reflexión de la superficie trasera y reducción de la recombinación de la superficie posterior. [1]

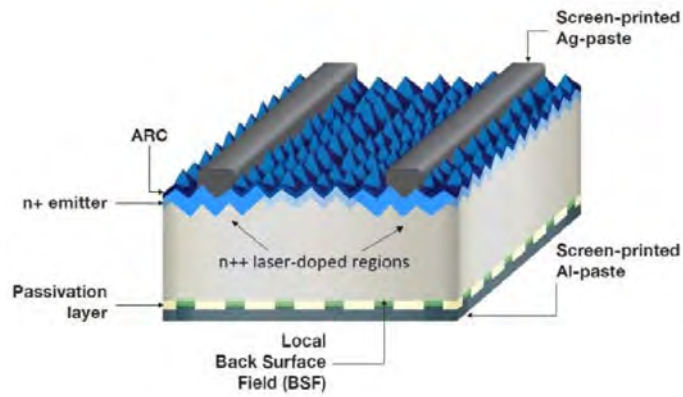


Figura 2. Diagrama esquemático de una célula solar PERC . Tomado de J. Phys. D: Appl. Phys. 54 (2021) 214003 (18pp).

Tecnología HIT

La tecnología HIT con sus siglas en inglés Heterojunction with an Intrinsic Thin Layer, conformada por semiconductores de unión heterogénea y láminas delgadas para poder maximizar la colección de electrones y minimizar la recombinación interna. [2]

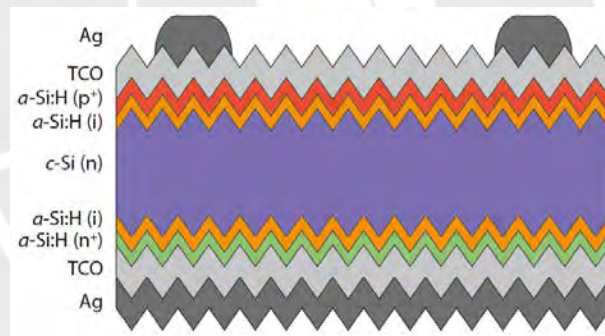


Figura 3. Diagrama representativo del módulo fotovoltaico HIT desarrollada por primera vez por Sanyo, Japón. Tomado: High-efficiency Silicon Heterojunction Solar Cells: A Review

Tecnología CIGS

CIGS es un material semiconductor compuesto de cobre, indio, galio y selenio. Forma una solución sólida de seleniuro de indio y cobre (CIS) y seleniuro de galio y cobre. Tiene un coeficiente de absorción de luz solar alto y han logrado eficiencias de alrededor del 20 %, se fabrican depositando una capa delgada de la solución sólida CIGS sobre un soporte de vidrio o plástico, junto con electrodos frontal y posterior para recolectar la corriente. [3]

Es una tecnología emergente prometedora que ofrece un equilibrio entre eficiencia, flexibilidad y posible rentabilidad.

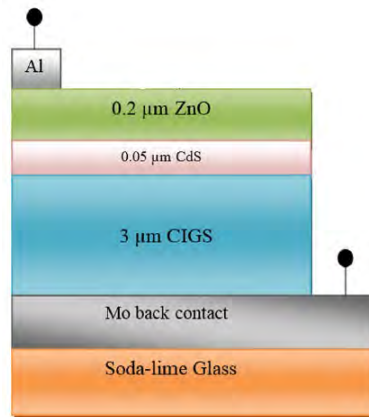


Figura 4. Representación de un módulo CIGS, tomado de An investigation into the effects of band gap and doping concentration on Cu(In,Ga)Se₂ solar cell efficiency

1.3. Proceso de Electroluminiscencia

Este proceso se utiliza para detectar microfisuras, que se producen por diversas razones, incluidas, entre otras, las fluctuaciones en la temperatura de la superficie de las células solares, las variaciones de humedad entre las partes frontal y posterior de los módulos fotovoltaicos, la presencia de sombra parcial que incluye polvo, nubes y permanente. objetos opacos. Esta técnica es utilizada durante el proceso de fabricación, transporte, instalación y durante la operación y mantenimiento. [4]

El efecto de electroluminiscencia consiste en usar una fuente de alimentación de corriente continua conectado al módulo fotovoltaico por un cierto tiempo para excitar el semiconductor como se haría con un LED, como se muestra en la figura 5, al energizar el módulo fotovoltaico crea un campo eléctrico en el semiconductor excitando los electrones del módulo hasta superar la energía de banda del semiconductor y generar un fotón antes de recombinarse con un hueco, este fotón interactúa con la cámara de alta definición y muy sensible.

La cámara de electroluminiscencia está fabricada con tipo un semiconductor, en este caso de silicio, y el principio de funcionamiento consiste en la interacción de cada fotón que se desprende del módulo fotovoltaico con la cámara de electroluminiscencia. Para poder hacer una similitud imaginemos que la cámara tiene muchas rejillas, los fotones ingresarán a esta rejilla y se acumularán en forma de energía, la intensidad de luz que se pueda visualizar en la imagen de electroluminiscencia será proporcional a los fotones que

interactuaron en esa rejilla para después procesarse como una imagen con diferentes intensidades de luminosidad. En la figura 6 se muestra los equipos que se usaron.

Las áreas más iluminadas darán cuenta proporcional de los electrones que fueron excitados que generaron fotones y las partes oscuras son los electrones que no fueron suficientemente excitados por el campo eléctrico, hubo presencia parcial o nula de campo eléctrico, o hubo una recombinación sin generar fotón.

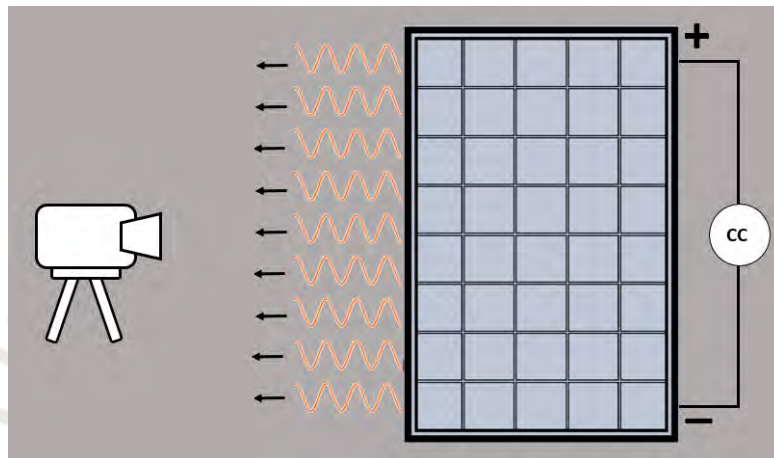


Figura 5. Proceso de electroluminiscencia, imagen propia.



Figura 6. Equipos de electroluminiscencia.

1.4. Medición de curva I-V

Las mediciones de curvas voltaje corriente de los paneles solares se realizan conectado una carga en los terminales del módulo fotovoltaico y midiendo los valores de voltaje y

corriente mientras la carga (resistencia o impedancia) varia de 0 a infinito, es decir desde una conexión en cortocircuito hasta una conexión en circuito abierto, o a la inversa, básicamente depende del equipo de medición que se tenga. En nuestro caso mediremos con un equipo EKO MP-11 que utiliza una carga capacitiva para variar la carga conectada al módulo fotovoltaico. De aquí se obtienen valores que nos servirán para analizar el estado de los módulos fotovoltaicos obteniendo los siguientes parámetros: Potencia máxima (P_m), Factor de llenado (FF), Voltaje en circuito abierto, Voltaje máximo (V_m), corriente en cortocircuito (I_{sc}) y corriente máxima (I_m). Los valores reales medidos.

El equipo usado puede ser usado en módulos individuales o en arreglos de 1000 V, 30A y 18kW como máximo, en la siguiente imagen se observa las limitaciones del equipo según sus especificaciones técnicas. [5]

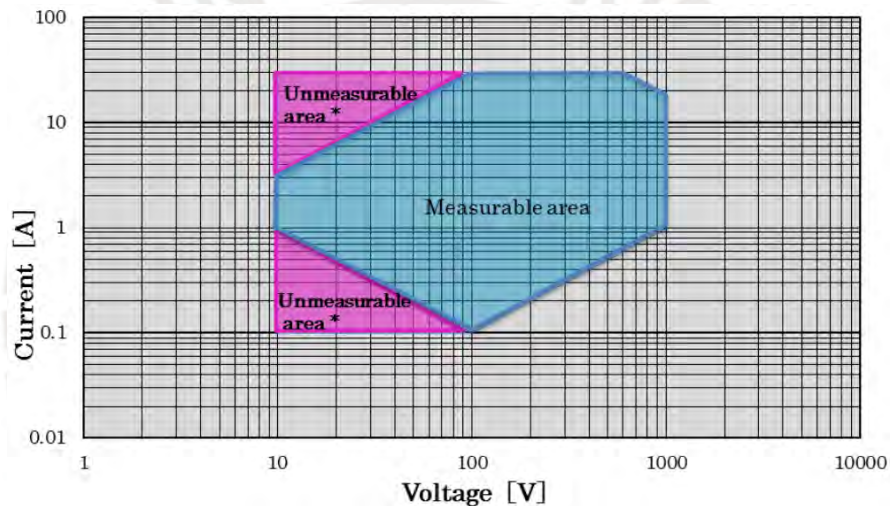


Figura 7. Rango de medición del equipo Eko MP-11, tomado del data sheet del equipo.

CAPITULO II: METODOLOGÍA Y MEDICIONES

2.1. Electroluminiscencia

Metodología

Se tomaron imágenes de electroluminiscencia en diferentes periodos para realizar la comparación de imágenes y estado de degradación, además se complementan con las curvas I-V y los parámetros que se desprendan de ese cálculo.

Las tomas de imágenes electroluminiscencia se realizó en dos etapas:

1ro se desmontó los módulos FV conectados a la red y se realizó en un cuarto oscuro, al cual definiremos como imágenes EL indoor.

2do se realizó la toma de imágenes EL sin desmontar tal como está instalado, al cual definimos como imágenes EL outdoor, los cuales se muestran en las figuras del Anexo A.

Las imágenes fueron tomadas para módulos FV conectados a la red y módulos de reserva, para cada tecnología de los módulos conectados a la red, lo que nos permite tener una referencia de grado de degradación de los módulos FV.

2.2. Mediciones de curvas I-V

Metodología

El equipo de medición tiene la capacidad de poder medir módulos FV en serie hasta una capacidad de 18kW, por ello se realizaron diferentes mediciones con diferentes capacidades de módulos conectados en serie, esto nos dará información si algún módulo está limitando la potencia máxima de todo el arreglo.

Los datos obtenidos son comparados con módulos de referencia en buen estado o en su defecto con los datos de las hojas técnicas.

Las mediciones de corriente voltaje (I-V) se realizaron de la siguiente manera:

- | | |
|-------|--|
| PERC: | Mediciones individuales, de dos, de tres, de cuatro y de cinco en serie. |
| HIT: | Mediciones individuales, de dos, de tres, de cuatro y de cinco en serie. |

CIGS: Rama 1 - Mediciones individuales, de dos, de tres, de cuatro, de cinco, de seis y de siete en serie.

Rama 2 - Mediciones individuales, de dos, de tres, de cuatro, de cinco, de seis y de siete en serie.

Las mediciones de curva I-V se realizó con el equipo EKO MP-11, del cual podemos obtener los siguientes parámetros:

Voc:	Voltaje circuito abierto
Vmp:	Voltaje en máxima potencia
Isc:	Corriente cortocircuito
Imp:	Corriente en máxima potencia
Irr:	Irradiancia
T:	Temperatura del módulo fotovoltaico en grados Celsius
FF:	Factor de llenado (Fill Factor)

Estos valores medidos deben ser extrapolados a condiciones estándares de medida para poder compararlos con datos de referencia, datos de hoja técnica o paneles solares en buen estado.

Para extrapolar la curva I-V a STC (condiciones estándares de medida) usaremos el estándar IEC 60891-2022, procedimiento de corrección 1 y 2.

La siguiente formula es usada para extrapolar los valores de corriente y voltaje a condiciones estándares de medida.

$$I_{STC} = I_1 + I_{SC1} * \left(\frac{G_{STC}}{G_1} - 1 \right) + \alpha * (T_{STC} - T_1)$$

$$V_{STC} = V_1 R_s * (I_{STC} - I_1) - \kappa * I_{STC} * (T_{STC} - T_1) + \beta * (T_{STC} - T_1)$$

$$FF = \frac{I_m V_m}{I_{sc} V_{oc}} * 100\%$$

I_1 y V_1	Corriente y voltaje de curva característica medida.
I_{STC} y V_{STC}	Corriente y voltaje de la curva característica corregida.
G_1	Irradiancia medida.
G_{STC}	Irradiancia objetivo STC 1000 W/m ² .
T_1	Temperatura medida del DSE;
T_2	Temperatura objetivo STC 25°C.

I_{sc1}	Corriente de cortocircuito medida en G_1 y T_1
α y β	Coefficientes de temperatura de I_{sc} y de V_{oc}
R_s	Resistencia serie interna
κ	Factor de corrección de la curva.
FF	Factor de llenado
I_m	Corriente en máxima potencia
V_m	Voltaje en máxima potencia
I_{sc}	Corriente de cortocircuito
V_{oc}	Voltaje en circuito abierto

Previamente determinamos el valor de la resistencia serie R_s y el factor de corrección k .

Determinación de resistencia serie:

La norma UE-E IEC 60891-2022 nos da pautas para poder aproximar la resistencia serie de forma empírica ajustando dos a más curvas del mismo panel.

Para el cálculo de resistencia serie tomaremos el modelo un diodo para aproximar el valor de la resistencia serie.

Determinación de factor k :

El procedimiento para hallar el factor de corrección k se toma ajustando dos o más curvas según lo indicado por la norma IEC. [6]

- 1.- Se toman curvas I-V a diferentes temperaturas y a una determinada irradiancia, la irradiancia no debe variar más de +/-1%.
- 2.- Tomar la menor temperatura como T_1 , trasladar todas las curvas ($T_2... T_n$) a T_1 (de mayor temperatura a menor temperatura) para el traslado debes obtener R_s , α y β .
- 3.- Variar k iniciando en $k=0$ mΩ/K e incrementar el valor negativo o positivamente en pasos de +/-1m mΩ/K hasta superponer las curvas iniciales de T_1 y T_i . El valor correcto es cuando la desviación de las potencias máximas de T_1 y T_i sean menor a +/- 0.5%.

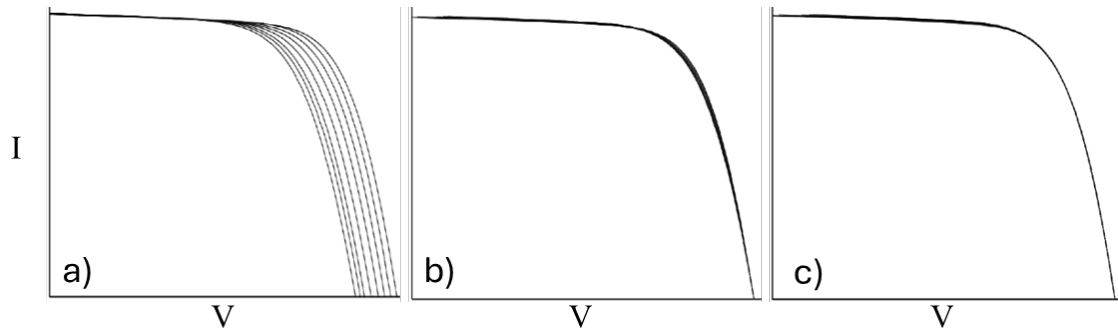


Figura 8. a) Curvas características I-V medidas a diferentes temperaturas, b) Curvas corregidas por temperatura con $\kappa = 0 \Omega/K$, c) Curvas con $\kappa = \text{óptimo}$

Para el análisis de las curvas definiremos las siguientes curvas esperadas para determinar alguna falla o degradación en los módulos. [5]

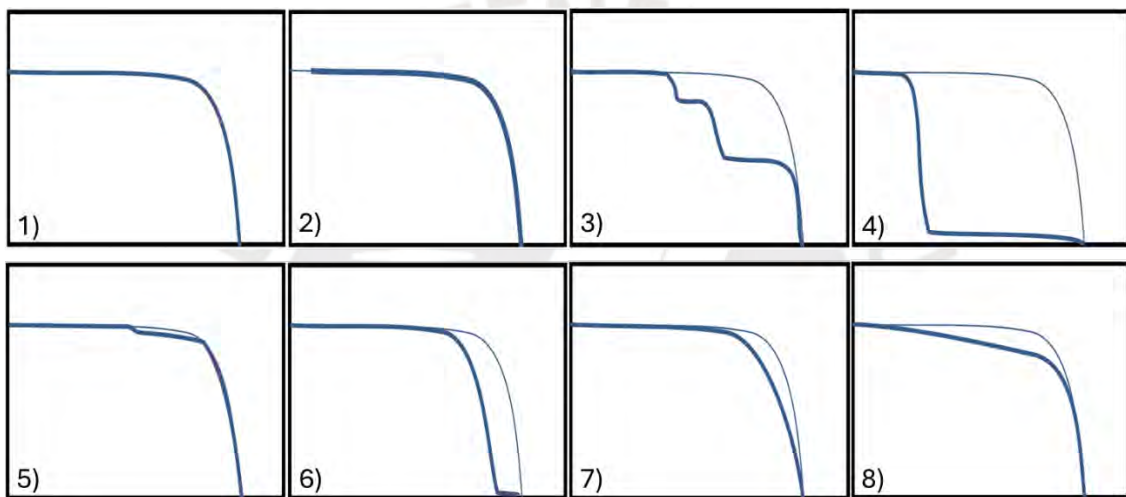


Figura 9. Tipos de curvas de módulos fotovoltaicos con falla. 1) Curva correcta 2) Curva no inicia en $V=0$, por efecto de compensación inversa, 3) Escalón por baja irradiancia o sombras parciales, 4) Sombreado mayor, 5) Pequeña sombra, contaminación, 6) Uno o varios módulos con baja irradiancia, 7) Aumento de resistencia serie, degradación en interconexión 8) Baja resistencia paralela, diodo de derivación dañado, Imagen tomada de Manual de equipo Eko MP-11.

CAPITULO III: ANÁLISIS Y RESULTADOS

3.1. Análisis de curvas I-V

Las mediciones de curvas, según lo descrito en el capítulo de metodología extrapolamos las curvas a condiciones estándares de medida (STC standar test conditions) 1000W y 25°C.

Análisis de datos de los módulos PERC

El sistema PERC está compuesto de 5 módulos fotovoltaicos conectados en serie. En la figura 17 se muestra la fotografía de los módulos montados y el diagrama de conexión de este sistema.

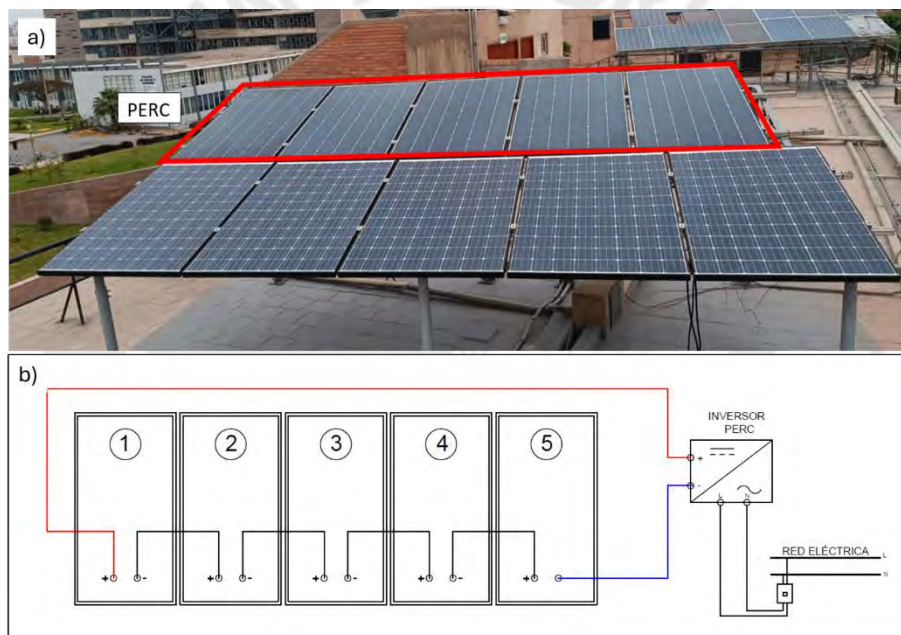


Figura 10. a) Montaje de módulos PERC, b) diagrama eléctrico de conexión a la red.

Extrapolación de curvas I-V y P-V a condición estándar

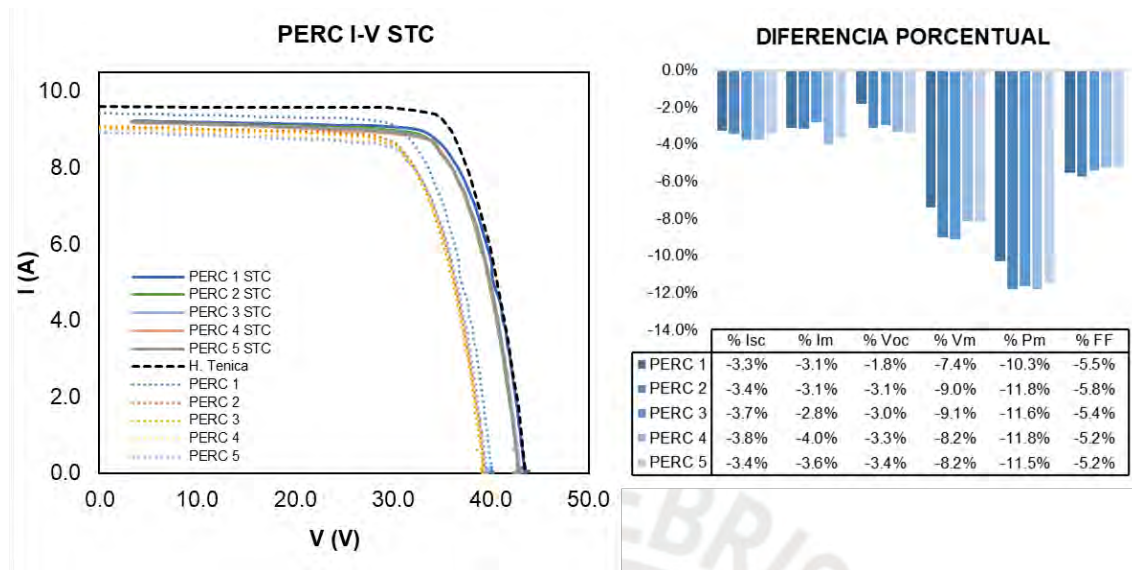


Figura 11. Curvas I-V medidas (líneas punteadas), curvas I-V STC (líneas sólidas), curva I-V de referencia (línea discontinua), cuadro con desviación porcentual referente a los valores STC de la ficha técnica.

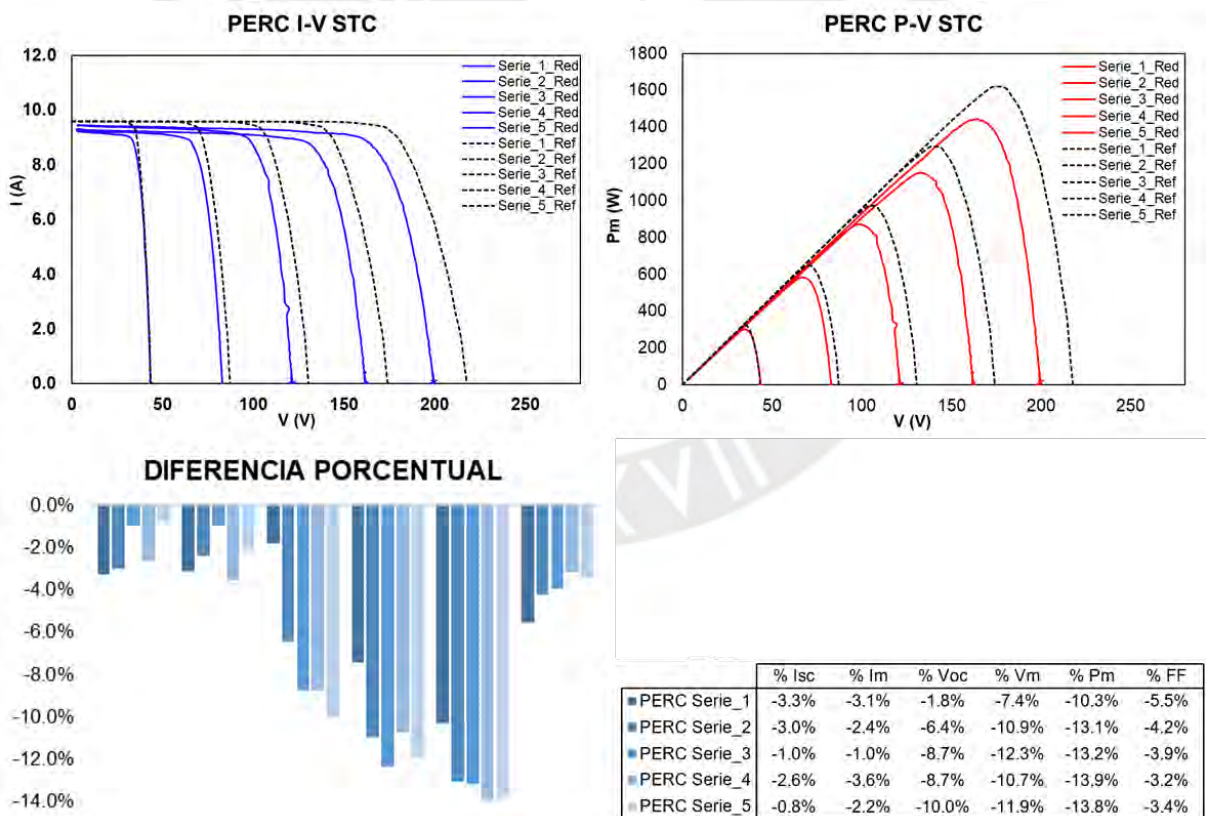


Figura 12. Gráfica de curvas I-V y P-V conectando en serie de 1 a 5 en serie STC (líneas sólidas) con los módulos de referencia (líneas discontinuas) y debajo la diferencia porcentual referente a la ficha técnica.

Análisis de datos de los módulos HIT

El sistema HIT está compuesto de 5 módulos fotovoltaicos conectados en serie. En la figura 13 se muestra la fotografía de los módulos montados y el diagrama de conexión de este sistema.

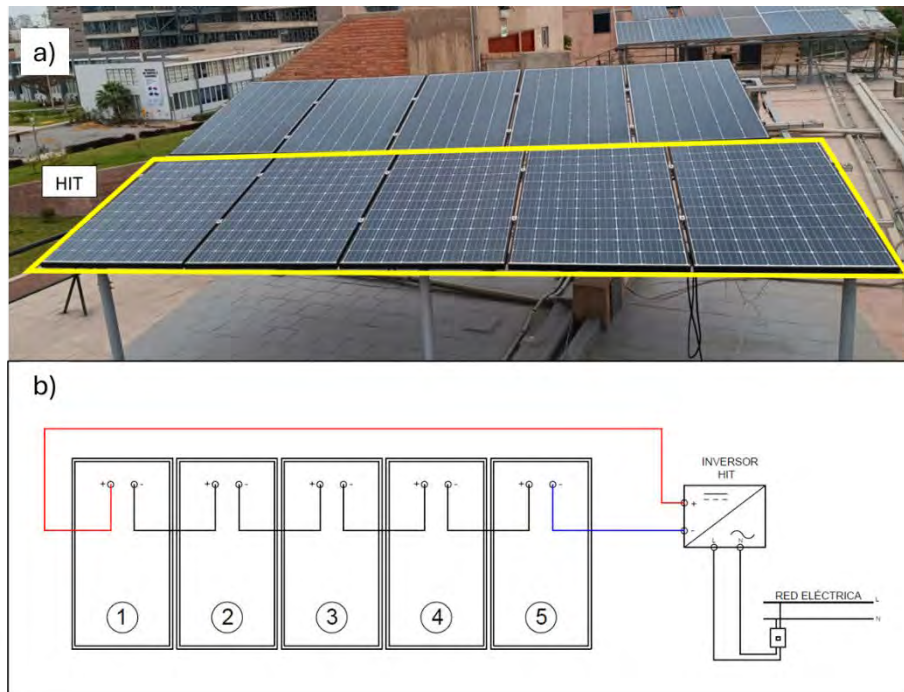


Figura 13. a) Montaje de módulos HIT, b) Diagrama eléctrico de conexión a la red.

Extrapolación de curvas I-V y P-V a condición estándar

De las curvas medidas notamos un sesgo importante en el sector del voltaje máximo, también podemos evidenciar las desviaciones porcentuales en voltaje máximo y potencia máxima entre 14% y 15%, estos datos obtenidos difieren con los datos obtenidos de los cálculos de performance ratio del sistema HIT. Todos los valores y desviaciones se muestran en el Anexo B.

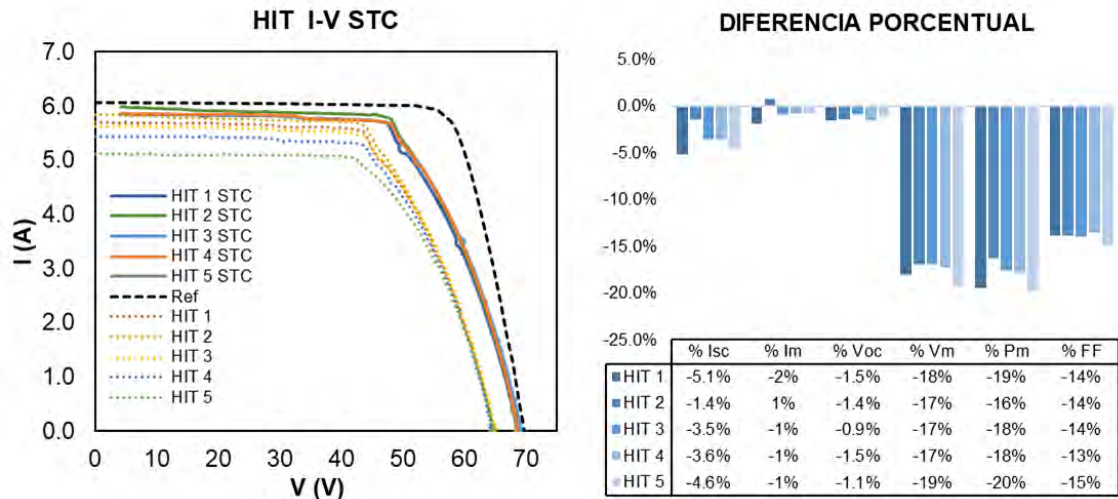


Figura 14. Curvas I-V medidas (líneas punteadas), curvas I-V STC (líneas solidas), curva I-V de referencia (línea discontinua.). Derecha, cuadro con desviación porcentual referente a los valores STC de la ficha técnica.

En los siguientes gráficos se muestra las mediciones realizadas conectando en serie de a uno hasta completar el sistema completo (5 en serie), las curvas obtenidas aún mantienen el sesgo que afecta le voltaje y potencia máximos respecto a la curva discontinua (curva de referencia según ficha técnica).

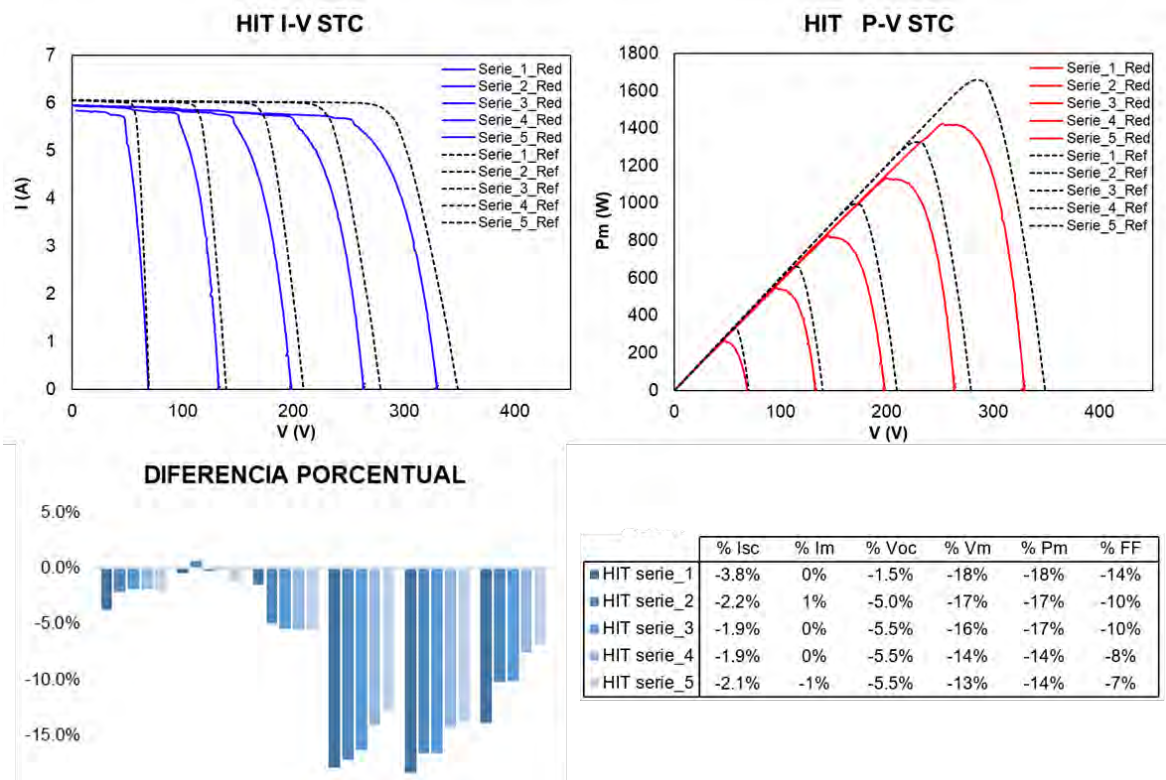


Figura 15. Gráfica de curvas I-V y P-V conectando en serie de 1 a 5 en serie STC (líneas sólidas) con los módulos de referencia (líneas discontinuas) y debajo la diferencia porcentual referente a la ficha técnica

Puede notar que las curvas y las diferencias porcentuales tienen un comportamiento diferente a las curvas en falla que se pueden verificar en la figura 15 además que según los valores de PR (performance ratio) para el sistema HIT está en promedio de 0.8, debido a esto, las mediciones se repitieron en dos ocasiones para eliminar errores en las conexiones, descalibración, suciedad o sombreado en los módulos fotovoltaicos.

Para descartar algún error en la medición o en el equipo, se realizó una comparación de trazado de curvas entre el trazador Eko MP-11 y el trazador PUCP del laboratorio de materiales. En la figura 16 se puede observar que este sesgo solo afecta las mediciones realizadas en los módulos fotovoltaicos HIT, no se muestra este efecto en los módulos de tecnología CIGS y PERC. Por lo cual podemos determinar una limitación del equipo utilizado para mediciones de trazado de curva I-V.

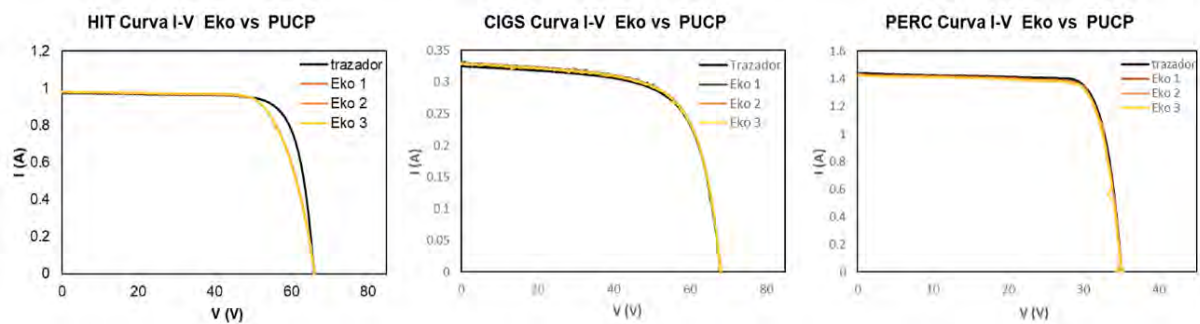


Figura 16. Comparación de mediciones de curvas I-V de trazador PUCP y trazador EKO MP-11. Se evidencia el efecto del sesgo en módulo de tecnología HIT, no se muestra sesgo en las otras tecnologías CIGS y PERC.

El efecto de la curva se puede atribuir a la capacitancia que se genera en la tecnología HIT debido a las capas de hetero uniones, en este tipo de módulos solares el circuito equivalente sugiere una capacitancia en paralelo, el problema surge al tener un equipo

que la carga variable para medir los parámetros de corriente y voltaje esta en base a un capacitor, donde al aumentar el voltaje ocurre este fenómeno. [11]

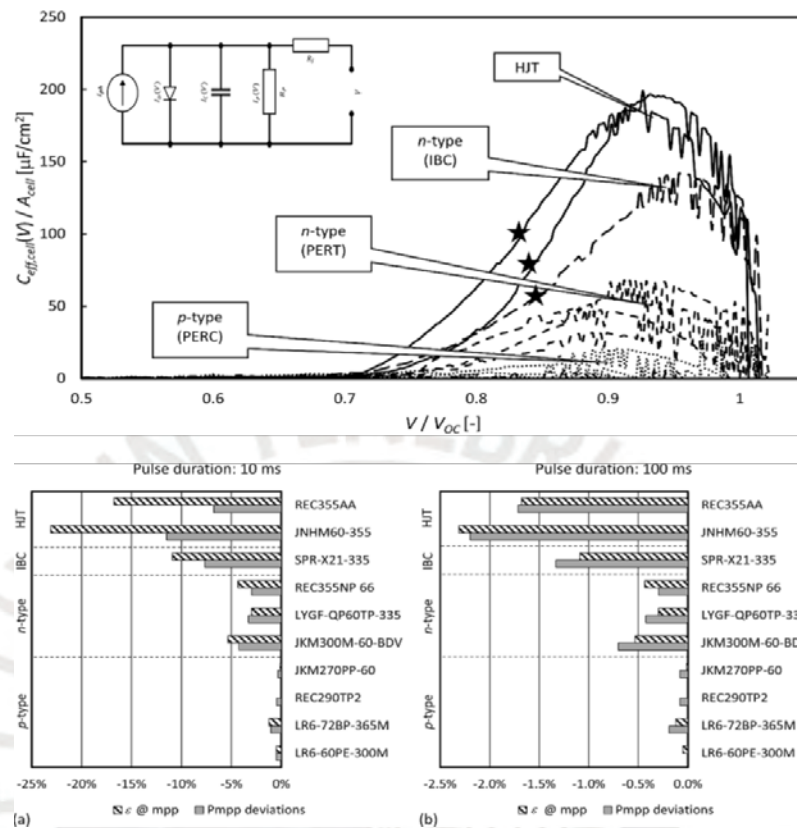


Figura 17. Capacitancia efectiva por área vs la relación de V/V_{oc} , debajo desviación de potencia máxima debido al tiempo de medición de las curvas I-V. Tomado de *J. Phys. D: Appl. Phys.* 54 (2021) 193001 (20pp).

Si bien la capacitancia efectiva demostrado en el artículo de referencia está a un 92% de V_{oc} , en los módulos medidos este fenómeno aparece en el punto de voltaje máximo que esta alrededor del 69 al 71 % del V_{oc} .

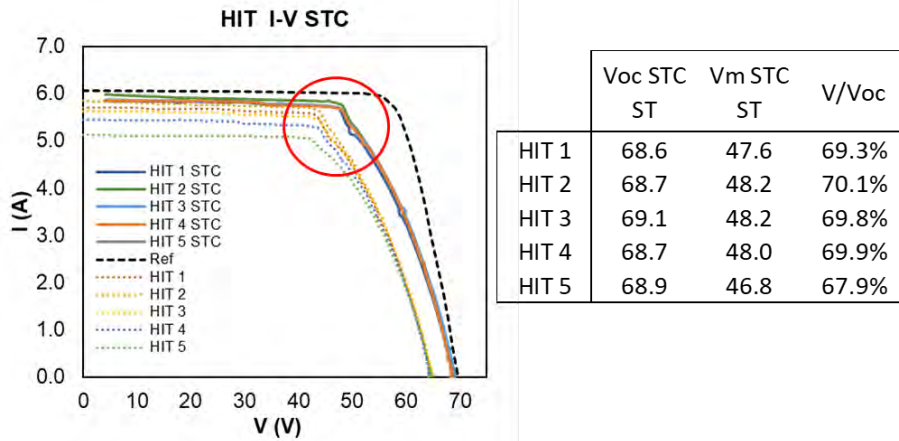


Figura 18. Curvas I-V HIT con fenómeno de capacitación en relación de V/V_{oc} .

Análisis de datos de los módulos CIGS

El sistema CIGS esta compuesto de 14 módulos fotovoltaicos, divididos en dos strings conectados en paralelo, cada string está conformado por 7 módulos conectados en serie. en la siguiente imagen se muestra el diagrama de conexión de este sistema.

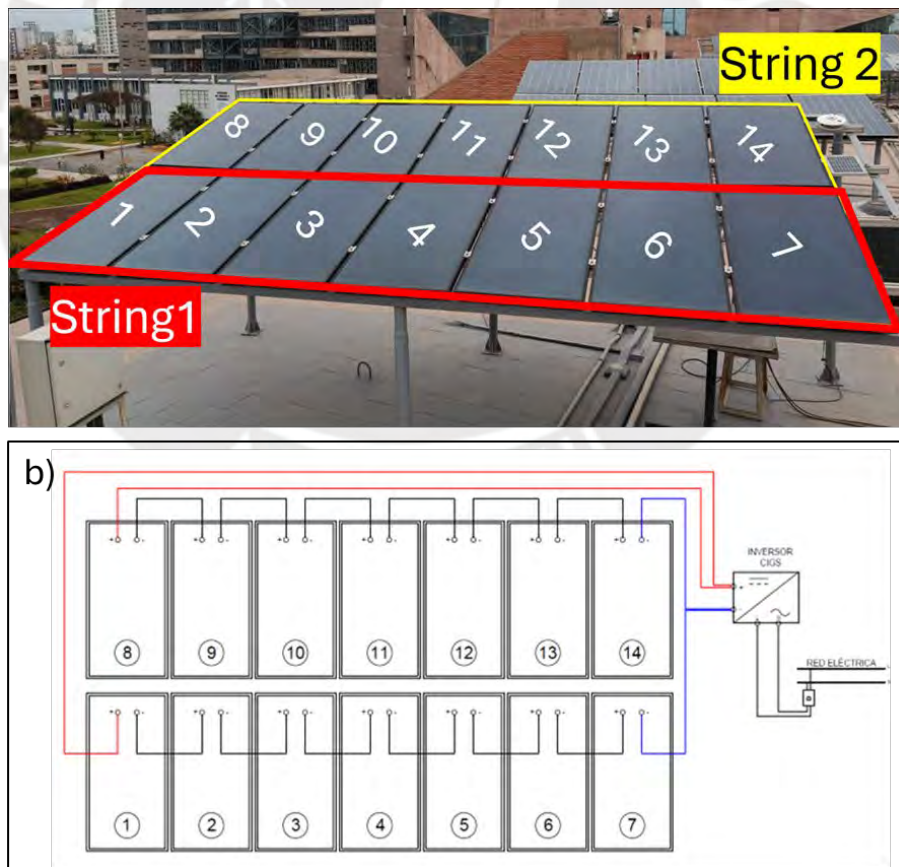


Figura 19 a) Montaje de módulos CIGS, b) Diagrama eléctrico de conexión a la red.

Extrapolación de curvas I-V a condición estándar

La extrapolación de curvas I-V está dividido en dos: String 1 y String 2, cada string consta de 7 módulos conectados en serie. Todos los valores y desviaciones se muestran en el Anexo B.

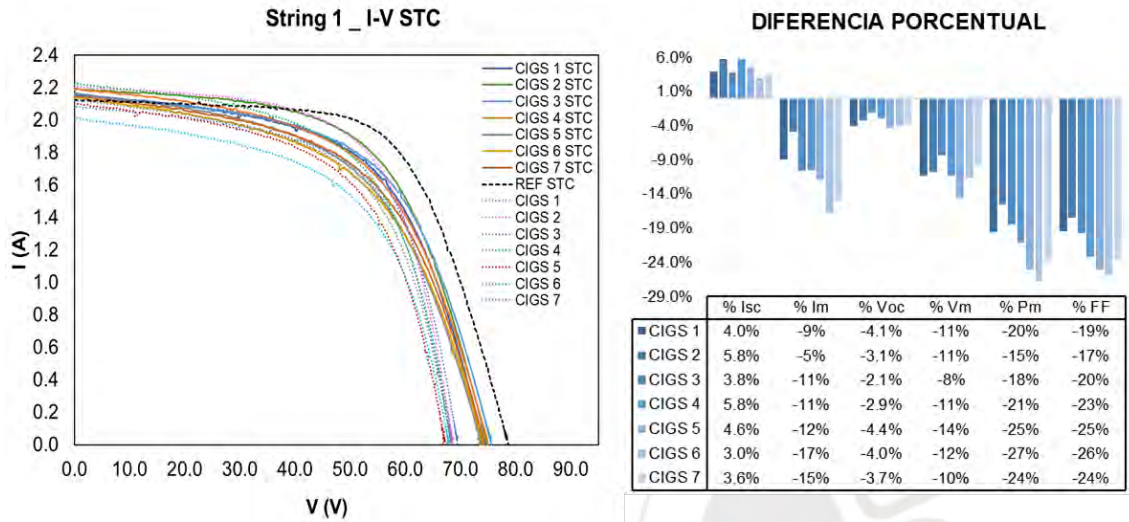


Figura 20 Medición de curvas I-V individuales medidas (líneas punteadas), curvas I-V STC (líneas solidas), curva I-V de referencia (línea negra) del string 1.

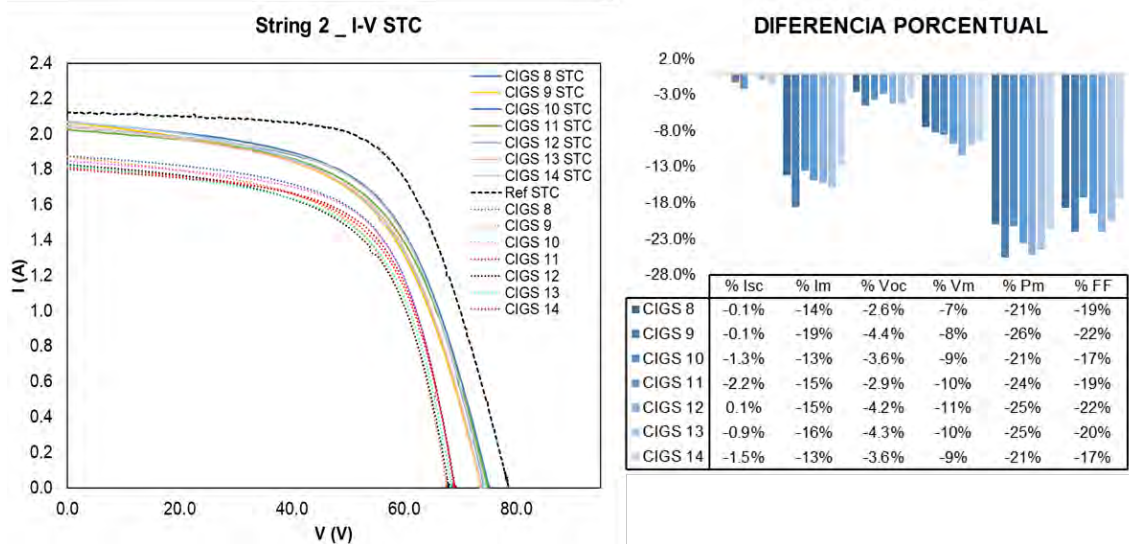


Figura 21. Gráfico de curvas I-V medidas (líneas punteadas), curvas I-V STC (líneas solidas), curva I-V de referencia (línea negra) del string 2.

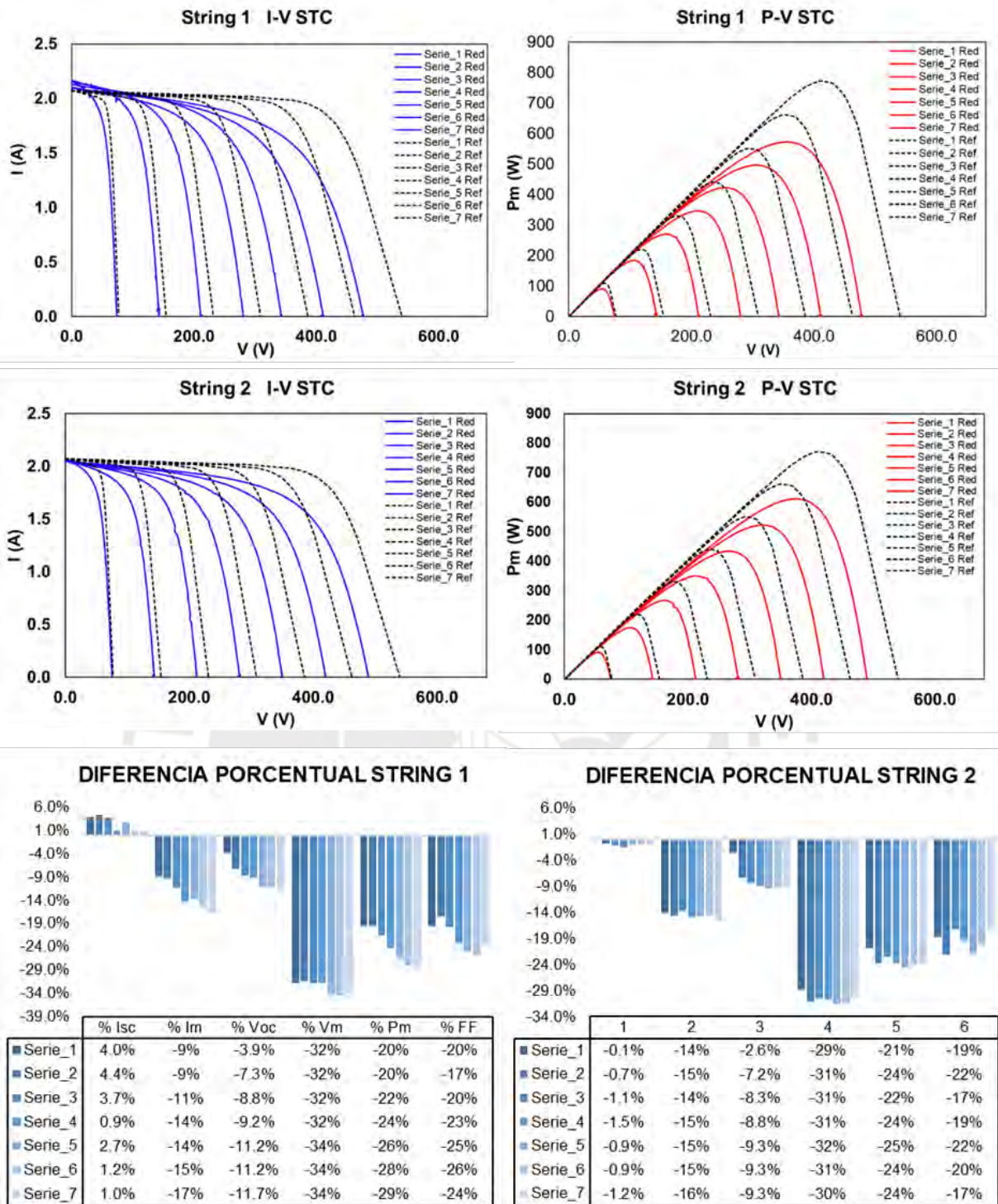


Figura 22. Gráfica de curvas I-V y P-V conectando en serie de 1 a 7 en serie STC (líneas sólidas) con los módulos de referencia (líneas discontinuas) del string 1 y string 2 y debajo la diferencia porcentual referente a la ficha técnica string 1 y string 2.

De acuerdo con lo observado en las imágenes de electroluminiscencia, en esta parte podemos corroborar el impacto de la degradación en el performance del sistema CIGS hasta en un 26% en el FF y un 29% en la potencia máxima.

3.2. Análisis de imágenes EL

Tecnología PERC

En las tomas de imágenes de electroluminiscencia de la tecnología PERC tenemos las imágenes de 5 paneles conectados a la red.

Las imágenes de los 5 módulos se muestran en el anexo A.

En la figura 23 se muestra dos imágenes de EL del mismo módulo fotovoltaico, la figura 23a fue tomada en un cuarto oscuro controlado indoor el 28 octubre 2022 y la 23b imagen EL del mismo modulo tomado a la intemperie u outdoor fue tomada el 28 noviembre 2023, no se observa degradación en las imágenes de electroluminiscencia no muestran mayores defectos o degradación de los módulos PERC.

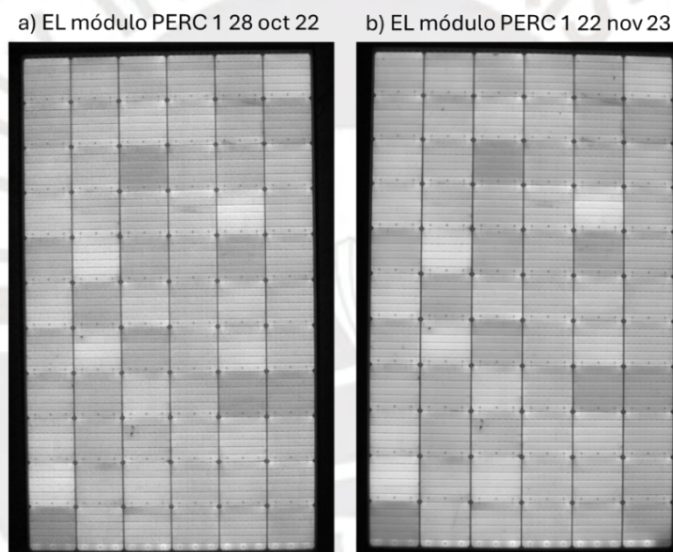


Figura 23. Imagen de electroluminiscencia módulo N°1 PERC en diferentes fechas a) indoor y b) outdoor.

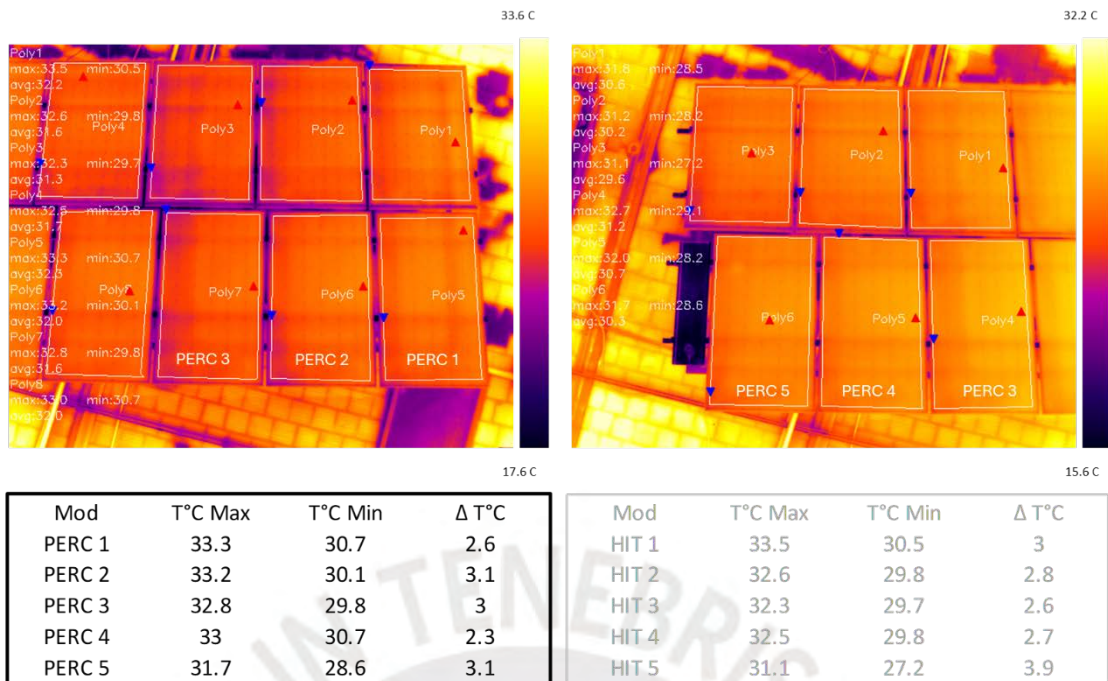


Figura 24. Imagen termográfica de módulos fotovoltaicos PERC con delta de temperatura por cada módulo.

Adicionalmente se realizó una toma de imágenes termográficas con un dron de los sistemas PERC y HIT para realizar una comparación con las imágenes de electroluminiscencia. Del análisis de la imagen termográfica de la figura 24 no se logra visualizar algún defecto en el módulo PERC, para lo cual se tomó las imágenes termográficas que cumplan con lo requerido por el estándar IEC 62446-2016 (Irradiancia mayor a 600W/m², cielo despejado, velocidad de viento y humedad constantes, emisividad, ángulo de inspección, módulos limpios). Los gradientes de temperatura esta dentro de lo esperado para módulos que están en estado normal ($\Delta < 5^{\circ}\text{C}$). [7]

Tecnología HIT

En las tomas de imágenes de electroluminiscencia de la tecnología HIT tenemos las imágenes de 5 paneles conectados a la red y 2 paneles de referencia.

Las imágenes de los 5 módulos y las reservas se muestran en el anexo A. Estos daños pueden ser ocasionados en la etapa de transporte o montaje. Donde podemos notar algunas fisuras de las celdas son de baja impacto en la generación eléctrica, actualmente no afecta en la generación de energía, pero podría evolucionar a una falla mayor por lo cual se puede plantear realizar un seguimiento anual.

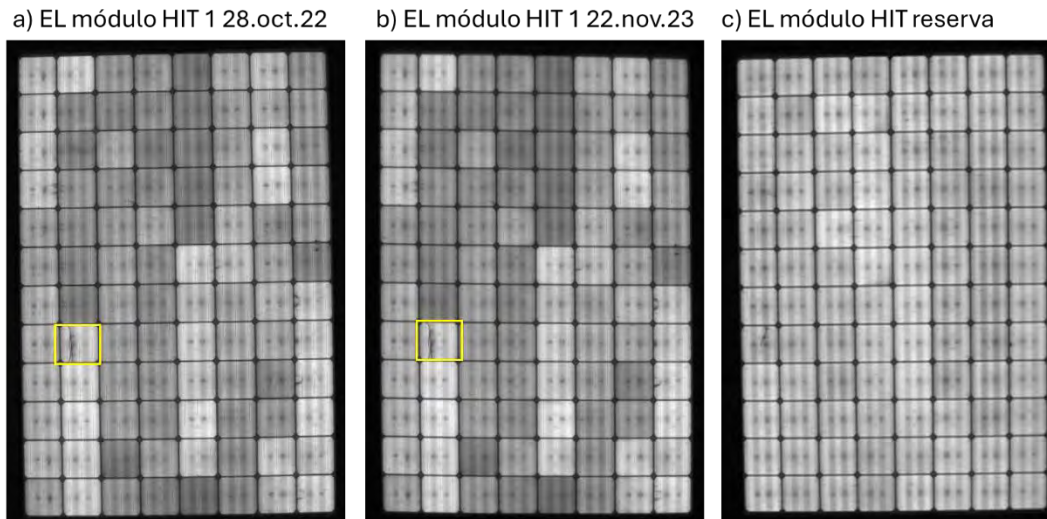


Figura 25. Imagen de electroluminiscencia módulo N°1 HIT en diferentes fechas, los defectos se mantienen en a) indoor y b) outdoor, imagen c) módulo de reserva sin degradación.

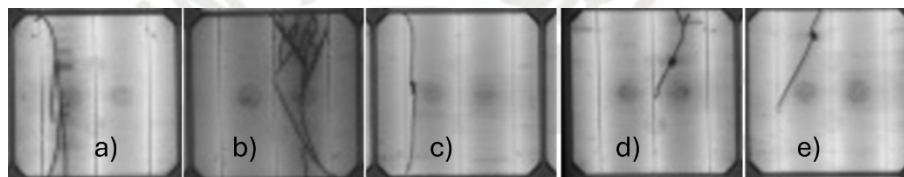


Figura 26. Imágenes de daños encontrados en las imágenes de electroluminiscencia de los módulos HIT conectados a la red y de reserva.

En la figura 25 se muestra tres imágenes de EL del módulo fotovoltaico HIT, la figura 25a fue tomada en un cuarto oscuro controlado indoor el 28 octubre 2022, en la figura 25b la imagen EL del mismo módulo tomado a la intemperie u outdoor fue tomada el 28 noviembre 2023, y la figura 25c es la EL de un panel de reserva que esta conservado y almacenado, y la figura 26 se muestra los defectos encontrados en los módulos HIT conectados a la red

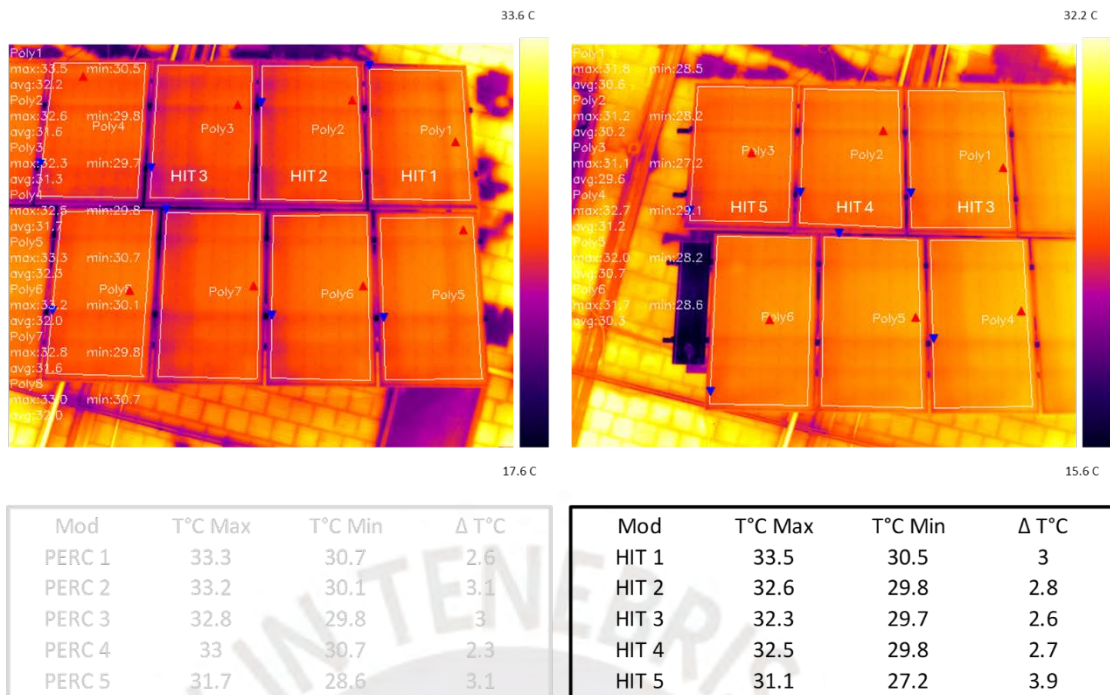


Figura 27. Imagen termográfica de módulos fotovoltaicos HIT con delta de temperatura por cada módulo.

De la imagen termográfica en la figura 27 no se logra determinar algún defecto que tenga una relación con los defectos encontrados en la imagen de EL.

Tecnología CIGS

En las tomas de imágenes de electroluminiscencia de la tecnología CIGS hacemos una referencia entre un panel en buen estado y todos los paneles conectados a la red donde se puede apreciar que existe una degradación. En la figura anexo A se muestra las 14 imágenes de electroluminiscencia de los módulos CIGS.

En la siguiente figura 28c se toma una de las imágenes para poder compararla con un módulo en buen estado. Se puede apreciar evidentemente la degradación respecto a la referencia, y es un claro indicador de la caída de rendimiento de generación eléctrica.

a) EL GICS 5 28.oct.22 b) EL GICS 5 22.nov.23 c) EL GICS reserva

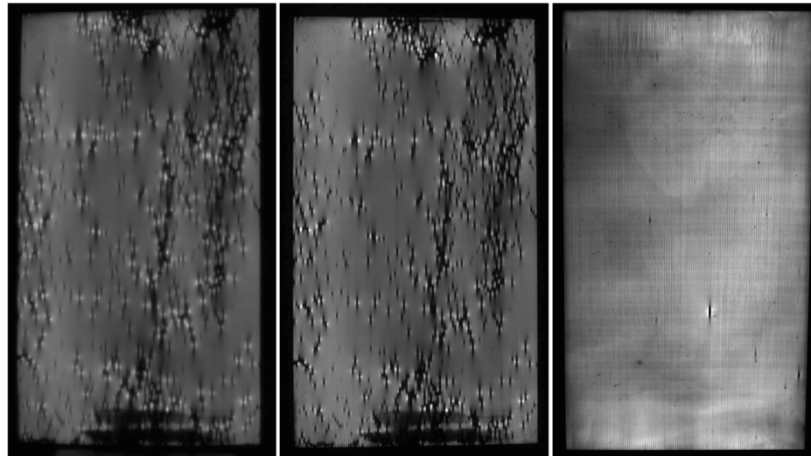
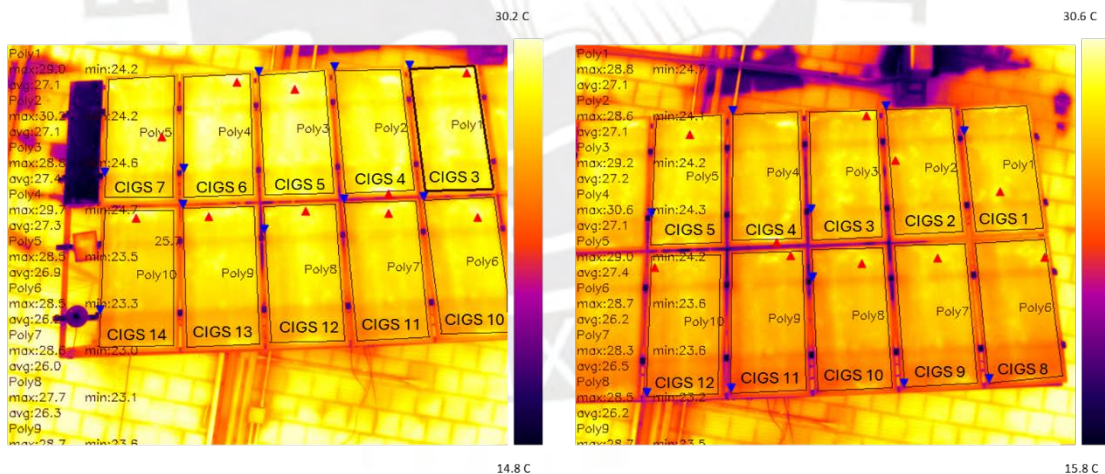


Figura 28. Imagen de electroluminiscencia módulo N°5 CIGS en diferentes fechas, los defectos se mantienen en a) indoor y b), imagen c) outdoor módulo de reserva sin degradación.

El tipo de degradación que se muestra en la figura 28 predomina en todos los paneles.

En la siguiente figura 29 se muestra la imagen termográfica tomada desde un dron que cumplan con lo requerido por el estándar IEC 62446-2016 (Irradiancia mayor a 600W/m², cielo despejado, velocidad de viento y humedad constantes, emisividad, ángulo de inspección, módulos limpios). Los gradientes de temperatura están en el límite o son mayores a 5°C, esto nos da un nos da indicios para [7]



Mod	T°C Max	T°C Min	Δ T°C
CIGS 1	28.8	24.7	4.1
CIGS 2	28.6	24.1	4.5
CIGS 3	29.2	24.2	5
CIGS 4	30.6	24.3	6.3
CIGS 5	29	24.2	4.8
CIGS 6	29.7	24.7	5
CIGS 7	28.5	23.5	5

Mod	T°C Max	T°C Min	Δ T°C
CIGS 8	28.7	23.6	5.1
CIGS 9	28.3	23.6	4.7
CIGS 10	28.5	23.2	5.3
CIGS 11	28.7	23.5	5.2
CIGS 12	28.2	23.5	4.7
CIGS 13	28.7	23.6	5.1
CIGS 14	29	22.7	6.3

Figura 29. Imagen termográfica de módulos fotovoltaicos CIGS con delta de temperatura por cada módulo.

El tipo de degradación observado puede deberse a sombras parciales de larga duración debido principalmente a la falta de limpieza, limpieza inadecuada, residuos de aves, o limpieza durante horas de día iluminado con alta irradiancia. El sombreado en una determinada área genera una corriente inversa incrementando el campo eléctrico en esta zona y a su vez eleva la temperatura produciendo una degradación permanente en este sector. [7]

En la siguiente imagen se muestra un experimento realizado donde se realiza un sombreado parcial llevando a falla permanente áreas del módulo CIGS. [8]

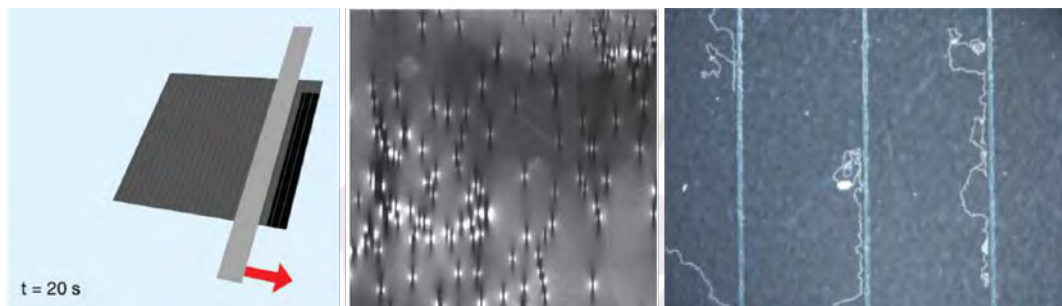


Figura 30. Prueba experimental de sombreado de panel CIGS y degradación debido a este proceso.

En la figura 30 se puede mostrar un experimento llevado en laboratorio donde se puede apreciar el incremento de temperatura en la parte degradada. [10]

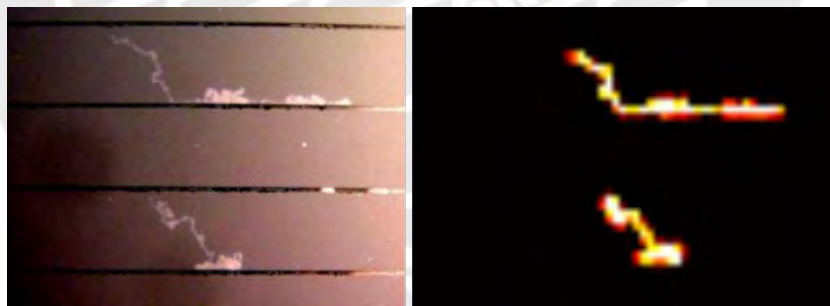


Figura 31. Imagen fotográfica e imagen termográfica de la zona degradada.

CAPITULO IV: CONCLUSIONES

1. Las imágenes de electroluminiscencia muestran defectos que la imagen termográfica no puede detectar, además debemos tener presente las recomendaciones del estándar IEC 62446 para realizar termografías en módulos fotovoltaicos, la irradiancia, el ángulo de inspección y la emisividad son factores importantes para realizar una buena imagen termográfica.
2. Las imágenes de electroluminiscencia de los módulos CIGS muestran claramente el estado de degradación de todos los módulos, esto debido a las sombras parciales durante un día de alta irradiancia, la causa principal de la caída de la potencia y factor de llenado pudo ser debido a la limpieza durante un día alta irradiancia, las corrientes inversas y elevación del campo eléctrico en las áreas sombreadas
3. Las curvas I-V junto a las imágenes de EL nos dan una idea más clara del performance y estado de cada módulo, ambas técnicas se complementan y nos dan una idea más clara y nos muestran otros factores que podemos investigar para determinar las causas de degradación.
4. Las curvas I-V de los módulos HIT fueron afectados por el efecto capacitivo debido al proceso constructivo y a la limitación del tiempo de prueba, para estos módulos se recomienda tener tiempos más largos de prueba o equipos de carga capacitiva de diferente capacidad, este tema aún queda por investigar, por el momento solo está demostrado realizar pruebas con tiempos más largos.

Recomendaciones

1. Realizar mediciones de curvas I-V cercanas a irradiancias de 1000 W/m^2 , realizar limpieza de los módulos antes de la medición y tener a la mano la ficha técnica de cada módulo.
2. La limpieza de los módulos CIGS deben ser en horas de muy baja irradiancia.
3. Verificar que se realicen buenas conexiones para ambos métodos: curvas I-V y electroluminiscencia.
4. Realizar mediciones de electroluminiscencia en el atardecer para evitar interferencias.
5. Realizar mediciones de termografía por delante y detrás de los módulos, teniendo en cuenta el ángulo de inspección, emisividad de ángulo al módulo fotovoltaico, irradiancia cercana a 1000 W/m^2 y cielo despejado.



Referencia Bibliográfica

- [1] L. W. D. C. M. K. Yuchao Zhang, Pathway towards 24% efficiency for fully screen-printed passivated emitter and rear contact solar cells, Australia, 2021.
- [2] S. DeWolf, "High-efficiency Silicon Heterojunction Solar Cells: A Review," *De Gruyter*, vol. 2, pp. 7-24, 2012.
- [3] M. Asaduzzaman, "An investigation into the effects of band gap and doping concentration on Cu(In,Ga)Se₂ solar cell efficiency," *Springer*, pp. 1-2, 2016.
- [4] M. Dhimish, "Solar cells micro crack detection technique using state-of-the-art electroluminescence imaging," *Journal of Science: Advanced Materials and Devices*, vol. 4, pp. 499-508, 2019.
- [5] EKO INSTRUMENTS CO, "I-V Curve Checker MP-11 Instruction Manual.," V12.
- [6] Asociación Española de Normalización UNE, Procedimientos de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos, Madrid, 2022.
- [7] I. E. C. IEC, "Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 3: Photovoltaic modules and plants - Outdoor infrared thermography". 2016.
- [8] T. J. Silverman, *Partial Shade Stress Test for Thin-Film Photovoltaic Modules*, USA, 2015, p. 5.
- [9] L. M. I. R. S. K. Timothy J Silverman, "Damage in monolithic thin-film photovoltaic modules due to partial shade," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 6, pp. 1333 - 1338, 2016.
- [10] U. Z. L. S. M. E. P-O. Westin, "Reverse bias damage in CIGS Modules," in *European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, 21-25 September 2009.
- [11] D. P. J. P. S. J. W. H. Mauro Pravettoni, "The effect of capacitance on high-efficiency photovoltaic modules: a review of testing methods and related uncertainties," *Journal of Physics D: Applied Physics*, 2021.
- [12] A. D. Stefaan DeWolf, "High-efficiency Silicon Heterojunction Solar Cells: A Review," *degruyter*, vol. 2, pp. 7-24, 2012.

Anexos

Anexo A, imágenes de electroluminiscencia y termográfica.

PERC

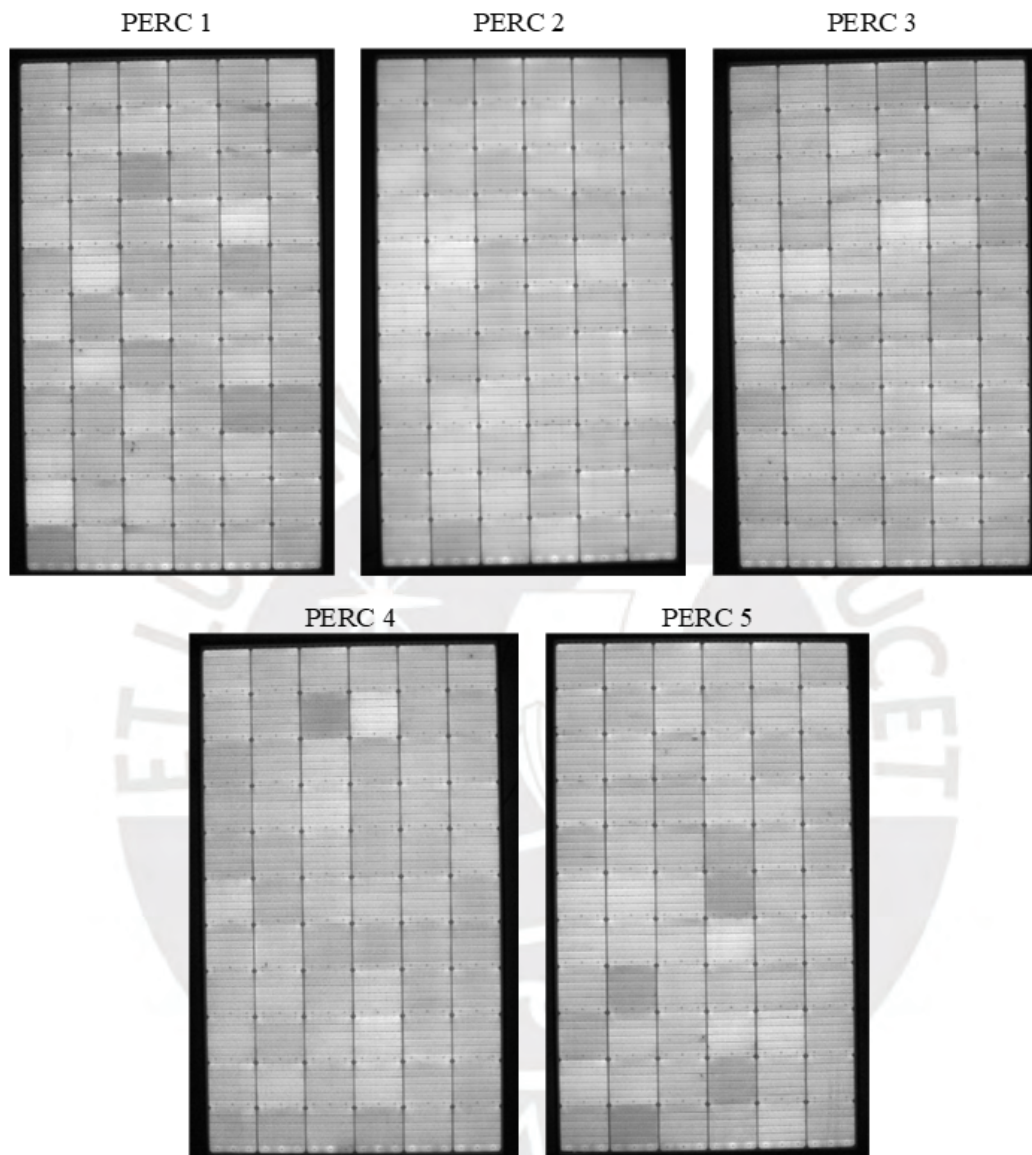


Figura A1. Imágenes de EL PERC conectados a la red, 28 de octubre 2022, indoor.

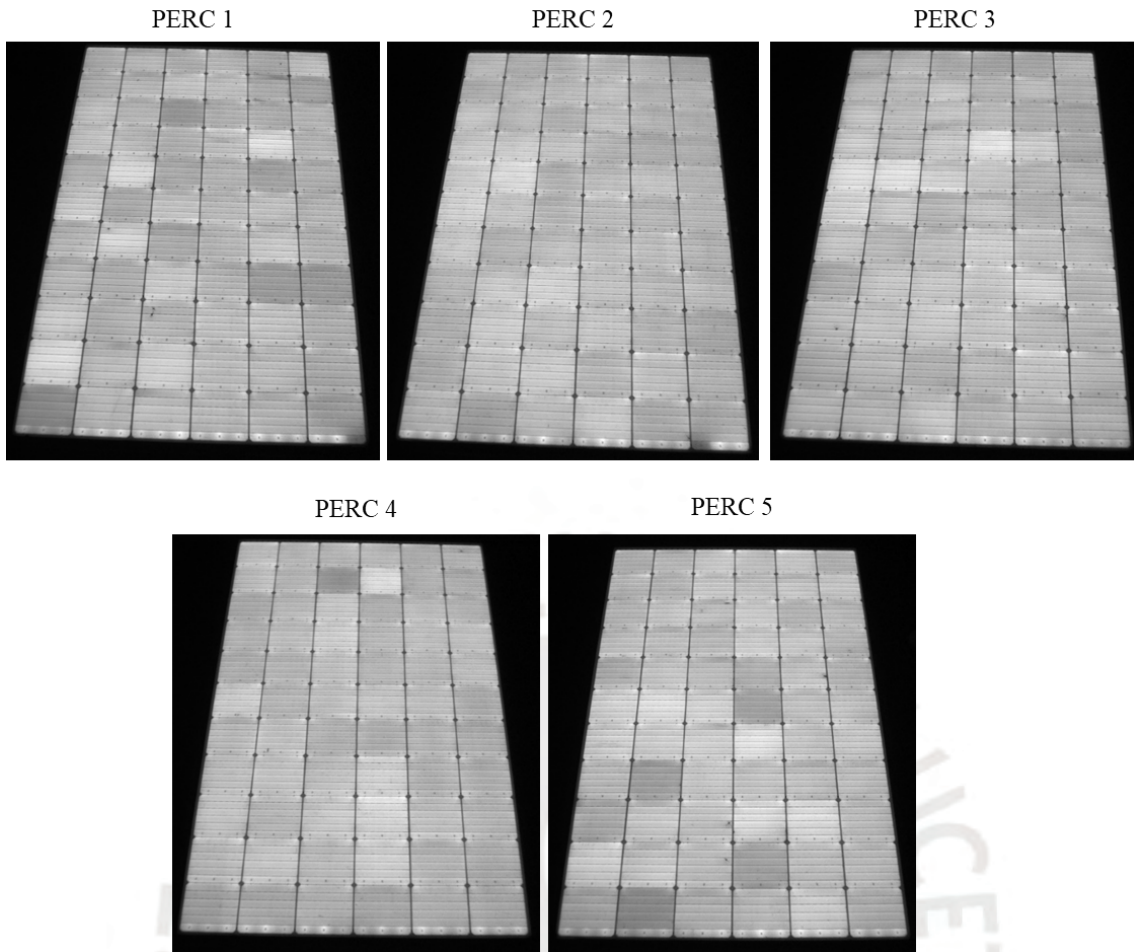
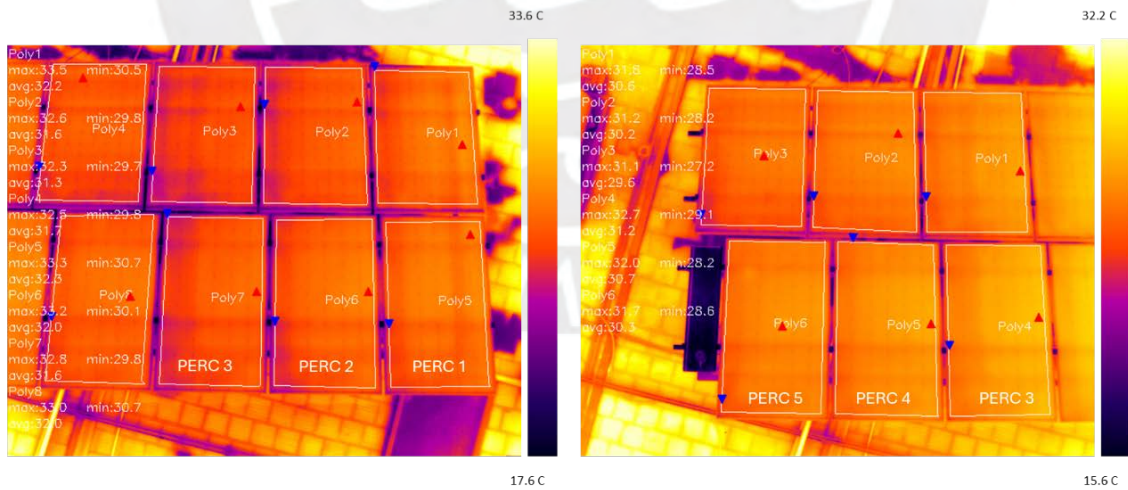


Figura A2. Imágenes de EL PERC conectados a la red, 28 de octubre 2022 outdoor.



Mod	T°C Max	T°C Min	Δ T°C
PERC 1	33.3	30.7	2.6
PERC 2	33.2	30.1	3.1
PERC 3	32.8	29.8	3
PERC 4	33	30.7	2.3
PERC 5	31.7	28.6	3.1

Mod	T°C Max	T°C Min	Δ T°C
HIT 1	33.5	30.5	3
HIT 2	32.6	29.8	2.8
HIT 3	32.3	29.7	2.6
HIT 4	32.5	29.8	2.7
HIT 5	31.1	27.2	3.9

Figura A3. Imágenes termográficas de sistema fotovoltaico PERC.

HIT

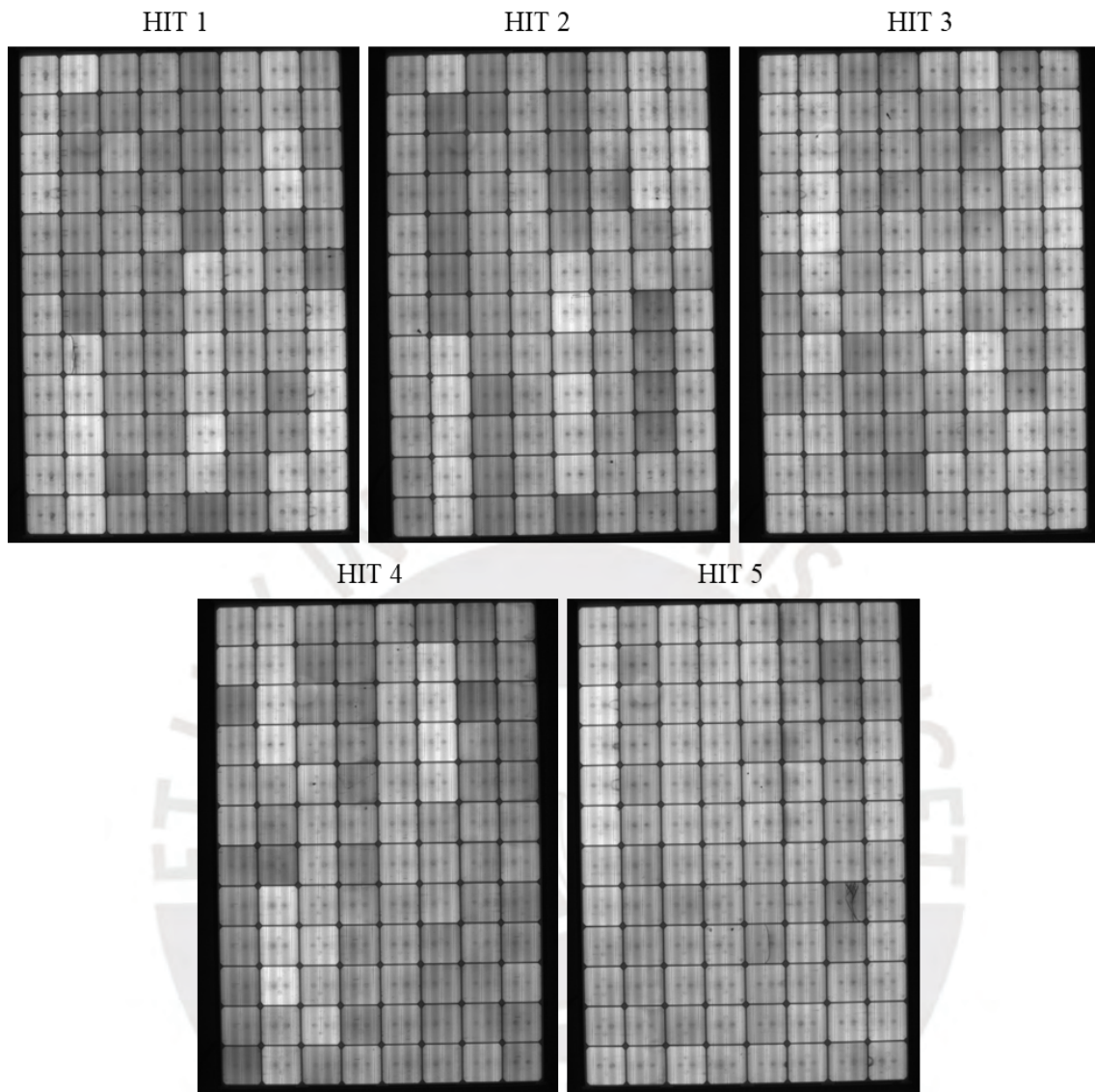


Figura A4. Imágenes de EL HIT conectados a la red, 28 de octubre 2022, indoor.

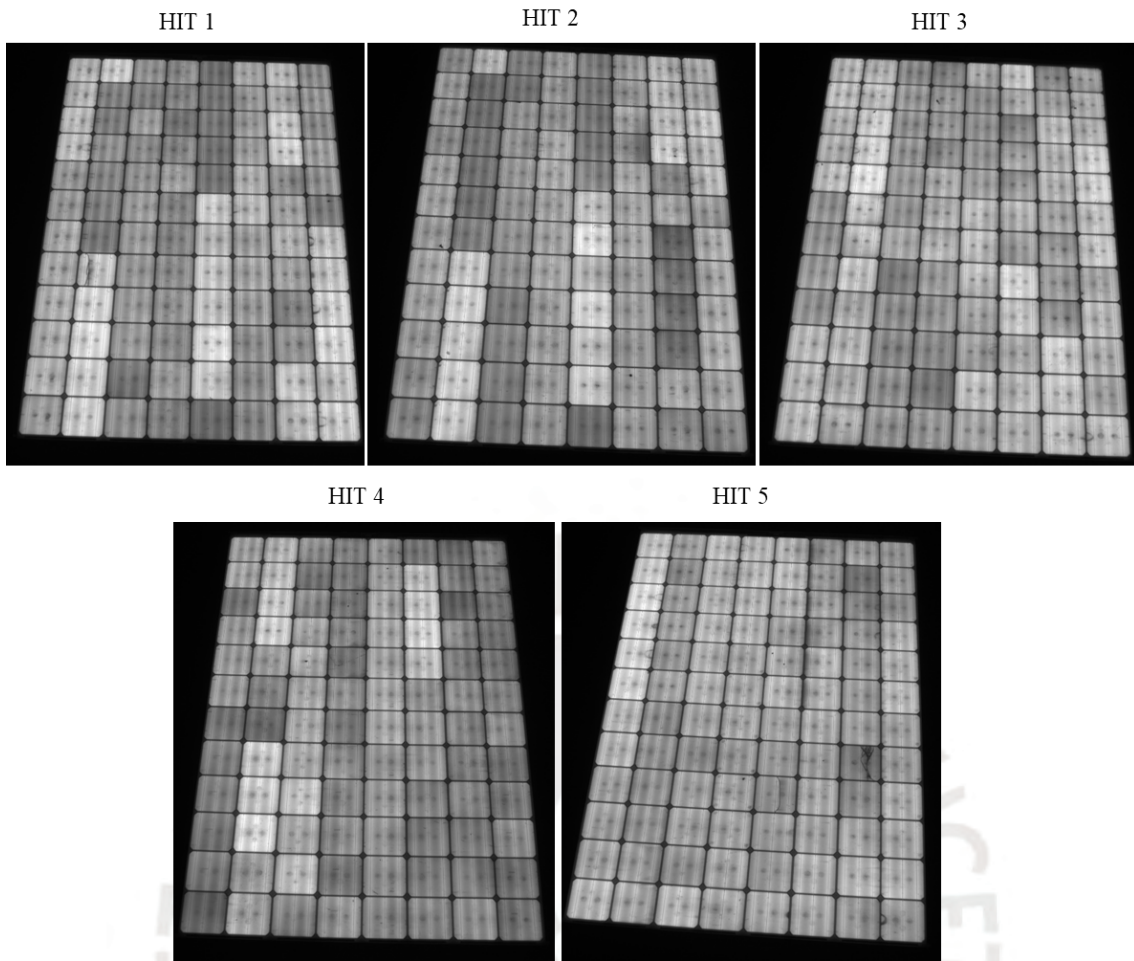


Figura A5. Imágenes de EL PERC conectados a la red, 28 de octubre 2022 outdoor.

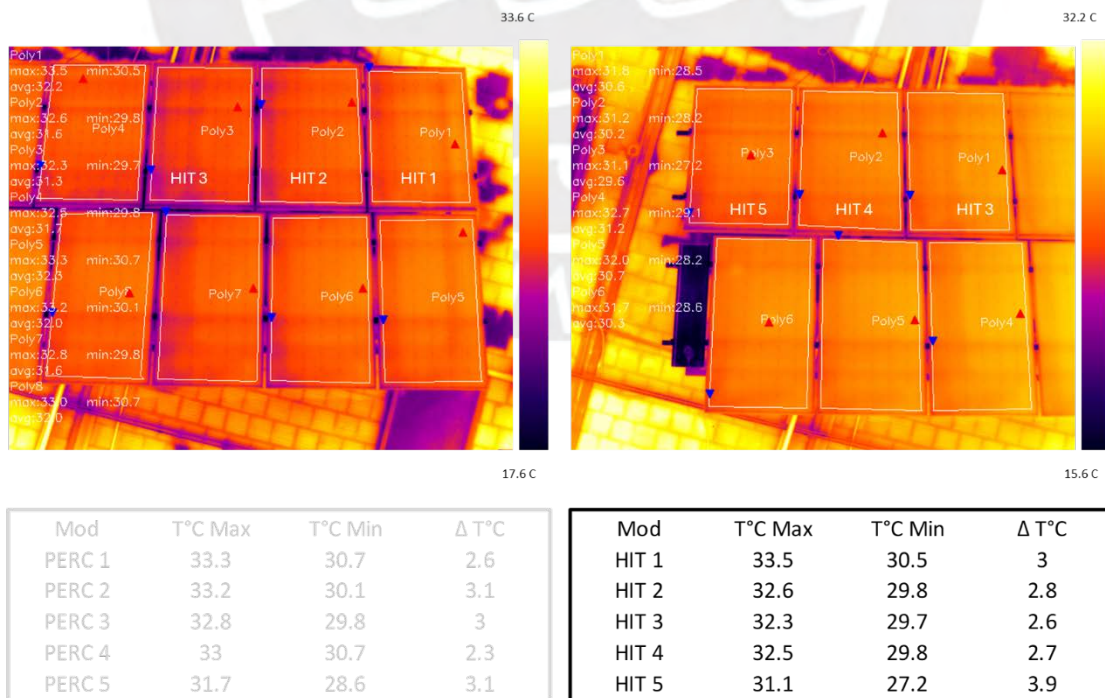


Figura A6. Imágenes termográficas de sistema fotovoltaico HIT.

CIGS

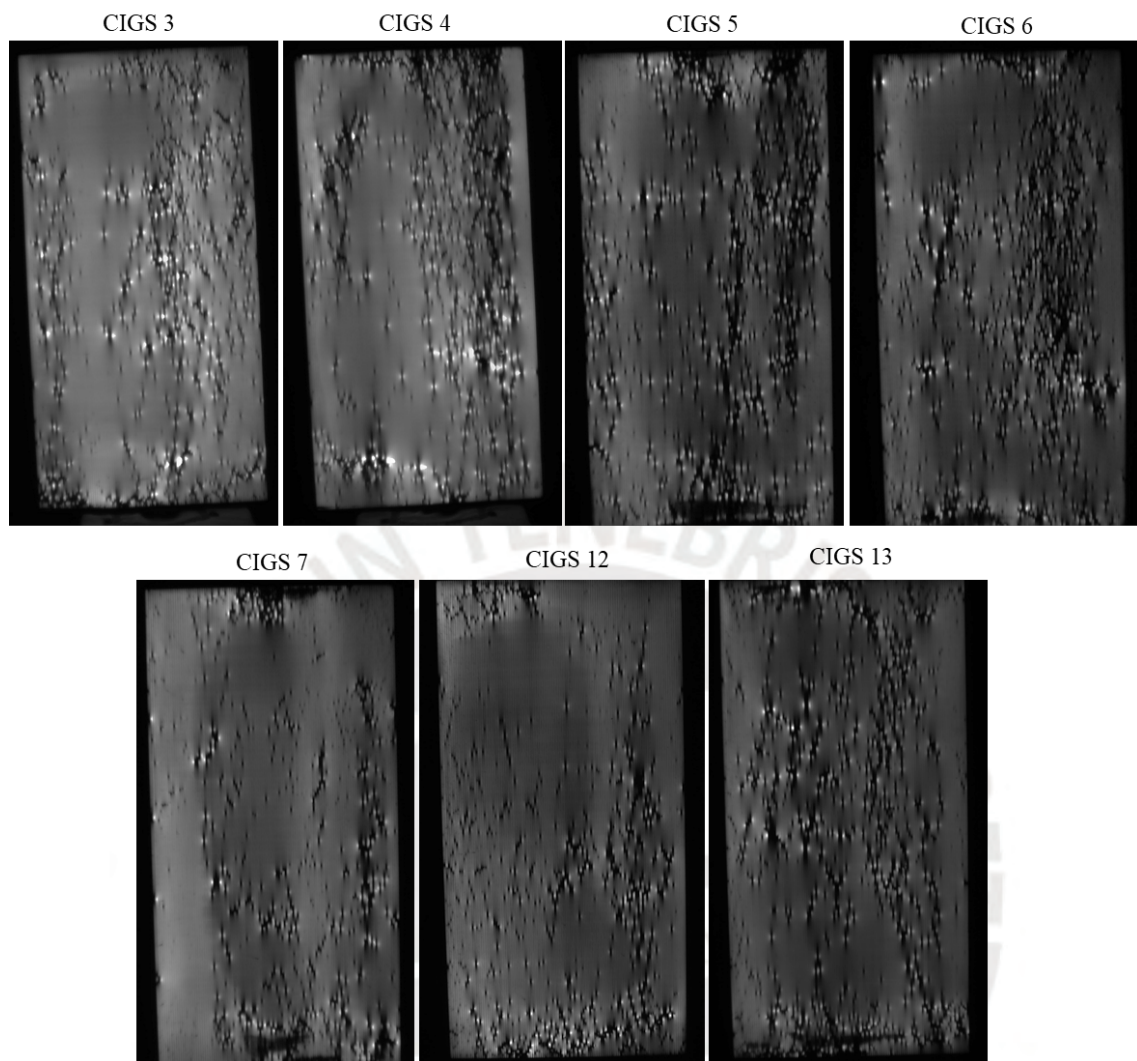


Figura A7. Imágenes de EL CIGS conectados a la red, 28 de octubre 2022, indoor

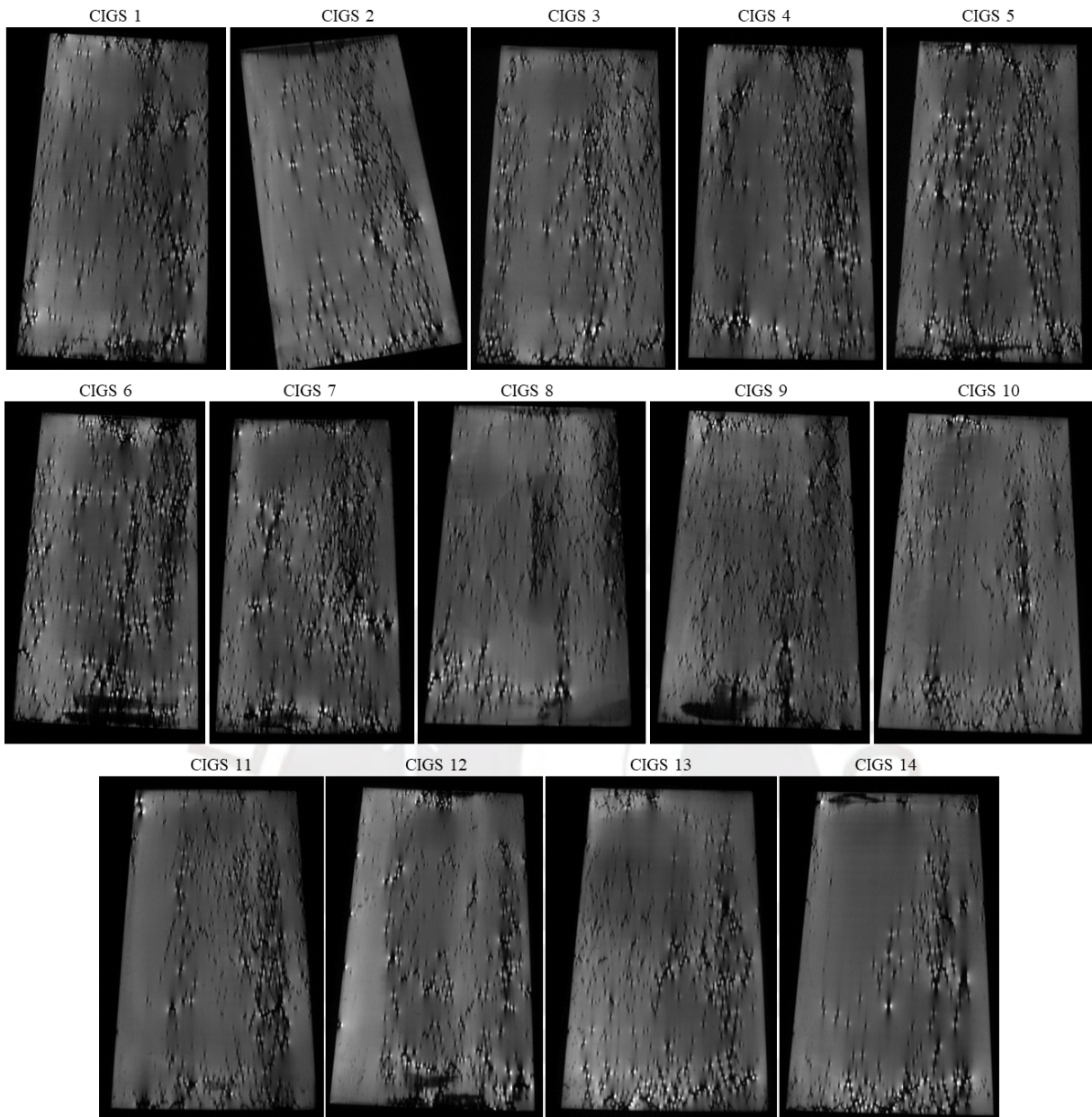


Figura A8. Imágenes de EL CIGS conectados a la red, 28 de octubre 2022, outdoor

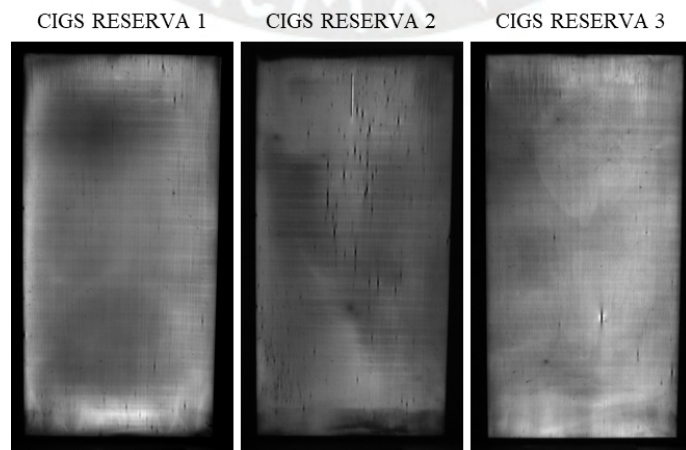
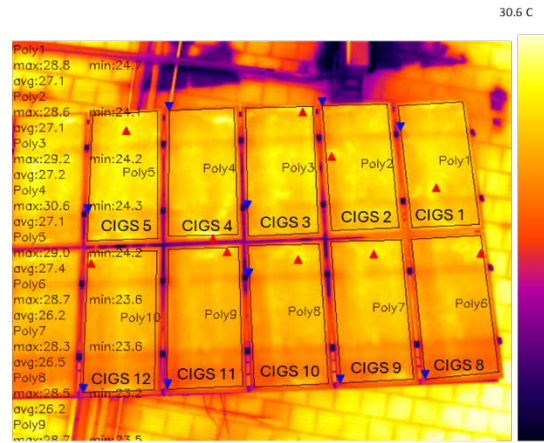
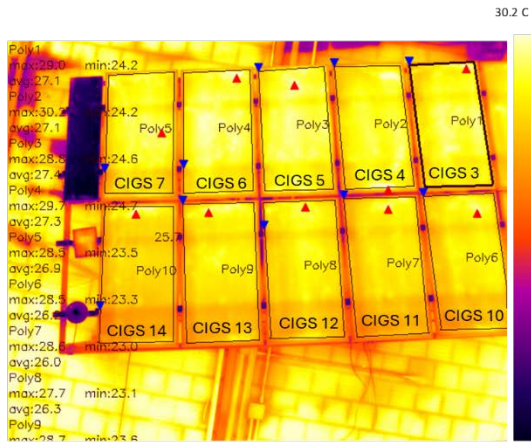


Figura A9. Imágenes de EL CIGS de reserva tomado el 28 de octubre 2022, indoor



14.8 C

Mod	T°C Max	T°C Min	Δ T°C
CIGS 1	28.8	24.7	4.1
CIGS 2	28.6	24.1	4.5
CIGS 3	29.2	24.2	5
CIGS 4	30.6	24.3	6.3
CIGS 5	29	24.2	4.8
CIGS 6	29.7	24.7	5
CIGS 7	28.5	23.5	5

15.8 C

Mod	T°C Max	T°C Min	Δ T°C
CIGS 8	28.7	23.6	5.1
CIGS 9	28.3	23.6	4.7
CIGS 10	28.5	23.2	5.3
CIGS 11	28.7	23.5	5.2
CIGS 12	28.2	23.5	4.7
CIGS 13	28.7	23.6	5.1
CIGS 14	29	22.7	6.3

Figura A10. Imágenes termográficas de sistema fotovoltaico CIGS.

Anexo B, Valores obtenidos de extrapolación a condiciones estándares de medida.

Sistema PERC

Tabla B1. Valores de parámetros de módulos individuales PERC

(ST: Site Test, FT: Factory Test)

	Isc STC FT	Isc STC ST	% Isc	Im STC FT	Im STC ST	% Im	Voc STC FT	Voc STC ST	% Voc	Vm STC FT	Vm STC ST	% Vm	Pm STC FT	Pm STC ST	% Pm	FF FT	FF ST	% FF
PERC 1	9.5	9.2	-3.3%	8.96	8.7	-3.1%	44.3	43.5	-1.8%	37.4	34.6	-7.4%	335	300.5	-10.3%	0.79	0.75	-5.5%
PERC 2	9.5	9.2	-3.4%	8.96	8.7	-3.1%	44.3	42.9	-3.1%	37.4	34.0	-9.0%	335	295.4	-11.8%	0.79	0.75	-5.8%
PERC 3	9.5	9.2	-3.7%	8.96	8.7	-2.8%	44.3	43.0	-3.0%	37.4	34.0	-9.1%	335	296.0	-11.6%	0.79	0.75	-5.4%
PERC 4	9.5	9.2	-3.8%	8.96	8.6	-4.0%	44.3	42.8	-3.3%	37.4	34.3	-8.2%	335	295.5	-11.8%	0.79	0.75	-5.2%
PERC 5	9.5	9.2	-3.4%	8.96	8.6	-3.6%	44.3	42.8	-3.4%	37.4	34.3	-8.2%	335	296.6	-11.5%	0.79	0.75	-5.2%

Tabla B2. Valores de parámetros de módulos en serie del sistema PERC

Serie_1, un panel individual, Serie_2: dos paneles en serie, Serie_3: tres paneles en serie, Serie_4: cuatro paneles en serie, Serie_5: cinco paneles en serie. (ST: Site Test, FT: Factory Test),

	Isc STC FT	Isc STC ST	% Isc	Im STC FT	Im STC ST	% Im	Voc STC FT	Voc STC ST	% Voc	Vm STC FT	Vm STC ST	% Vm	Pm STC FT	Pm STC ST	% Pm	FF FT	FF ST	% FF
PERC Serie_1	9.5	9.2	-3.3%	8.96	8.7	-3.1%	44.3	43.5	-1.8%	37.4	34.6	-7.4%	335	300.5	-10.3%	0.79	0.75	-5.5%
PERC Serie_2	9.5	9.2	-3.0%	8.96	8.7	-2.4%	88.6	82.9	-6.4%	74.8	66.6	-10.9%	670	582.5	-13.1%	0.79	0.76	-4.2%
PERC Serie_3	9.5	9.4	-1.0%	8.96	8.9	-1.0%	132.9	121.3	-8.7%	112.2	98.4	-12.3%	1005	872.7	-13.2%	0.79	0.76	-3.9%
PERC Serie_4	9.5	9.3	-2.6%	8.96	8.6	-3.6%	177.2	161.7	-8.7%	149.6	133.6	-10.7%	1340	1154.0	-13.9%	0.79	0.77	-3.2%
PERC Serie_5	9.5	9.5	-0.8%	8.96	8.8	-2.2%	221.5	199.3	-10.0%	187	164.7	-11.9%	1675	1444.3	-13.8%	0.79	0.77	-3.4%

Sistema HIT

Tabla B3. Valores de parámetros de módulos individuales HIT.

	Isc STC FT	Isc STC ST	% Isc	Im STC FT	Im STC ST	% Im	Voc STC FT	Voc STC ST	% Voc	Vm STC FT	Vm STC ST	% Vm	Pm STC FT	Pm STC ST	% Pm	FF FT	FF ST	% FF
HIT 1	6.1	5.8	-5.1%	5.7	5.6	-1.8%	69.7	68.6	-1.5%	58.0	47.6	-18.0%	330.6	266.2	-19.5%	0.78	0.67	-13.9%
HIT 2	6.1	6.0	-1.4%	5.7	5.7	0.8%	69.7	68.7	-1.4%	58.0	48.2	-16.9%	330.6	276.9	-16.2%	0.78	0.67	-13.8%
HIT 3	6.1	5.9	-3.5%	5.7	5.6	-0.9%	69.7	69.1	-0.9%	58.0	48.2	-16.9%	330.6	272.3	-17.6%	0.78	0.67	-14.0%
HIT 4	6.1	5.9	-3.6%	5.7	5.7	-0.7%	69.7	68.7	-1.5%	58.0	48.0	-17.2%	330.6	271.6	-17.8%	0.78	0.68	-13.5%
HIT 5	6.1	5.8	-4.6%	5.7	5.7	-0.7%	69.7	68.9	-1.1%	58.0	46.8	-19.3%	330.6	265.0	-19.8%	0.78	0.66	-15.0%

Tabla B4. Valores de parámetros de módulos en serie del sistema PERC

Serie_1, un panel individual, Serie_2: dos paneles en serie, Serie_3: tres paneles en serie, Serie_4: cuatro paneles en serie, Serie_5: cinco paneles en serie. (ST: Site Test, FT: Factory Test),

	Isc STC FT	Isc STC ST	% Isc	Im STC FT	Im STC ST	% Im	Voc STC FT	Voc STC ST	% Voc	Vm STC FT	Vm STC ST	% Vm	Pm STC FT	Pm STC ST	% Pm	FF FT	FF ST	% FF
HIT serie_1	6.1	5.8	-3.8%	5.7	5.7	-0.5%	69.7	68.6	-1.5%	58.0	47.4	-18.2%	330.6	269.0	-18.6%	0.78	0.67	-14.1%
HIT serie_2	6.1	5.9	-2.2%	5.7	5.7	0.7%	139.4	132.4	-5.0%	116.0	96.0	-17.2%	661.2	551.2	-16.6%	0.78	0.70	-10.3%
HIT serie_3	6.1	6.0	-1.9%	5.7	5.7	-0.3%	209.1	197.6	-5.5%	174.0	145.5	-16.4%	991.8	826.6	-16.7%	0.78	0.70	-10.1%
HIT serie_4	6.1	6.0	-1.9%	5.7	5.7	-0.2%	278.8	263.4	-5.5%	232.0	199.2	-14.1%	1322.4	1132.9	-14.3%	0.78	0.72	-7.6%
HIT serie_5	6.1	5.9	-2.1%	5.7	5.6	-1.2%	348.5	329.3	-5.5%	290.0	252.9	-12.8%	1653.0	1424.1	-13.8%	0.78	0.73	-6.9%

Sistema CIGS

Tabla B5. Valores de parámetros de módulos individuales CIGS.

	Isc STC FT	Isc STC ST	% Isc	Im STC FT	Im STC ST	% Im	Voc STC FT	Voc STC ST	% Voc	Vm STC FT	Vm STC ST	% Vm	Pm STC FT	Pm STC ST	% Pm	FF FT	FF ST	% FF
CIGS 1	2.07	2.2	4.0%	1.930	1.8	-8.9%	77.2	74.1	-4.1%	59.3	52.6	-11.3%	115	92.5	-19.6%	0.72	0.58	-19.4%
CIGS 2	2.07	2.2	5.8%	1.930	1.8	-4.8%	77.2	74.8	-3.1%	59.3	52.9	-10.8%	115	97.2	-15.5%	0.72	0.59	-17.5%
CIGS 3	2.07	2.1	3.8%	1.930	1.7	-10.5%	77.2	75.6	-2.1%	59.3	54.3	-8.4%	115	93.8	-18.5%	0.72	0.58	-19.7%
CIGS 4	2.07	2.2	5.8%	1.930	1.7	-10.5%	77.2	75.0	-2.9%	59.3	52.6	-11.3%	115	90.8	-21.0%	0.72	0.55	-23.2%
CIGS 5	2.07	2.2	4.6%	1.930	1.7	-11.9%	77.2	73.8	-4.4%	59.3	50.7	-14.5%	115	86.2	-25.0%	0.72	0.54	-25.0%
CIGS 6	2.07	2.1	3.0%	1.930	1.6	-16.7%	77.2	74.1	-4.0%	59.3	52.5	-11.5%	115	84.3	-26.7%	0.72	0.53	-25.9%
CIGS 7	2.07	2.1	3.6%	1.930	1.6	-15.1%	77.2	74.4	-3.7%	59.3	53.5	-9.8%	115	87.6	-23.8%	0.72	0.55	-23.6%
CIGS 8	2.07	2.1	-0.1%	1.93	1.7	-14.1%	77.2	75.2	-2.6%	59.3	54.9	-7.5%	115	90.9	-20.9%	0.72	0.58	-18.7%
CIGS 9	2.07	2.1	-0.1%	1.93	1.6	-18.6%	77.2	73.8	-4.4%	59.3	54.5	-8.1%	115	85.6	-25.6%	0.72	0.56	-22.1%
CIGS 10	2.07	2.0	-1.3%	1.93	1.7	-13.5%	77.2	74.4	-3.6%	59.3	54.2	-8.6%	115	90.6	-21.3%	0.72	0.60	-17.2%
CIGS 11	2.07	2.0	-2.2%	1.93	1.6	-14.9%	77.2	75.0	-2.9%	59.3	53.5	-9.8%	115	87.9	-23.6%	0.72	0.58	-19.5%
CIGS 12	2.07	2.1	0.1%	1.93	1.6	-15.2%	77.2	74.0	-4.2%	59.3	52.6	-11.4%	115	86.0	-25.2%	0.72	0.56	-22.0%
CIGS 13	2.07	2.1	-0.9%	1.93	1.6	-15.9%	77.2	73.9	-4.3%	59.3	53.4	-9.9%	115	86.8	-24.5%	0.72	0.57	-20.4%
CIGS 14	2.07	2.0	-1.5%	1.93	1.7	-12.9%	77.2	74.5	-3.6%	59.3	53.7	-9.4%	115	90.3	-21.5%	0.72	0.59	-17.3%

Tabla B6. Valores de parámetros de módulos en serie del sistema CIGS-STRING 1.

Serie_1, un panel individual, Serie_2: dos paneles en serie, Serie_3: tres paneles en serie, Serie_4: cuatro paneles en serie, Serie_5: cinco paneles en serie, Serie_6: seis paneles en serie y Serie_7: siete paneles en serie del STRING_1. (ST: Site Test, FT: Factory Test).

STRING 1	Isc STC FT	Isc STC ST	% Isc	Im STC FT	Im STC ST	% Im	Voc STC FT	Voc STC ST	% Voc	Vm STC FT	Vm STC ST	% Vm	Pm STC FT	Pm STC ST	% Pm	FF FT	FF ST	% FF
Serie_1	2.07	2.2	4.0%	1.93	1.8	-9%	77.2	74.2	-3.9%	77.2	52.6	-32%	115	92.5	-20%	0.72	0.58	-20%
Serie_2	2.07	2.2	4.4%	1.93	1.7	-9%	154.4	143.1	-7.3%	154.4	105.7	-32%	230	184.9	-20%	0.72	0.59	-17%
Serie_3	2.07	2.1	3.7%	1.93	1.7	-11%	231.6	211.3	-8.8%	231.6	158.1	-32%	345	270.8	-22%	0.72	0.58	-20%
Serie_4	2.07	2.1	0.9%	1.93	1.7	-14%	308.8	280.4	-9.2%	308.8	210.2	-32%	460	347.6	-24%	0.72	0.55	-23%
Serie_5	2.07	2.1	2.7%	1.93	1.7	-14%	386.0	342.9	-11.2%	386.0	253.8	-34%	575	423.1	-26%	0.72	0.54	-25%
Serie_6	2.07	2.1	1.2%	1.93	1.6	-15%	463.2	411.3	-11.2%	463.2	304.0	-34%	690	496.6	-28%	0.72	0.53	-26%
Serie_7	2.07	2.1	1.0%	1.93	1.6	-17%	540.4	477.4	-11.7%	540.4	357.0	-34%	805	572.9	-29%	0.72	0.55	-24%

Tabla B7. Valores de parámetros de módulos en serie del sistema CIGS-STRING 2.

Serie_1, un panel individual, Serie_2: dos paneles en serie, Serie_3: tres paneles en serie, Serie_4: cuatro paneles en serie, Serie_5: cinco paneles en serie, Serie_6: seis paneles en serie y Serie_7: siete paneles en serie del STRING_2. (ST: Site Test, FT: Factory Test).

STRING 2	Isc STC FT	Isc STC ST	% Isc	Im STC FT	Im STC ST	% Im	Voc STC FT	Voc STC ST	% Voc	Vm STC FT	Vm STC ST	% Vm	Pm STC FT	Pm STC ST	% Pm	FF FT	FF ST	% FF
Serie_1	2.07	2.1	-0.1%	1.93	1.7	-14.1%	77.2	75.2	-2.6%	77.2	54.9	-28.9%	115	90.9	-20.9%	0.72	0.58	-18.7%
Serie_2	2.07	2.1	-0.7%	1.93	1.6	-14.5%	154.4	143.2	-7.2%	154.4	106.4	-31.1%	230	175.6	-23.7%	0.72	0.56	-22.1%
Serie_3	2.07	2.0	-1.1%	1.93	1.7	-13.8%	231.6	212.5	-8.3%	231.6	160.9	-30.5%	345	267.7	-22.4%	0.72	0.60	-17.2%
Serie_4	2.07	2.0	-1.5%	1.93	1.6	-15.0%	308.8	281.5	-8.8%	308.8	214.0	-30.7%	460	351.1	-23.7%	0.72	0.58	-19.5%
Serie_5	2.07	2.1	-0.9%	1.93	1.6	-14.8%	386.0	349.9	-9.3%	386.0	264.0	-31.6%	575	433.9	-24.5%	0.72	0.56	-22.0%
Serie_6	2.07	2.1	-0.9%	1.93	1.6	-14.7%	463.2	420.2	-9.3%	463.2	318.0	-31.4%	690	523.7	-24.1%	0.72	0.57	-20.4%
Serie_7	2.07	2.0	-1.2%	1.93	1.6	-15.7%	540.4	490.2	-9.3%	540.4	376.8	-30.3%	805	612.7	-23.9%	0.72	0.59	-17.3%

