



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES**

**INSTITUTO DE INGENIERÍA**

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS SUPERIORES-JURIQUILLA**

**Inspección, monitoreo y pronóstico  
energético de plantas fotovoltaicas  
conectadas a la red.**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniero en Energías Renovables**

**P R E S E N T A**

Omar Villerías Calderón

**DIRECTOR DE TESIS**

M. en E.S. José Ortega Cruz.

**Temixco, Mor., a 26 de octubre de 2023**



**IER**

Instituto de Energías  
Renovables



**INSTITUTO  
DE INGENIERÍA  
UNAM**



**ENES  
JURIQUILLA**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**OF/IER/LIER/136/2023**  
**ASUNTO:** Notificación de jurado y  
fecha para examen profesional.

**LIC. IVONNE RAMÍREZ WENCE**  
**DIRECTORA GENERAL DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR**  
**Presente**

Por medio de la presente le informo que el día jueves 26 de octubre de 2023, a las 16:00 h, en el Instituto de Energías Renovables, el **C. OMAR VILLERÍAS CALDERÓN**, con número de cuenta 416101135 de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, llevará a cabo la presentación de su trabajo de titulación y examen profesional titulado:

***“Inspección, monitoreo y pronóstico energético  
de plantas fotovoltaicas conectadas a la red”***

Debido a que el alumno ha cumplido con los requisitos que establece el Reglamento General de Exámenes, el Comité Académico de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, le asigna el Jurado de Examen Profesional integrado por los siguientes académicos.

|                    |   |
|--------------------|---|
| <b>PRESIDENTE:</b> | <b>DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ</b>           |
| <b>VOCAL:</b>      | <b>DRA. TERESA DE JESÚS RUIZ SÁNCHEZ</b>  |
| <b>SECRETARIO:</b> | <b>M.E.S. JOSÉ ORTEGA CRUZ</b>            |
| <b>SUPLENTE:</b>   | <b>DR. HUMBERTO RAÚL JIMÉNEZ GRAJALES</b> |
| <b>SUPLENTE:</b>   | <b>DRA. ENUE BARRIOS SALGADO</b>          |

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

Atentamente,  
**“Por mi raza hablará el espíritu”**  
Temixco, Mor., a 18 de octubre de 2023



**Dr. Jorge Alejandro Wong Loya**  
**Coordinador de la LIER**  
**IER-UNAM**

JAWL´mfp.



# Glosario de acrónimos

|          |  |
|----------|--|
| AC       | Corriente alterna.                                     |
| BOS      | Balance del sistema.                                   |
| BFT      | Beaufort- Escala de velocidad del viento.              |
| CCD      | Dispositivo de carga acoplada.                         |
| CFE      | Comisión Federal de Electricidad.                      |
| $C_k$    | Factor de ajuste de temperatura de potencia nominal.   |
| CMOS     | Semiconductor complementario de óxido metálico.        |
| CoA      | Clases de anomalías.                                   |
| CRE      | Comisión Reguladora de Energía.                        |
| CT       | Coefficiente de temperatura.                           |
| DAS      | Diagnóstico del sistema.                               |
| DC       | Corriente directa.                                     |
| EL       | Electroluminiscencia002E                               |
| EVA      | Acetato de etilenvinilo.                               |
| FF       | Factor de forma.                                       |
| FS       | Factor de sombra.                                      |
| FV       | Fotovoltaico.  |
| G        | Irradiancia.   |
| H        | Irradiación.   |
| HSP      | Horas solares pico.                                    |
| $I_{mp}$ | Corriente de máxima potencia.                          |
| IR       | Infrarroja.  |
| $I_{cc}$ | Corriente de corto circuito.                           |
| I-V      | Corriente-tensión eléctrica.                           |
| $K'$     | Coefficiente de temperatura de la resistencia interna. |
| NETD     | Diferencia de temperatura equivalente al ruido.        |
| NOCT     | Temperatura de operación nominal de la celda.          |

|             |   |
|-------------|---|
| NMOT        | Temperatura nominal de operación del módulo.                                      |
| Okta        | Cobertura de nubes (octava parte de cobertura de nubes), referencia: ISO 15469(E) |
| $P_0$       | Potencia nominal.   |
| PID         | Degradación por potencial inducido.   |
| $P_{max}$   | Potencia máxima.  |
| PPE         | Equipo de protección personal.  |
| PR          | Índice de rendimiento.  |
| $PR'_{STC}$ | Relación de rendimiento a STC.  |
| $R's$       | Resistencia en serie.   |
| RCD         | Dispositivo de corriente residual.  |
| S           | Nitidez.  |
| SENER       | Secretaría de Energía.  |
| SNR         | Relación señal-ruido.   |
| SR          | Relación de suciedad.   |
| STC         | Condiciones estándar de medición.   |
| $T_a$       | Temperatura ambiente.   |
| TCO         | Oxido conductor transparente.   |
| $T_m$       | Temperatura del dispositivo de referencia.  |
| $T_{mod}$   | Temperatura del módulo.   |
| TYM         | Año típico meteorológico.   |
| UV          | Ultravioleta.   |
| $V_{ca}$    | Tensión de circuito abierto.  |
| $\alpha$    | Coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito.                         |
| $\beta$     | Coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto.                         |
| $\gamma$    | Coeficiente de temperatura de potencia máxima.                                    |
| $\Delta T$  | Diferencia de temperatura.  |
| $\eta$      | Eficiencia de conversión energética.  |

## Resumen/abstract

El objetivo del presente trabajo fue realizar un pronóstico de energía y proporcionar los procedimientos normativos para la inspección y puesta en servicio de plantas fotovoltaicas interconectadas a la red. Para ello, se requirió el manejo de bases de datos temporales y modelos matemáticos que caracterizan el desempeño del sistema solar fotovoltaico, así, se realizó un análisis comparativo con el fin de validar el procedimiento teórico empleado. Además, se desarrollaron técnicas y procedimientos de inspección que proporcionan resultados cualitativos y cuantitativos (curvas I-V, imágenes infrarrojas e imágenes de electroluminiscencia) con el propósito de tener un mejor criterio al evaluar el estado de operación de módulos o plantas fotovoltaicas. Los resultados mostraron el comportamiento del sistema fotovoltaico a lo largo de un año típico para una ubicación determinada en intervalos de media hora, siendo de este modo una referencia del rendimiento que debe tener un sistema solar sin defectos y una herramienta útil para el cálculo de condiciones críticas de operación. En caso de existir defectos en la planta fotovoltaica, los procedimientos de inspección permitieron determinar de manera puntual la ubicación y tipo de fenómeno que afecta el desempeño del sistema.

The goal of this work was to realize an energy forecast and give the normative procedure for the inspection of photovoltaic plants interconnected to the network. Whereby was very useful the manage temporary database and mathematical models that describe the solar system performance. A comparative analysis was performed to validate the theoretical model used. Technics and inspection procedures that give quantitative and qualitative results (I-V curves, Infrared images, and Electroluminescence images) were described and developed with the goal of having better judgment when assessing the module or photovoltaic panel operational state.

The results showed the performance of the photovoltaic system over a typical year for a specific location in half-hour intervals being a reference to the performance that

a solar system must have without defects and a useful tool for the calculation of critical operating conditions.

## Agradecimientos

Principalmente a mis padres (Adrián y Martha) a quienes les debo lo que soy y lo que he logrado, por su amor, respaldo y ejemplo. Gracias por estar desde el inicio de este proceso, hasta el final del mismo.

A la 5G por su compañía e inspiración; por su ayuda en tantos momentos de apuros y destrucción en momentos de dispersión que sirvieron para nutrir la mente y apaciguar el espíritu. A los amigos que me apoyaron en las diferentes etapas y de múltiples maneras, apartado para mencionar a Monreal por su apoyo en la recta final del trabajo.

Al Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme una educación de gran calidad, con los mejores profesores quienes ampliaron un poco más mi visión del mundo, sobre todo a la infraestructura de equipo del proyecto CONACYT-P23-Laboratorio Nacional de Evaluación Fotovoltaica, LANEFV, parte integral del Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar, CEMIESOL: Trazador de curvas I-V, cámara infrarroja y cámara de electroluminiscencia, cuya disponibilidad permitió el desarrollo de las técnicas desarrolladas en el presente trabajo.

A mi asesor José Ortega por su apoyo y disposición a lo largo de este amplio y enriquecedor recorrido donde en más de una ocasión fue necesario el apoyo para dirigir y aterrizar el gran conjunto de ideas y dudas que rodearon mi mente. A mis sinodales (Dr. Aarón, Dra. Teresa, Dra Enue y Dr. Humberto), por sus acertadas correcciones y orientación en la redacción de este trabajo. Por su disponibilidad y valioso tiempo, gran admiración para cada uno de ellos y el gran trabajo que han realizado profesionalmente. A la Dra. Teresa Ruiz agradezco su particular disponibilidad y nivel de cuidado en los detalles. Su participación representó un agradable reto en el final de mi proceso de titulación.

Agradezco a la vida por esta aventura llena de tropiezos, triunfos y aprendizajes, a los que están y a los que no. Seguro de que, si pudiera volver a elegir, elegiría volver a vivirla...



# Índice general

|   |     |
|---|-----|
| Glosario de acrónimos .....   | i   |
| Resumen/abstract.....   | iii |
| Agradecimientos .....   | v   |
| Índice general.....   | vi  |
| Índice de figuras .....   | ix  |
| Índice de tablas .....  | x   |
| Capítulo 1 Introducción.....  | 1   |
| Capítulo 2 Marco teórico .....  | 5   |
| 2.1.    La celda solar.....   | 5   |
| 2.1.1.    Estructura de la celda fotovoltaica.....  | 5   |
| 2.1.2.    Estructura de un módulo fotovoltaico. ....  | 7   |
| 2.2.    Problemas comunes en módulos fotovoltaicos. ....  | 9   |
| 2.2.1.    Problemas identificados visualmente. ....   | 10  |
| 2.3.    Pronóstico energético. ....   | 12  |
| 2.4.    Curva de corriente-tensión eléctrica.....   | 18  |
| 2.4.1.    Parámetros de la curva I-V. ....  | 19  |
| 2.4.2.    Problemas identificados mediante la curva I-V.....                                    | 20  |
| 2.5.    Imágenes infrarrojas. ....  | 23  |
| 2.5.1.    Condiciones ambientales. ....   | 24  |
| 2.5.2.    Requerimientos de la cámara. ....   | 25  |
| 2.5.3.    Problemas identificados mediante imágenes IR, muestra de patrones con anomalías. .... | 31  |
| 2.6.    Electroluminiscencia. ....  | 33  |
| 2.6.1.    Elección de la cámara de EL. ....   | 34  |
| 2.6.2.    Parámetros de cámaras de EL. ....   | 36  |
| 2.6.3.    Clasificación de los tipos de grietas en módulos FV.....                              | 38  |
| 2.6.4.    Problemas identificados mediante imágenes EL.....                                     | 38  |
| Capítulo 3 Procedimiento.....   | 44  |
| 3.1.    Pronóstico energético. ....   | 44  |
| 3.2.    Inspección y verificación. ....   | 48  |
| 3.3.    Régimen de prueba categoría 1- todos los sistemas. ....                                 | 48  |
| 3.3.1.    Continuidad de los conductores de puesta a tierra y equipotencial. ....               | 49  |

|          |  |    |
|----------|--|----|
| 3.3.2.   | Prueba de polaridad.....   | 49 |
| 3.3.3.   | Prueba de caja de combinación. ....  | 49 |
| 3.3.4.   | Prueba de tensión a circuito abierto.....  | 50 |
| 3.3.5.   | Prueba de corriente de corto circuito.....   | 50 |
| 3.3.6.   | Prueba funcional. ....   | 51 |
| 3.3.7.   | Resistencia de aislamiento en los circuitos de corriente directa. ....   | 51 |
| 3.4.     | Régimen de prueba categoría 2. ....  | 52 |
| 3.4.1.   | Prueba de curva I-V en la cadena.....  | 53 |
| 3.4.2.   | Inspección infrarroja. ....  | 53 |
| 3.5.     | Pruebas adicionales.....   | 53 |
| 3.6.     | Medición curva I-V. ....   | 53 |
| 3.6.1.   | Requisitos generales. ....   | 53 |
| 3.6.2.   | Mediciones con luz solar natural. ....   | 54 |
| 3.6.3.   | Procedimientos de corrección de curva I-V. ....  | 55 |
| 3.6.3.1. | Procedimiento de corrección.....   | 55 |
| 3.6.4.   | Llevar información a STC y evaluación energética.....  | 57 |
| 3.6.4.1. | Procedimiento de medición del comportamiento en función de la irradiancia y la temperatura.....                  | 57 |
| 3.6.5.   | Caracterización en potencia.....   | 61 |
| 3.6.5.1. | Interpolación de $I_{cc}$ , $V_{ca}$ , $V_{m\acute{a}x}$ y $P_{m\acute{a}x}$ con respecto a la temperatura. .... | 61 |
| 3.6.5.2. | Interpolación de $I_{cc}$ con respecto a la irradiancia.....   | 62 |
| 3.6.5.3. | Interpolación de $V_{ca}$ con respecto a la irradiancia. ....  | 62 |
| 3.6.5.4. | Interpolación de $P_{m\acute{a}x}$ con respecto a la irradiancia.....  | 62 |
| 3.7.     | Infrarrojo. ....   | 62 |
| 3.7.1.   | Procedimiento de inspección.....   | 62 |
| 3.7.2.   | Evaluación. ....   | 64 |
| 3.7.2.1. | Evaluación de imágenes IR.....   | 64 |
| 3.7.2.2. | Clasificación en clases de anomalías.....  | 64 |
| 3.7.2.3. | Anormalidades en módulos fotovoltaicos. ....   | 65 |
| 3.7.2.4. | Otros componentes del balance de sistema (BOS).....  | 65 |
| 3.7.2.5. | Proyección de diferencias de temperatura a irradiancia nominal.....  | 65 |
| 3.8.     | Electroluminiscencia. ....   | 66 |
| 3.8.1.   | Procedimiento.....   | 66 |

|              |   |     |
|--------------|---|-----|
| 3.8.1.1.     | Posicionamiento de la cámara.....                                       | 66  |
| 3.8.1.2.     | Configuración de la cámara.....   | 66  |
| 3.8.1.3.     | Imágenes.....   | 67  |
| 3.8.2.       | Análisis basado en histogramas de la señal de electroluminiscencia..... | 69  |
| 3.8.2.1.     | Histogramas.....  | 69  |
| Capítulo 4   | Resultados.....   | 71  |
| Capítulo 5   | Conclusiones.....   | 88  |
|              | Trabajos a futuro.....  | 89  |
| Bibliografía | .....   | 90  |
| Anexos       | .....   | 93  |
|              | Anexo A. Ficha técnica módulo CanadianSolar.....                        | 93  |
|              | Anexo B. Ficha técnica inversor Huawei.....                             | 95  |
|              | Anexo C. Modelos de verificación.....                                   | 97  |
|              | Anexo D. Modelo de reporte de inspección.....                           | 98  |
|              | Anexo E. Modelo de reporte de la prueba del arreglo PV.....             | 102 |
|              | Anexo F. Escala Beaufort.....   | 103 |

# Índice de figuras

|   |    |
|---|----|
| Figura 1.1: Aumento en la eficiencia de la celda proyectado del 2022 al 2025 (JASolar, 2023).....           | 2  |
| Figura 1.2: Crecimiento de la potencia instalada en el periodo 2004-2018 (SENER,2018). .....                | 2  |
| Figura 2.1: Esquema de una celda fotovoltaica de unión p-n.....   | 5  |
| Figura 2.2: Estructura simplificada de una celda fotovoltaica de unión p-n.....                             | 6  |
| Figura 2.3: Elementos de un módulo fotovoltaico.....  | 7  |
| Figura 2.4: Curvas I-V y P-V de una celda solar. ....   | 18 |
| Figura 2.5: Principales tipos de desviaciones presentes en la curva I-V. ....                               | 21 |
| Figura 2.6: Espectros de emisión de una variedad de tecnologías de celdas solares. ....                     | 35 |
| Figura 2.7: Celda individual de un módulo con $0.1 \times I_{cc}$ aplicado mostrando tipos de grietas. .... | 38 |
| Figura 3.1: Posiciones tras las celdas donde medir la temperatura del módulo bajo ensayo. ....              | 59 |
| Figura 4.1: Energía anual producida.....  | 78 |
| Figura 4.2: Corriente eléctrica inversor de 30 kW. ....   | 79 |
| Figura 4.3: Corriente eléctrica inversor de 36kW. ....  | 80 |
| Figura 4.4: Tensión eléctrica inversor de 30 kW. ....   | 80 |
| Figura 4.5: Tensión eléctrica inversor de 36kW. ....  | 81 |
| Figura 4.6: Curva I-V e imágenes EL de modulo con PID (Taller LIFYCS, 2011). ....                           | 83 |
| Figura 4.7: Fotografía infrarroja de un módulo fotovoltaico. ....   | 84 |
| Figura 4.8: Imagen EL e histograma del módulo LDK-245D-20 a).....   | 85 |
| Figura 4.9: Imagen EL e histograma del módulo LDK-245D-20 b).....   | 85 |
| Figura 4.10: Imagen EL e histograma del módulo LDK-245D-20 c).....  | 86 |
| Figura 4.11: Imagen EL e histograma del módulo LDK-245D-20 d).....  | 86 |

# Índice de tablas

|  |    |
|--|----|
| Tabla 2.1: Fallas visuales asociadas con módulos fotovoltaicos. ....   | 11 |
| Tabla 2.2: Valor de coeficientes a y b para la ecuación del modelo Sandia. ....  | 16 |
| Tabla 2.3: Exponente de Hellmann. ....   | 16 |
| Tabla 2.4: Factores de corrección para el cálculo de la tensión máxima con referencia a temperaturas ambiente menores a 25°C.....      | 17 |
| Tabla 2.5: Requerimientos mínimos para cámaras infrarrojas. ....   | 27 |
| Tabla 2.6: Matriz de anomalías térmicas de módulos fotovoltaicos. ....   | 31 |
| Tabla 2.7: Problemas detectables mediante imágenes de EL.....  | 39 |
| Tabla 3.1: Valores mínimos de la resistencia de aislamiento-arreglos FV de hasta 10 KWp (IEC 62446-1, 2016). ....                      | 52 |
| Tabla 3.2: $I_{cc}$ , $P_{max}$ , $V_{ca}$ y $V_{max}$ en función de la irradiancia y la temperatura para una masa de aire de 1.5..... | 57 |
| Tabla 3.3: Condiciones requeridas para la inspección (IEC 62446-3,2016). ....  | 63 |
| Tabla 3.4:Factor de extrapolación para diferencia de temperatura en condiciones de carga normales (IEC 62446-3, 2016). ....            | 66 |
| Tabla 4.1: Horas solares pico en cada mes del año.....   | 71 |
| Tabla 4.2: Datos medidos módulo Panasonic. ....  | 72 |
| Tabla 4.3: Datos calculados módulo Panasonic. ....   | 73 |
| Tabla 4.4: Diferencia porcentual de datos medidos contra datos calculados módulo Panasonic... 74                                       | 74 |
| Tabla 4.5: Diferencia porcentual calculada en módulo Panasonic en condiciones estandarizadas de medición.....                          | 74 |
| Tabla 4.6: Datos medidos módulo Canadian Solar. ....   | 75 |
| Tabla 4.7: Datos calculados módulo Canadian Solar. ....  | 76 |
| Tabla 4.8: Diferencia porcentual de datos medidos contra datos calculados módulo Canadian Solar. ....                                  | 77 |
| Tabla 4.9: Diferencia porcentual calculada en módulo Canadian en condiciones estandarizadas de medición.....                           | 77 |
| Tabla 4.10: Eficiencia de conversión en los diferentes componentes del sistema.....  | 81 |
| Tabla 4.11: Energía y PR del sistema fotovoltaico. ....  | 82 |

# Capítulo 1

## Introducción

El problema energético es uno de los desafíos más grandes del siglo XXI, nuestras principales fuentes de energía son los combustibles fósiles destacando el carbón, el petróleo y el gas natural. Tienen la ventaja de ser altamente energéticos, de fácil transporte y almacenamiento, pero su extracción y combustión aumentan la proporción de gases de efecto invernadero, como el metano y el dióxido de carbono, así como gases tóxicos (arsénico y mercurio). Además, son fuentes no renovables de energía. La demanda de energía aumenta cada vez más y estas fuentes de energía son cada vez más escasas. Esto hace que sean necesarias las energías renovables, que tienen un impacto ambiental menor y se regeneran más rápido de lo que se consumen. La forma de energía renovable más abundante es la solar, cuya disponibilidad en todo el mundo es una de las llaves que puede sustentar la diversificación energética que en un futuro el país requerirá, derivado del agotamiento de los recursos fósiles (Vaquero, s.f.).

La tecnología solar fotovoltaica se ha vuelto cada vez más atractiva, no sólo por su baja contaminación de CO<sub>2</sub>, sino que también porque sus costos han disminuido en los últimos años. Debido a los avances en la tecnología fotovoltaica en los años recientes, la eficiencia de conversión promedio en los paneles ha incrementado del 15% al 22%. Este incremento en la eficiencia ha provocado que la potencia nominal de un panel de tamaño estándar aumentara de 250 W a 550 W. En la Figura 1.1 se muestra la proyección del incremento en la eficiencia de la celda proyectados del 2022 al 2025.

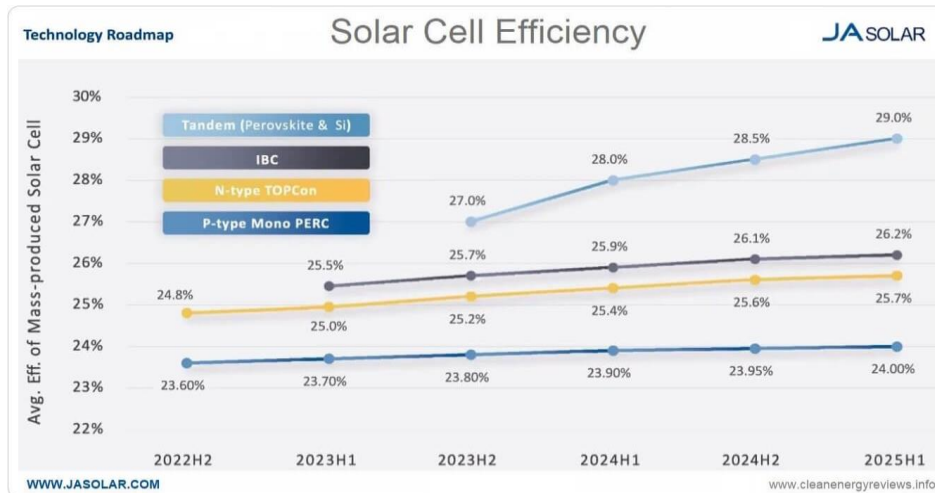


Figura 1.1: Aumento en la eficiencia de la celda proyectado del 2022 al 2025 (JASolar, 2023).

Como señala (IEA, 2022), la generación de energía solar fotovoltaica a nivel mundial a finales del año 2021 es de 1002.9 TWh y, de acuerdo al reporte de avances de energías limpias (2018) realizado por la Secretaría de Energía (SENER), con información de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la tendencia de crecimiento de la energía solar fotovoltaica en México, ha tenido un crecimiento exponencial, como se muestra en la Figura 1.2, reportando una potencia instalada por las plantas fotovoltaicas en el año 2018 de 1,646.55 MW.

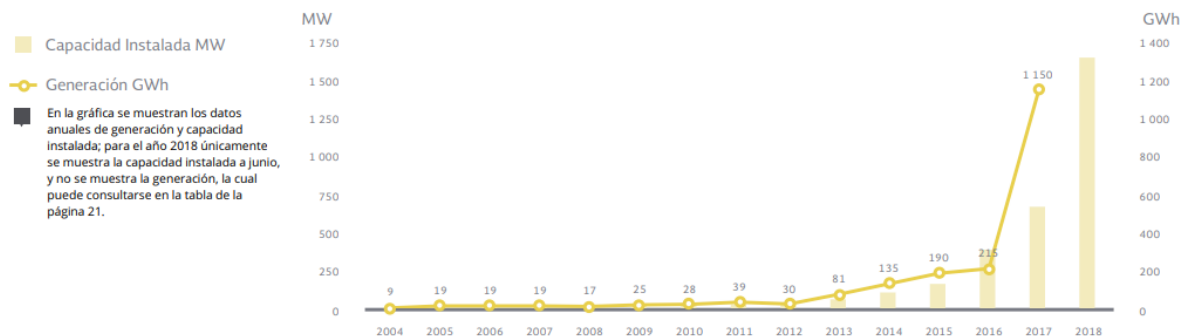


Figura 1.2: Crecimiento de la potencia instalada en el periodo 2004-2018 (SENER, 2018).

Este gran mercado indica que los sistemas fotovoltaicos (FV) están siendo reconocidos como sistemas de generación de energía fiables y el incremento de plantas solares a gran escala está siendo cada vez más notable. Por lo tanto, garantizar la calidad de los módulos FV, diseñados para producir electricidad

durante 25-30 años, es esencial para asegurar la rentabilidad de la planta, ya que es uno de los principales factores que determinan la capacidad de financiamiento de los proyectos FV debido a que la vida útil de un sistema FV tiene un gran impacto en el costo de producción de energía (Tetsuyuki, 2017).

Un número tan elevado de potencia instalada implica que se ha instalado un número muy alto de módulos y están sujetos a muchas fuentes de fallas provocadas por el envejecimiento del material, defectos de fabricación inadvertidos y condiciones climáticas extremas las cuales deben ser localizadas una vez que los módulos están instalados. Por lo cual, el objetivo general del trabajo fue realizar un pronóstico de energía, así como proporcionar los procedimientos normativos para la inspección y monitoreo de plantas fotovoltaicas conectadas a la red.

La finalidad de realizar un pronóstico energético es tener un registro de los parámetros que caracterizan el desempeño de un sistema FV y la energía que será generada a lo largo de un año típico, siendo un punto de referencia con el cual sustentar la viabilidad de un proyecto o determinar el correcto desempeño de un sistema en funcionamiento a partir de datos de irradiancia y temperatura. Para validar el protocolo empleado se realizó una revisión bibliográfica de la normatividad internacional, la cual fue aplicada a un sistema fotovoltaico ubicado en la ciudad de Mérida, Yucatán.

Adicionalmente, el realizar una inspección periódica y tener un correcto monitoreo de los sistemas fotovoltaicos es crucial para garantizar su rendimiento, determinar la generación de energía eléctrica específica del sistema, prevenir problemas futuros para poder implementar acciones de mantenimiento para su correcto funcionamiento. Así, se elaboró un formato de reporte detallado basado en las regulaciones y características que un sistema en funcionamiento debe cumplir. Los formatos de reporte permitirán examinar, ordenada y estructuradamente sistemas existentes, identificando información del diseño y componentes que lo conforman. También, se aplicaron técnicas de caracterización como curvas de corriente-tensión eléctrica (I-V), así como imágenes infrarrojas y de electroluminiscencia las cuales



permiten localizar la causa de posibles defectos que limitan la generación de energía dado que los defectos en módulos FV en ocasiones no son apreciables a simple vista (Haque *et al.*, 2018).

## Capítulo 2

### Marco teórico

#### 2.1. La celda solar.

Una celda solar es simplemente un diodo formado por un semiconductor, que ha sido diseñado y construido para absorber eficientemente y convertir la luz del Sol en energía eléctrica.

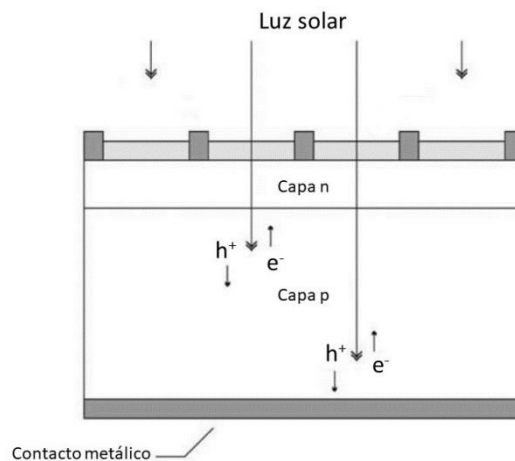


Figura 2.1: Esquema de una celda fotovoltaica de unión p-n.

La efectividad de un dispositivo FV depende de la elección de los materiales absorbentes y la manera en la que los conectamos al circuito.

#### 2.1.1. Estructura de la celda fotovoltaica.

Una celda 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 bordes una diferencia de potencial determinada. La energía eléctrica producida se suministra en forma de una corriente eléctrica directa (DC) a una carga externa conectada mediante un circuito a uno o varios grupos de celdas que se ensamblan en unidades compactas que denominamos módulos FV.

La estructura simplificada de una celda fotovoltaica se muestra en la Figura 2.2 y en ella se puede apreciar los principales elementos o secciones que la conforman. Desde el punto de vista de los fotones incidentes, se tiene el siguiente orden:

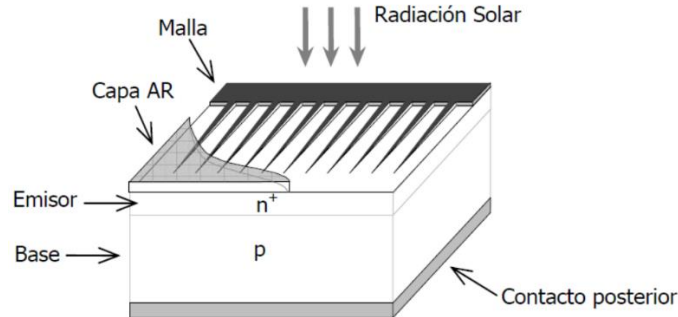


Figura 2.2: Estructura simplificada de una celda fotovoltaica de unión p-n.

- Una **capa antirreflexiva**, diseñada para reducir al máximo las pérdidas por reflexión superficial. El espesor y el índice de refracción de esta capa se diseñan de tal forma que la reflectancia sea mínima a cierta longitud de onda y en un intervalo lo más amplio posible del espectro. Además de estas capas, muchas celdas presentan superficies dotadas de surcos, micro-pirámides y otras texturas creadas para reducir aún más las pérdidas por reflexión.
- Una **malla de metalización**, que puede presentar diversas formas. Su diseño debe garantizar una colección adecuada de los electrones del dispositivo, sin introducir una resistencia eléctrica elevada, pero al mismo tiempo debe dejar pasar la mayor cantidad de luz posible al interior del dispositivo. Su parámetro más característico es el factor de sombra (FS) que mide la cantidad de superficie ocupada por los fingers metálicos respecto al área total del dispositivo.
- Las **capas activas de material semiconductor**, denominadas emisor y base. Aparecen depositadas o crecidas sobre un sustrato más grueso que confiere mayor resistencia mecánica al conjunto. Además del tipo y la calidad del semiconductor empleados, el espesor de las capas y la densidad o concentración de impurezas influyen notablemente en el rendimiento final del dispositivo.

- El **contacto metálico posterior**, que suele realizarse metalizando toda la superficie del dispositivo cuando no existe el requisito de que ésta reciba luz por su parte posterior.

### 2.1.2. Estructura de un módulo fotovoltaico.

Como se sabe, las celdas fotovoltaicas se pueden conectar en serie o en paralelo para hacer un módulo. Conectando celdas en serie, la potencia máxima de cada celda ocurre a la misma corriente y la tensión total es la suma de las tensiones de cada celda. Conectando celdas en paralelo, la potencia máxima de cada celda ocurre a la misma tensión y la corriente total es la suma de las corrientes de cada celda (Papaioannou, 2015).

El objetivo de caracterizar los módulos o las celdas es hacer un control de calidad para localizar los diferentes defectos y fallas que puedan presentar. Para poder entender y referenciar la procedencia de los defectos y fallas, se debe conocer primero la estructura de un módulo. Un módulo FV se divide en diferentes componentes y materiales con sus respectivas conexiones eléctricas, aquí se muestran los principales.

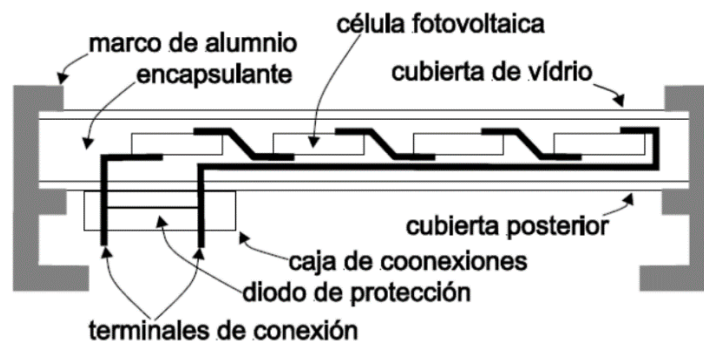


Figura 2.3: Elementos de un módulo fotovoltaico.

- En la **cubierta frontal** se puede encontrar vidrio, un material que se encuentra expuesto de forma continua a los factores ambientales. En regiones desérticas la degradación de este material puede verse agravada debido a la presencia de forma simultánea de viento, polvo y tierra

produciéndose una acción abrasiva. Además, se reduce la transmisibilidad óptica, afectando a la potencia entregada por el módulo FV.

- La matriz en la que están todas las celdas es el **encapsulante**, cuya función es conseguir un aislamiento adecuado frente a agentes externos. Se suele emplear EVA (acetato de etilenvinilo, ethylene vinyl acetate en inglés). Debido a la ubicación de este polímero, sufrirá una fuerte exposición a radiaciones ultravioleta (UV) lo cual debilitará su estructura química generando el mecanismo de degradación conocido como decoloración.
- La **celda** 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 celda se divide en buses, separados por busbars que solapan con las interconexiones de cadena.
- Una **cadena** es un conjunto de celdas conectadas en serie a través de cinta de interconexión. Normalmente un módulo consta de tres cadenas de celdas conectados cada uno en paralelo con un diodo de derivación creando así un sub-módulo independiente. A su vez las cadenas se conectan en serie a través de una interconexión de cadena.
- La **cubierta trasera** sirve para proteger todos los componentes electrónicos del módulo. Normalmente están compuestas de vidrio o polímeros incluyendo una capa metálica. La selección de los materiales dependerá de las necesidades requeridas.
- En la parte trasera encontramos la **caja de terminales**, que protege las conexiones externas de las cadenas. Si las interconexiones de cadena tienen malas soldaduras pueden causar resistencias parásitas con el consecuente calentamiento de la caja. Los **diodos de derivación** se encuentran en esta caja. Su función principal es evitar que la polarización inversa de las celdas sea mayor que el permitido en caso de falla y evitar daños irreversibles (Vaquero, S.F.).

## 2.2. Problemas comunes en módulos fotovoltaicos.

La degradación en los módulos FV puede originarse por defectos de material, fallas de fabricación, daños ocurridos durante el transporte e instalación, antes de que éstos comiencen incluso a entrar en operación. También pueden ser inducidos en el campo después de la instalación, esto es el resultado inevitable de producir una lámina de silicio y ponerla al aire libre durante 20 o 30 años. Un ambiente de sol abrasador, frío intenso, nieve, granizo, viento con alta velocidad y objetos que caen estresarán mecánica y químicamente cualquier elemento. Adicional a esto, el ciclo térmico diario, que contrae, expande y flexiona los contactos metálicos, las soldaduras y las interconexiones de cables que, en el período de tiempo prolongado, inician tensiones eléctricas, mecánicas y térmicas, genera una reducción del rendimiento de salida del sistema FV (Singh *et al.*, 2018; Kernahan *et al.*, 2012).

Citando a (Crozier *et al.*, 2015), la salida de corriente de toda la cadena está limitada por la celda más débil de la misma, por lo que el sombreado o el daño a una sola celda puede afectar la salida de corriente de todo el módulo. Cuando tienes una celda sombreada, la celda genera calor que puede dañarla, creando un punto caliente que puede hacer que la celda se agriete o se delamine del material de encapsulamiento.

La delaminación es un defecto fácil de localizar a simple vista. Se define como la pérdida de adhesión existente entre diferentes capas. Dicha pérdida de adhesión puede darse entre el encapsulante polimérico y las celdas fotovoltaicas, entre las celdas fotovoltaicas y el vidrio de la cubierta frontal o entre la cubierta posterior y el encapsulante. Esto supone un problema de gran envergadura porque causa dos efectos: se incrementa la reflexión de la luz, por tanto, se pierde luz aprovechable para el efecto FV, y se facilita la entrada de humedad en el módulo FV, generando otro modo de degradación que es la corrosión.

Por otra parte, si se tiene una resistencia eléctrica anormalmente alta, entonces la corriente tenderá a fluir a través del camino con la resistencia eléctrica más baja. La resistencia de las uniones de soldadura defectuosas puede ser lo suficientemente

alta como para forzar que casi toda la corriente pase a través de las uniones de soldadura más fuertes. Esta concentración de corriente en áreas pequeñas es responsable del aumento de temperatura en estas áreas y, por lo tanto, es la causa de los puntos calientes observados. Por su parte, las celdas calientes causadas por microgrietas, tienen un área eléctricamente aislada que no puede entregar energía al circuito. Las grietas y roturas en el material semiconductor son responsables de la mayoría de los casos de pérdida de potencia en las celdas de silicio cristalino. Una grieta en sí no tiene un impacto significativo en la potencia de un módulo FV, sin embargo, la orientación de la grieta determina la medida en que puede afectar el desempeño del mismo (García *et al.*, 2013).



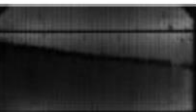


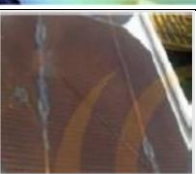





Otras causas de problemas externos son: cableado, conexión o relámpagos. Así, el diseño de abrazadera de bordes afilados, abrazaderas estrechas, posicionamiento inapropiado, un excesivo apriete de tornillos en abrazaderas que causan estrés en los módulos provoca roturas. Las roturas en el vidrio resultan en problemas de seguridad eléctrica y pérdidas de desempeño durante la operación a largo plazo como corrosión. Un diseño o cerrado inapropiado de la caja de conexiones permite el ingreso de humedad causando corrosión en las conexiones, provocando problemas de cableado y esto produce arcos eléctricos (Haque *et al.*, 2018).

La degradación por potencial inducido (PID por la expresión inglesa Potential Induced Degradation) es una degradación en paneles FV causante de pérdidas en el rendimiento, que se debe a la presencia de corrientes parásitas en los mismos. Un módulo afectado puede tener una tensión de circuito abierto más baja que el esperado, pudiendo reducir la potencia del equipo hasta en un 30 % (Martínez *et al.*, S.F.).


### 2.2.1. Problemas identificados visualmente.

En la Tabla 2.1 se muestran diferentes fallos que pueden ser identificados visualmente de acuerdo con (Haque, 2018).

Tabla 2.1: Fallas visuales asociadas con módulos fotovoltaicos.

| Tipo de falla  | Pérdida de potencia    | Falla visual  |
|--|------------------------|---|
| Cortocircuito de los cables y diodos del módulo.   | <3%.                   |    |
| Fragmento de la celda laminado.  | <3%.                   |    |
| Grietas en la celda que dañan el 10% del área de la celda.   | Gradual con el tiempo. |    |
| Burbujas o delaminación.   | Gradual con el tiempo. |    |
| Marcas de quemaduras en la hoja trasera.   | Gradual con el tiempo. |    |
| Decoloración en la parte frontal del panel debido a sobrecalentamiento de las interconexiones metálicas. | Gradual con el tiempo. |   |
| Delaminación del módulo multicristalino Si.  | Gradual con el tiempo. |  |
| Delaminación de módulo de película delgada.  | Gradual con el tiempo. |  |
| Rotura de vidrio en módulo de película delgada.  | Gradual con el tiempo. |  |
| Decoloración del EVA.  | Gradual con el tiempo. |  |
| Camino de caracol.   | Gradual con el tiempo. |  |



| Continuación Tabla 2.1: Fallas visuales asociadas con módulos fotovoltaicos. |                        |   |
|--|------------------------|---|
| Tipo de falla  | Perdida de potencia    | Falla visual  |
| Delaminación de la hoja trasera.   | Gradual con el tiempo. |  |

### 2.3. Pronóstico energético.

Con el objetivo de reducir el margen de incertidumbre al invertir en la implementación de un sistema FV se han desarrollado como punto de partida modelos de simulación que proporcionen indicadores de rendimiento significativos. Los modelos se generan con el propósito de comprender y predecir comportamientos que pueden ser medidos u observados. En el contexto de los sistemas fotovoltaicos, son utilizados para comprender y predecir la energía o la potencia de salida de los sistemas fotovoltaicos en una amplia gama de condiciones ambientales, de diseño y de sitio basado en el uso de bases de datos históricos e información proporcionada por los fabricantes, en la ficha técnica. Calculando así, la cantidad de energía eléctrica utilizable y posteriormente los ingresos generados.

Datos meteorológicos y de irradiancia deben ser recopilados durante al menos un año en periodos de tiempo de una hora o menos para ejecutar un modelo de rendimiento FV. Un año típico meteorológico (TYM por sus siglas en inglés) es un conjunto de información meteorológica con valores para cada hora en una localización geográfica determinada. La información es seleccionada de datos horarios en un periodo prolongado de tiempo (usualmente 10 años o más); para cada mes del año la información fue elegida del año que fue considerado el “más típico” para ese mes en particular. Dependiendo de la ubicación (latitud y longitud) en la cual el proyecto será desarrollado, diferentes fuentes públicas y privadas proporcionan los datos requeridos. Los datos pueden ser históricos de estaciones meteorológicas o modelados a partir de imágenes satelitales en lugares donde no se mide directamente. Los resultados de modelos basados en imágenes satelitales tienen disponibilidad en cuadrículas que cubren la mayor parte de áreas terrestres inhabitadas con datos cada hora o incluso cada 15 minutos. La información de la

irradiancia obtenida incluye: Irradiancia directa, irradiancia global e irradiancia difusa. Así mismo, la elección del módulo proporciona los parámetros de rendimiento requeridos (IEA, 2017). La potencia de un módulo FV se ve afectada por la temperatura de la celda, y ésta a su vez se ve influenciada principalmente por la temperatura ambiente, la irradiancia solar y la velocidad del viento (Ortega y Tenorio, S.F).

Una vez que el proyecto FV es aprobado se debe asegurar el funcionamiento de los módulos sin pérdidas significativas a lo largo de su vida útil, por lo cual es necesario tener parámetros de referencia que indiquen el rendimiento de la planta solar. La puesta en servicio es el proceso de garantizar que una planta fotovoltaica sea segura, cumpla con los objetivos de diseño, funcione y produzca la energía definida. Sin embargo, el Código Eléctrico Nacional y el estándar de puesta en servicio (IEC 62446) no mencionan nada sobre las pruebas de rendimiento; no exige una evaluación de la potencia o la producción de energía a largo plazo en el rango de condiciones climáticas asumidas en la predicción original; los estándares de la industria fotovoltaica para la puesta en servicio no incluyen pruebas de rendimiento.

Por lo anterior, la industria necesita tanto de un método de medición uniforme y estandarizado, como de la recopilación de datos y métricas durante la puesta en servicio de un proyecto FV para confirmar que la producción de energía del sistema se cumple. De manera tradicional las Horas Solares Pico (HSP) eran empleadas con el propósito de predecir la energía generada por el sistema solar fotovoltaico, sin embargo, gran cantidad de información es omitida y el grado de incertidumbre incrementa en el manejo y control de las predicciones energéticas realizadas al seguir esta metodología. Por este motivo es importante el desarrollo de ecuaciones que relacionen la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, con la potencia de salida de CA del sistema. Así, de esta manera se podrá predecir la energía producida por una planta FV para cualquier combinación de irradiancia, temperatura y velocidad del viento, incluidas las utilizadas para la predicción del rendimiento original (Cunningham *et al.*, 2019).

Por otro lado, se tiene que la relación de desempeño (PR, por sus siglas en inglés) es una medida de la calidad de la planta fotovoltaica que describe la relación entre la energía de salida teórica y la que entrega realmente. Muestra la proporción de la energía disponible para exportar a la red después de todas las pérdidas de energía por consumo de operación.

Existen diversos modelos matemáticos que, contemplando diferentes variables, permiten estimar la temperatura del módulo fotovoltaico (Ortega y Tenorio, S.F.). El modelo de Ross permite estimar la temperatura nominal de operación del módulo (NMOT, por sus siglas en inglés), la cual se define como la temperatura media en equilibrio de la unión de la celda correspondiente a un módulo montado en una estructura abierta y operando cerca del punto de máxima potencia bajo la condición estándar de medición (STC), el cual es descrito en la siguiente ecuación:

$$T_{mod} = T_{amb} + \left( \frac{T_{NMOT} - 20}{800} \right) G_{med} \quad (2.1)$$

Donde:

$T_{mod}$  = Temperatura de la superficie posterior del módulo FV.

$T_{amb}$  = Temperatura ambiente del lugar.

$T_{NMOT}$  = Temperatura nominal de operación del módulo FV (ficha técnica).

$G_{med}$  = Irradiancia solar incidente medida.

Por su parte el modelo de Faiman es un modelo de estado estable que teniendo como información de entrada datos meteorológicos determina de acuerdo con la Ecuación 2.2, la temperatura del módulo con una precisión esperada de 2°C correspondiente al 1% de error de la potencia para módulos cristalinos y cuya expresión matemática es la siguiente:

$$T_{mod} = T_{amb} + \left( \frac{G_{med}}{u_0 + u_1 v} \right) \quad (2.2)$$

Donde:

$T_{mod}$  = Temperatura de la superficie posterior del módulo FV.

$T_{amb}$  = Temperatura ambiente (máxima o mínima normal mensual, diaria u horaria).

$G_{med}$  = Irradiancia solar incidente medida o calculada.

$V$  = Velocidad del viento @ 10m de altura.

$u_0$  = Coeficiente térmico 26.91 W/m<sup>2</sup>°C.

$u_1$  = Coeficiente térmico 6.2 Ws/m<sup>3</sup>°C.

En el modelo de D. King: Sandia, la temperatura de la celda es calculada en función de la radiación incidente, la temperatura ambiente, la velocidad del viento, el material del panel y las condiciones de ventilación de la instalación, que variará si el panel está instalado sobre una superficie, como techo o pared, o sobre una estructura aislada en altura. La Ecuación 2.3 determina la temperatura del módulo mediante el modelo Sandia (Ortega y Tenorio, S.F):

$$T_{mod} = T_{amb} + G_{med}e^{(a+bv)} \quad (2.3)$$

Donde:

$$v = v_{med} \left( \frac{h}{h_{med}} \right)^{\alpha} \quad (2.4)$$

$T_{mod}$  = Temperatura de la superficie posterior del módulo FV.

$T_{amb}$  = Temperatura ambiente (máxima o mínima normal mensual, diaria u horaria).

$G_{med}$  = Irradiancia solar incidente medida o calculada.

$v$  = Velocidad de viento corregida a 10 m de altura.

$a$  = Coeficiente del vidrio del módulo FV [°Cm<sup>2</sup>/W].

$b$  = Coeficiente de convección forzada del vidrio del módulo FV [s/m].

$v_{med}$  = Velocidad del viento medida.

$h$  = Altura típica (10 m).

$h_{med}$  = Altura del anemómetro.

$\alpha$  = Coeficiente de resistencia del terreno o exponente de Hellmann.

Los valores para los coeficientes a y b son determinados con base en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Valor de coeficientes a y b para la ecuación del modelo Sandia.

| Tipo de módulo                     | Montaje                  | a     | b       |
|------------------------------------|--------------------------|-------|---------|
| Vidrio/ celda/ vidrio.             | Montaje abierto.         | -3.47 | -0.0594 |
| Vidrio/ celda/ vidrio.             | Montaje cerca del techo. | -2.98 | -0.0471 |
| Vidrio/ celda/ lámina de polímero. | Montaje abierto.         | -3.56 | -0.075  |
| Vidrio/ celda/ lámina de polímero. | Parte posterior aislada. | -2.81 | -0.0455 |
| Polimero/ película delgada/ metal. | Montaje abierto.         | -3.58 | -0.113  |
| Concentrador lineal.               | Seguidor.                | -3.23 | -0.130  |

Por su parte el exponente Hellmann se determina usando la Tabla 2.3.

Tabla 2.3: Exponente de Hellmann.

| Ubicación   | $\alpha$ |
|---|----------|
| Aire inestable sobre costa plana abierta.           | 0.11     |
| Aire neutral sobre costa plana abierta.             | 0.16     |
| Aire inestable sobre áreas inhabitadas por humanos. | 0.27     |
| Aire neutral sobre áreas inhabitadas por humanos.   | 0.34     |
| Aire estable sobre costa plana abierta.             | 0.4      |
| Aire estable áreas inhabitadas por humanos.         | 0.6      |

Adicionalmente, existen normas que regulan el uso de sistemas fotovoltaicos, las cuales se actualizan contemplando los avances técnicos y la experiencia en el

empleo de esta tecnología. Dos parámetros de gran importancia en el desempeño y seguridad de los arreglos fotovoltaicos son la tensión máxima y la corriente máxima del sistema puesto que son las condiciones críticas de operación. Es así como el Código Nacional Eléctrico (NEC por sus siglas en inglés, National Electrical Code) de los Estados Unidos, en su versión del 2020 establece nuevas metodologías para el cálculo de la tensión y corriente máxima. La tensión máxima puede ser determinada sumando las tensiones a circuito abierto de los módulos fotovoltaicos conectados en serie corregidos por la menor temperatura ambiente esperada utilizando los factores de corrección proporcionados en la Tabla 2.4 correspondientes a la Tabla 690.7(A) del NEC y a la tabla 690-7 de la NOM 001 SEDE 2012. Para esto se debe multiplicar la tensión de circuito abierto nominal por el factor de corrección apropiado mostrado en la Tabla 2.1. Una alternativa para realizar el mismo cálculo en sistemas con capacidad de generación de 100 kW o mayor es el uso de un método industrial estandarizado.

*Tabla 2.4: Factores de corrección para el cálculo de la tensión máxima con referencia a temperaturas ambiente menores a 25°C.*

| Temperatura ambiente<br>(°C) | Factor | Temperatura ambiente<br>(°F) |
|------------------------------|--------|------------------------------|
| 24 a 20                      | 1.02   | 76 a 68                      |
| 19 a 15                      | 1.04   | 67 a 59                      |
| 14 a 10                      | 1.06   | 58 a 50                      |
| 9 a 5                        | 1.08   | 49 a 41                      |
| 4 a 0                        | 1.10   | 40 a 32                      |
| -1 a -5                      | 1.12   | 31 a 23                      |
| -6 a -10                     | 1.14   | 22 a 14                      |
| -11 a -15                    | 1.16   | 13 a 5                       |
| -16 a -20                    | 1.18   | 4 a -4                       |
| -21 a -25                    | 1.20   | -5 a -13                     |
| -26 a -30                    | 1.21   | -14 a -22                    |
| -31 a -35                    | 1.23   | -23 a -31                    |
| -36 a -40                    | 1.25   | -32 a -40                    |

Por su parte, el valor calculado de la corriente máxima debe estar basado en el promedio de las 3 horas con corriente más alta producidas por la irradiancia local simulada en el arreglo fotovoltaico tomando en cuenta la orientación y elevación.

Para diagnosticar el estado de los sistemas FV durante el proceso de producción, así como después de la instalación, garantizando la seguridad y el alto rendimiento de la matriz fotovoltaica, se requieren métodos rápidos y fiables que evalúen su rendimiento. Por esta razón, las técnicas de inspección como la curva de corriente-tensión eléctrica (I-V), caracterización electroluminiscencia (EL) o termografía infrarroja (IR), están poniéndose en práctica con la finalidad de verificar el correcto funcionamiento de los módulos sin desmontarlos.

## 2.4. Curva de corriente-tensión eléctrica.

De acuerdo con (Papaioannou, 2015), cuando se ilumina una celda fotovoltaica mientras está conectada a una carga externa, ésta funciona como generador de energía y exhibe unos valores de corriente y tensión que son variables en función de las condiciones de operación (temperatura, irradiancia) y del punto de trabajo que impone la carga. La curva característica de una celda solar operando en STC (Condiciones Estándar de Medición, definidas por  $1000 \text{ W/m}^2$  de irradiancia con distribución espectral AM1.5 y  $25^\circ\text{C}$  de temperatura) tiene la forma aproximada que se muestra en la Figura 2.4.

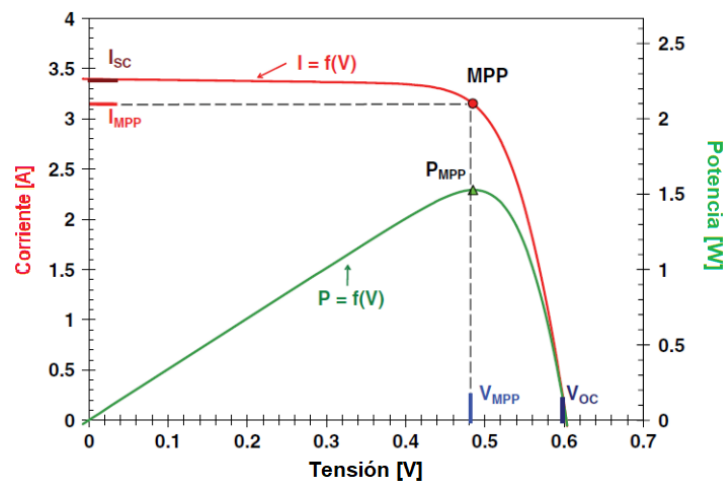


Figura 2.4: Curvas I-V y P-V de una celda solar.

### 2.4.1. Parámetros de la curva I-V.

El análisis de las características I-V permite determinar parámetros adicionales de rendimiento eléctrico y la presencia de resistencias parásitas. A continuación, se enlistan los principales parámetros que describen el comportamiento de una celda solar.

- **Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ):** es el valor máximo de corriente que puede obtenerse del dispositivo como generador, y que se produce cuando  $V = 0$ .
- **Tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ):** es la tensión máxima que polariza el dispositivo cuando trabaja en condición de circuito abierto, dada para  $I = 0$ .
- **Punto de máxima potencia ( $P_{MAX}$ ):** es un punto de trabajo en el que la potencia entregada por la celda a la carga externa es máxima (máxima área bajo la curva). Para una carga resistiva, la potencia  $P$  entregada viene dada por el producto:  $P_{max} = V_{max} \cdot I_{max}$ .
- **Factor de forma ( $FF$ ):** es un índice de la eficiencia de la celda. Corresponde a la relación entre la potencia máxima y el producto entre  $I_{cc}$  y  $V_{ca}$  (Vaquero, S.F.):

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{ca} \cdot I_{cc}} = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{V_{ca} \cdot I_{cc}} \quad (2.5)$$

Se usa para cuantificar la forma de la curva característica. Aunque en la práctica es siempre menor que la unidad, su valor es más alto cuando el codo de la curva es más prominente o agudo. Por lo general, un valor bajo del  $FF$  está asociado con la existencia de pérdidas en el dispositivo mientras que una celda de buena calidad suele tener valores de  $FF$  elevados ( $FF > 0.70$ ).

- **Eficiencia de conversión energética ( $\eta$ ):** expresada como un porcentaje, viene dada por la relación entre la potencia eléctrica máxima que puede entregar la celda y la potencia  $P_{in}$  de la radiación que incide sobre ella, tal y como lo define (Vaquero, S.F.).



$$\eta(\%) = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{\text{radiación solar incidente} \cdot \text{área de la celda}} = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{G \cdot A_c} \quad (2.6)$$

En todas las celdas solares la corriente de corto circuito  $I_{cc}$  es proporcional a la irradiancia (G), mientras que la tensión a circuito abierto  $V_{ca}$  decrece ligeramente con el aumento de la temperatura. Por otra parte, la eficiencia de la celda puede considerarse “constante”, estableciendo así para fines prácticos que la eficiencia de la celda no cambia al variar la irradiancia manteniendo la temperatura constante.

Dado que a mayor área de captación mayor es la potencia luminosa recibida, entonces bajo condiciones de irradiancia y temperatura de la celda constantes, el valor de la corriente generada y de la potencia máxima de una celda solar dependerá del tamaño de su área o superficie total activa. Sin embargo, independientemente del tamaño, para celdas solares del mismo material, la tensión a circuito abierto  $V_{ca}$  y la tensión de máxima potencia  $V_{max}$  no dependerán del área o superficie de la celda ya que esa es una característica propia de la unión p/n.

El aumento de la temperatura de la celda al ser expuesta al sol afecta de igual forma las características eléctricas del módulo, incrementa ligeramente la corriente de corto circuito  $I_{cc}$  y disminuye de forma dramática la tensión a circuito abierto  $V_{ca}$  (Sánchez *et al.*, 2017).

#### 2.4.2. Problemas identificados mediante la curva I-V.

Diferentes factores pueden influenciar la forma de una curva I-V, la Figura 2.5 muestra los principales tipos de desviaciones que pueden estar presentes. Estas variaciones de forma pueden estar presente tanto de forma individual como en combinación (IEC 62446-1, 2016).

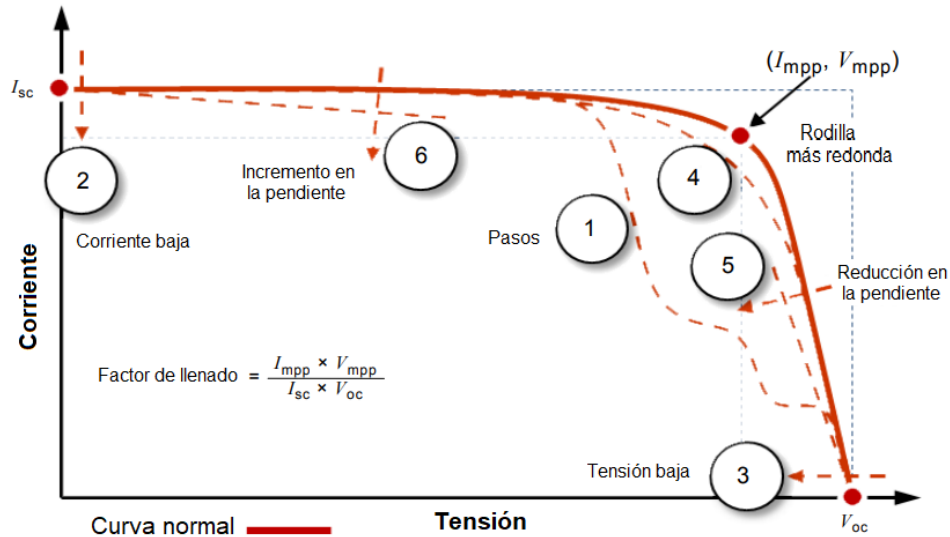


Figura 2.5: Principales tipos de desviaciones presentes en la curva I-V.

### Variación 1- Pasos en la curva.

Pasos en la curva I-V son señal de desajuste entre áreas del arreglo o módulo bajo prueba. La desviación en la curva indica que los diodos de derivación están activados y alguna corriente está siendo bloqueada alrededor de la cadena de celdas protegida por el diodo. Esto puede ser debido a:

- Arreglo o módulo parcialmente sombreado.
- Arreglo o módulo parcialmente manchado u obstruido.
- Celda o módulo FV dañado.
- Diodo de derivación en corto circuito.

### Variación 2- Corriente baja.

Diferentes factores pueden ser responsables de la variación entre la medición de la corriente esperada y la corriente medida.

Causas en el arreglo:

- Suciedad uniforme.
- Tiras de suciedad.
- Tierra acumulada.
- Módulos fotovoltaicos están degradados.

Causas en el modelado:

- Entrada incorrecta de la información del módulo FV.
- Entrada incorrecta del número de cadenas en paralelo.

Causas de medición:

- Problemas de calibración o medición del sensor de irradiancia.
- Sensor de irradiancia no montado en el plano del arreglo.
- Cambio entre la medición de irradiancia y la curva I-V.
- Registro elevado del sensor de irradiancia debido a efectos de albedo.
- La irradiancia es muy baja o el sol se encuentra cerca del horizonte.

### ***Variación 3- Baja tensión.***

Causas en el arreglo:

- Corto circuito en diodos de derivación.
- Número erróneo de módulos en la cadena fotovoltaica.
- Degradación por PID.
- Sombreado significativo y uniforme en toda la celda/ módulo/ cadena.

Causas en el modelado:

- Entrada incorrecta en la información del módulo FV.
- Entrada incorrecta del número de módulos en la cadena.

Causas de medición:

- Diferente valor en la medición de la temperatura de la celda fotovoltaica.

### ***Variación 4- Rodilla más redonda.***

Redondeo en la rodilla de la curva I-V puede ser señal del proceso de envejecimiento. Antes de realizar una conclusión, revisar la pendiente horizontal y vertical de la curva I-V, si hay un cambio, puede producir un efecto visual similar en la forma de la rodilla.

### ***Variación 5- Pendiente menos profunda en el tramo vertical.***

La pendiente en el último tramo de la curva I-V entre el punto de máxima potencia ( $V_{mpp}$ ) y el  $V_{ca}$  es influenciado por la resistencia en serie ( $R's$ ) del circuito bajo prueba. Un incremento en la resistencia reducirá la pendiente en esta porción de la curva.

Causas potenciales del incremento de la resistencia en serie incluye:

- Daño o falla en el cableado FV (o tamaño insuficiente de los cables).
- Fallo de interconexión en el módulo o arreglo (conexión deficiente).
- Incremento en la resistencia en serie del módulo.

### ***Variación 6- Pendiente más profunda en el tramo horizontal.***

Variación en la parte superior de la pendiente en la curva I-V probablemente es debido a:

- Caminos de derivación en las celdas fotovoltaicas.
- Desajuste de  $I_{cc}$  del módulo.
- Sombreado o suciedad.

Las derivaciones pueden generar puntos calientes. Por otra parte, diferencia en  $I_{cc}$  entre el módulo en la cadena puede ser provocada por discrepancias de fabricación.

## **2.5. Imágenes infrarrojas.**

Las imágenes IR son una herramienta valiosa para detectar módulos FV, cadenas de módulos y ciertos dispositivos que no funcionan correctamente en una matriz fotovoltaica.

Un parámetro importante derivado de las imágenes IR es la diferencia de temperatura entre diferentes partes del módulo o entre módulos y/o cadenas de módulos. Las áreas inactivas de un módulo o cadena suelen parecer más calientes que las áreas activas circundantes. Esto ocurre porque una parte de la radiación que llega a un módulo FV en funcionamiento se convierte en energía de DC, que fluye hacia el inversor y se transfiere a la red. Cuando un módulo FV o una cadena

no está funcionando, esta energía no se convierte en DC porque la celda afectada ahora se comporta como una carga y comienza a consumir energía (en lugar de generar) y por lo tanto, disipa potencia, lo que eleva la temperatura del módulo o cadena.

Se puede detectar una gran cantidad de fallas desarrolladas en módulos FV usando imágenes IR, desde puntos calientes hasta pérdidas por desajuste o fallas de instalación. Además, la técnica de imágenes IR se puede aplicar para pruebas no destructivas y se puede utilizar para escanear módulos FV instalados durante el funcionamiento normal. Finalmente, las cámaras termográficas, también permiten escanear grandes áreas en un corto período de tiempo.

### 2.5.1. Condiciones ambientales.

Las condiciones ambientales estables son cruciales para obtener imágenes IR de alta calidad en exteriores de módulos y matrices fotovoltaicas. Las fluctuaciones meteorológicas deben ser mucho más lentas que la constante de tiempo térmica del módulo FV.

Para obtener imágenes de alta calidad, la (IEC 62446-3, 2016) recomienda tomar las imágenes IR con alta irradiación (H) solar (> 600 W/m<sup>2</sup>) y condiciones ambientales constantes (sin nubes, baja velocidad del viento, temperatura ambiente estable).

La eficiencia de conversión eléctrica  $\eta_{25^{\circ}\text{C}}$  se da para condiciones de prueba estándar a 25°C. Para calcular la eficiencia  $\eta$  para otra temperatura de un módulo FV,  $T_{\text{mod}}$ , se aplica la siguiente ecuación definida por (Jahn et al. 2018):

$$\eta = (1 - (T_{\text{mod}} - 25^{\circ}\text{C}) \cdot C_T) \cdot \eta_{25^{\circ}\text{C}} \quad (2.7)$$

El coeficiente de temperatura ( $C_T$ ) se puede encontrar en la hoja de datos del módulo. El valor  $C_T$  es el mismo para la potencia y la eficiencia del módulo.

Para diversas condiciones de montaje de módulos y tipos de módulos, la ecuación más sencilla para calcular la temperatura del módulo ( $T_{mod}$ ) para uso práctico es:

$$T_{mod} = T_a + (G_T/G_{NOCT})(T_{NOCT} - T_{a;NOCT})(1 - \eta) - f(V_{wind}) \quad (2.8)$$

Con  $T_a$  representando la temperatura ambiente en °C.

$G_T$  la intensidad de irradiación global en el plano del módulo.

$G_{NOCT}$  la intensidad de irradiación global en el plano del módulo utilizado para medir la temperatura nominal de funcionamiento de la celda  $T_{NOCT}$  a la temperatura ambiente  $T_{a;NOCT}$ .

Todos los parámetros deben estar disponibles en la hoja de datos del módulo FV, excepto la función de pérdida de temperatura por efecto del viento, ( $f$  de velocidad del viento  $v_{wind}$ ). Las hojas de datos de los módulos FV suelen proporcionar el valor normalizado  $G_{NOCT}$  para  $800 \text{ W/m}^2$  y  $T_{a;NOCT} = 20^\circ\text{C}$ .

Un módulo FV activo se comporta exactamente como un módulo inactivo, excepto que una parte de la irradiación no se convierte en energía eléctrica. Por lo tanto, (Jahn et al. 2018) define la diferencia en la temperatura del módulo  $\Delta T$  para las partes activas e inactivas del módulo como:

$$\Delta T = (G_T/G_{NOCT})(T_{NOCT} - T_{a;NOCT})\eta \quad (2.9)$$

Un módulo típico toma de 5 a 15 minutos para estabilizarse térmicamente a una nueva condición de ambiente (cambio en radiación, temperatura o velocidad de viento). Se debe evitar sombreado por árboles, edificios o nubes, esto es posible esperando mejores condiciones climáticas o modificando la posición de la cámara para evitar dichos problemas.

## 2.5.2. Requerimientos de la cámara.

Algunas características importantes de un sistema de cámara IR para aplicaciones fotovoltaicas son:

- **Resolución del detector**, cuanto mayor sea la resolución, mayor será el costo de la cámara. Los píxeles son los puntos de adquisición de datos para las mediciones térmicas y los datos se utilizan para crear una imagen visual a partir del perfil térmico. Cuantos más píxeles y puntos de datos por área investigada, más precisa será la interpretación térmica y mayor será la resolución de la imagen térmica. La alta resolución es particularmente importante porque permite la identificación de detalles de imagen más pequeños y, por lo tanto, mediciones de temperatura más precisas, para el mismo campo de visión.
- **Diferencia de temperatura equivalente al ruido (NETD por sus siglas en inglés)**, la sensibilidad térmica se considera de gran importancia para el proceso de evaluación y comparación del rendimiento de las cámaras termográficas, que son esencialmente dispositivos de medición de temperatura sin contacto.
- **Precisión**, incluidas las herramientas para introducir valores de emisividad y temperatura reflejada. Estos parámetros, cuando se han insertado correctamente, pueden producir mediciones de temperatura precisas.
- **Intercompatibilidad** de las fotos generadas.
- **Resolución** de pantalla.
- **Características ergonómicas:**
  - Peso.
  - Batería.
  - Controles interactivos.
- **Interfaz** de usuario:
  - La generación del informe.
  - Conectividad.
- **Garantía.**

En principio se aconseja la clase profesional de cámaras IR sobre la clase media, sin embargo, reconociendo al mismo tiempo que para una serie de casos de

inspección IR, las cámaras de clase media son totalmente suficientes. Las cámaras de "clase profesional superior" ofrecen las mejores funciones en la actualidad. Sin embargo, el alto costo de tales cámaras es significativo. Por lo tanto, la decisión de elegir la clase profesional "superior" de cámaras IR depende de la tarea de inspección detallada (y las posibles tareas complementarias) y, por último, del presupuesto disponible.

La cámara debe cumplir los requerimientos mínimos de acuerdo a la Tabla 2.5.

Tabla 2.5: Requerimientos mínimos para cámaras infrarrojas.

| Características  | Requerimientos mínimos  |
|--|---|
| Respuesta espectral.                                   | 2 $\mu\text{m}$ a 5 $\mu\text{m}$ (MW) o 8 $\mu\text{m}$ a 14 $\mu\text{m}$ (LW).   |
| Sensibilidad en la temperatura y rango de calibración. | -20°C a +120°C.   |
| Temperatura del aire atmosférica ( $T_{\text{atm}}$ ). | -10°C a +40°C.  |
| Sensibilidad térmica.                                  | NETD $\leq$ 0.1°C en 30°C.  |
| Resolución geométrica.                                 | 1. Módulo FV: máx. 3 cm de longitud del borde del módulo por pixel.<br>2. Conexiones eléctricas: La resolución geométrica tiene que coincidir con el área de objeto más pequeña para ser verificada.                          |
| Error absoluto de la medición.                         | $< \pm 2$ °C.   |
| Parámetros ajustables.                                 | Emisividad, temperatura ambiente.   |
| Funciones ajustables.                                  | Foco, nivel de temperatura y lapso.   |
| Funciones de medición.                                 | Punto de medición, área de medición con promedio y temperatura máxima.  |
| Calibración.   | El sistema de medición (cámara, lentes, apertura y filtros): La cámara tiene que ser calibrada al menos cada dos años. La calibración tiene que ser documentada. Si la cámara no cumple, debe ser ajustada por el fabricante. |
| Documentación.   | Almacenamiento de la imagen infrarroja con la información radiométrica.   |

No importa la clase de cámara, una calibración es un requisito previo claro, la recalibración de la cámara debe realizarse anualmente.

Los siguientes párrafos resumen brevemente cada parámetro que es relevante para las tareas de imágenes IR de los sistemas FV.



- **Resolución:** Las fotografías tomadas con una cámara IR tienen una resolución específica. Dependiendo de la anomalía térmica de un módulo FV, puede ser necesaria una resolución más alta. Las imágenes de mayor resolución también permiten tomar fotografías desde una mayor distancia y, por lo tanto, capturar un mayor número de módulos por imagen.
- **Sensibilidad térmica:** Los detectores IR tienen su sensibilidad térmica intrínseca. Esta sensibilidad térmica se correlaciona con las diferencias de temperatura que se pueden detectar. Por lo tanto, este parámetro refleja directamente la capacidad de la cámara para detectar una diferencia de temperatura mínima particular.
- **Precisión:** Este parámetro incluye todos los errores del proceso técnico interno y los cálculos realizados dentro de la cámara para identificar el valor de temperatura indicado para cada píxel en las imágenes IR obtenidas.
- **Enfoque:** Cada cámara IR está integrada con una unidad de enfoque, que se utiliza para establecer el enfoque apropiado de las lentes de la cámara, con el fin de obtener imágenes nítidas. En las cámaras IR más económicas, solo puede estar disponible un modo de enfoque fijo o manual. Para las cámaras IR profesionales, la función de enfoque automático es una función determinada.
- **Cámara digital:** Muchas cámaras IR suelen estar equipadas con la función de proporcionar una imagen digital de luz visible regular, además de la imagen IR. Estas imágenes "reales" proporcionan información adicional, que puede ser muy valiosa en caso de que se encuentren anomalías en las imágenes IR. Esta función es muy útil para fines de documentación e informes.
- **Emisividad ajustable:** Para diferentes aplicaciones, la emisividad de la cámara IR debe ajustarse manualmente. Solo un ajuste manual permite la determinación exacta de la temperatura junto a la anomalía térmica. También es posible ajustar la emisividad efectiva en el posprocesamiento utilizando el software proporcionado por el fabricante. Esto permite al operador determinar la sensibilidad de las lecturas de temperatura a la emisividad

utilizada como entrada. La capacidad de ajuste manual de la emisividad es importante para las aplicaciones fotovoltaicas.

- **Grabación de voz:** Las cámaras IR pueden equiparse con una función adicional para el almacenamiento de comentarios de audio. La opción para que el personal técnico agregue comentarios de audio a cada imagen IR puede ser muy útil para el trabajo práctico y puede ayudar a acelerar el proceso de tiempo necesario por MWp de módulos probados por IR.
- **Lentes intercambiables:** Diferentes aplicaciones de termografía IR requieren el uso de lentes intercambiables. Estos lentes intercambiables se utilizan para el proceso de documentación de la anomalía detectada. Los objetivos típicos intercambiables son, por ejemplo, un gran angular o un teleobjetivo.
- **Grabación GPS:** Otra característica de la cámara IR es el almacenamiento interno de coordenadas geográficas para cada imagen. Estas coordenadas GPS se utilizarán para la documentación adicional sobre la posición de las anomalías detectadas.
- **Función de sensor inalámbrico externo:** Las cámaras IR que utilizan esta función se pueden conectar a sensores externos. Estos sensores se utilizan para registrar las condiciones climáticas circundantes u otros parámetros importantes como la temperatura ambiente, la humedad relativa o el flujo de corriente a través de los módulos o la cadena.
- **Visor:** Muchas cámaras IR están equipadas con una pantalla montada externamente. Los sitios de instalación a menudo exhiben condiciones ambientales muy brillantes, lo que dificulta mucho ver lo que se muestra. El "buen visor antiguo" ofrece una vista clara de la pantalla interna de la cámara.
- **Modos de medición:** Las cámaras IR están equipadas con diferentes métodos de medición como, por ejemplo, funciones de "isoterma", "medición puntual" o "área". Estas funciones proporcionan varias opciones para analizar las anomalías actuales y las variaciones de temperatura.
- **Paletas de colores:** Cada cámara IR está equipada con varias paletas de colores. Estas se utilizan para visualizar más fácilmente la anomalía actual.

La selección de diferentes paletas de colores puede permitir el uso de medidas isotérmica adecuadas.

- **Software de cámara para informes de actualización e inspección:** Para la evaluación y presentación de imágenes IR, el fabricante de las cámaras suele proporcionar el software de evaluación. Este software también, se suele utilizar para la preparación de un informe de inspección y para realizar actualizaciones de software en la cámara.
- **Pantalla:** Cada cámara IR está equipada con una pantalla. Esta pantalla se utiliza para la presentación de la imagen tomada. Dependiendo de la clase de cámara, esta pantalla es más grande y está equipada con una interfaz táctil.
- **Tiempo de funcionamiento:** Tiempo estimado para el uso de la cámara IR antes de que se deba cambiar la batería.
- **Carga de la batería y acumuladores adicionales:** Las baterías de cada cámara deben recargarse. Es muy recomendable una unidad de carga externa, ya que de lo contrario la propia cámara debe estar conectada a una unidad de recarga y, por lo tanto, no se puede utilizar durante el tiempo de recarga para ninguna tarea de inspección. Los acumuladores adicionales pueden ser muy útiles para las tareas de inspección que duran todo el día.

Un factor importante para cualquier procedimiento de grabación IR en exteriores es la distancia entre la lente de la cámara y el objetivo (superficie del módulo o matriz fotovoltaica). En principio, las mediciones de larga distancia implican variaciones no deseadas de la transmisión atmosférica y la emisividad direccional. Esto último y, lo más importante, la resolución espacial y lateral limitada en las mediciones de larga distancia tienen un impacto negativo en la precisión y, por tanto, en la fiabilidad de los resultados cuantitativos, en comparación con las mediciones de corta distancia.

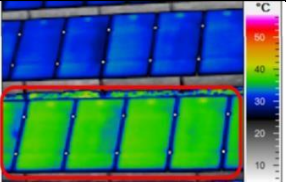
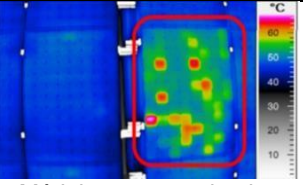

Un gradiente de temperatura de una sola celda solar menor de 10°C normalmente no se considera problemático y no se enumera por separado. Los gradientes de temperatura en un rango de 10°C a 20°C no son problemáticos en la etapa actual, aunque pueden aumentar durante el funcionamiento de la planta de energía

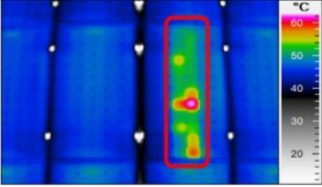
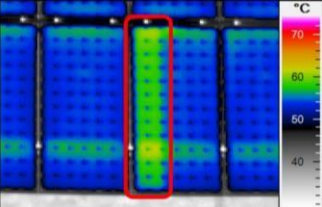
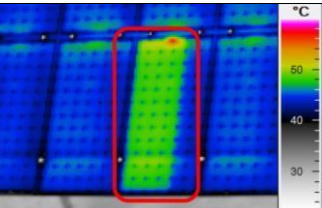
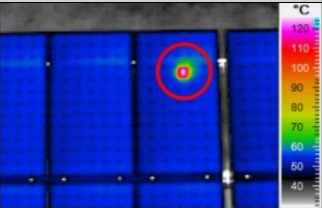
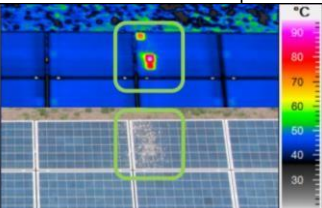
fotovoltaica. Se espera que los gradientes de temperatura superiores a 20°C provoquen degradaciones en la salida del panel; en casos extremos, el compuesto de material puede incluso degradarse, lo que resulta en un problema de seguridad durante los trabajos de mantenimiento (por lo tanto, los módulos deben reemplazarse) (Jahn *et al.*, 2018).

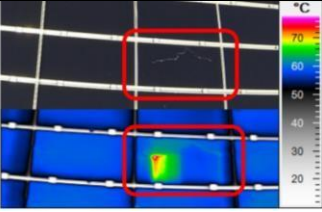
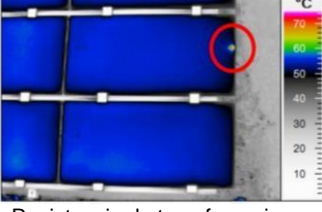
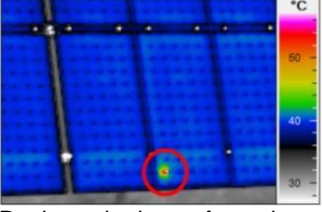
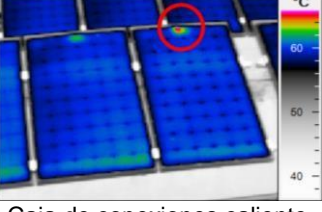
### 2.5.3. Problemas identificados mediante imágenes IR, muestra de patrones con anomalías.

Los patrones infrarrojos que se presentan en la siguiente sección incluyen ejemplos de anomalías térmicas específicas de plantas de energía fotovoltaica (IEC 62446-3 TS, 2016).

Tabla 2.6: Matriz de anomalías térmicas de módulos fotovoltaicos.

| Cadena y módulos.  |   |  |
|--|---|--|
| Categoría.   | Diferencia de temperatura respecto al dispositivo de funcionamiento normal.           | Patrón térmico, definición e información adicional de la anomalía.   |
|  <p>Módulo en circuito abierto.</p>     | 2K – 7K (15% de eficiencia del módulo).   | Evaluado por patrón térmico y clasificado como una anomalía de área extendida. La superficie del módulo se calienta de forma homogénea. $\Delta T$ de la caja de conexiones es similar al estado operacional. Recomendación: Revisar el módulo, estado de operación del inversor, cableado, conectores y fusibles.   |
|  <p>Módulo en corto circuito.</p>       | Promedio 2K – 7K sobre la superficie del módulo (15% de la eficiencia del módulo).    | Evaluado por patrón térmico, imagen visual y clasificado como una anomalía de área extendida. Patrón similar al del vidrio frontal roto (revisar la resistencia de aislamiento), PID, defectos de celda y desajuste. Recomendación: Comprobar módulo y cableado.   |
|  <p>Módulo con vidrio frontal roto.</p> | Promedio de 0K – 7K sobre la superficie del módulo (15% de la eficiencia del módulo). | Evaluado por patrón térmico e imagen visual. Tener cuidado con tensión alta ya que se pierde la resistencia de aislamiento. Patrón similar al de los módulos en cortocircuito, con PID, defectos de celda y desajuste. A veces, solo se calientan las celdas rotas individuales. En las primeras semanas después de la rotura, un módulo con vidrios rotos puede mostrar un comportamiento térmico normal. |

| Continuación Tabla 2.6: Matriz de anomalías térmicas de módulos fotovoltaicos.  |  |  |
|---|--|--|
| Subcadenas.   |  |  |
| Categoría.  | Diferencia de temperatura respecto al dispositivo de funcionamiento normal.  | Patrón térmico, definición e información adicional de la anomalía.   |
|  <p>Subcadena en corto circuito.</p>           | Promedio 2K – 7K más alto que la subcadena (15% de eficiencia del módulo).   | Evaluated by thermal pattern and classified as an extended area anomaly. In one or more sub-strings, it is easily confused with a broken cell or defects in the cell, PID or mismatch. Recommendation: Verify that the module and the diodes of derivation function correctly with reverse polarization.   |
|  <p>Subcadena x1 en circuito abierto.</p>      | 2K – 7K (15% de eficiencia del módulo).  | Loss of connection inside the module box or connector of the cell. Evaluated by thermal pattern and classified as an extended area anomaly. Part of the surface of the module is heated homogeneously and it is visible the dissipation of heat by the diode of derivation. The loss of contact in the connection of a cell can cause an arc in series visible on the rear surface of the module.                                      |
|  <p>Subcadena x2 en circuito abierto.</p>     | 2K – 7K (15% de eficiencia del módulo).  | Loss of connection inside the module box. Evaluated by thermal pattern and classified as an extended area anomaly. Part of the surface of the module is heated homogeneously and it is visible the dissipation of heat for the diodes of derivation that are in operation. The loss of contact in the connection of a cell (or failure of a diode of derivation) can cause an arc in series visible on the rear surface of the module. |
| Anomalías locales.  |  |  |
| Categoría.  | Diferencia de temperatura respecto al dispositivo de funcionamiento normal.  | Patrón térmico, definición e información adicional de la anomalía.   |
|  <p>Celda con diferencia de temperatura.</p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Valor promedio de 10K – 40K sobre el área de la celda.</li> <li>b) Valor promedio de 40K sobre el área de la celda.</li> </ul>         | Evaluated by thermal pattern, visual image and classified as an extended area anomaly. The temperature difference increases with the load, efficiency of the cell and number of cells in a sub-string. High temperatures are caused by broken cells. It can cause irreversible damage.   |
|  <p>Módulo con celda sombreada.</p>          | <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Lugar con mucha lluvia y <math>\Delta T</math> de algunos K.</li> <li>b) Lugar sin lluvia y <math>\Delta T &gt; 40K</math>.</li> </ul> | Evaluated by thermal pattern, visual image and classified as an extended area anomaly. a) Normal dirt (dust or bird excrement) the modules will be washed with the rain. No other immediate action is required. b) Cleaning of the PV modules is highly recommended in the future to avoid damage to the module.   |

| Continuación Tabla 2.6: Matriz de anomalías térmicas de módulos fotovoltaicos.  |  |   |
|---|--|---|
|  <p>Módulo con vidrio frontal roto.</p>                      | <p>Promedio de 0K – 7K sobre la superficie del módulo (10% de la eficiencia del módulo).</p> | <p>Evaluated por patrón térmico e imagen visual. Tener cuidado con tensiones peligrosas ya que se pierde la resistencia de aislamiento. Patrón similar al de los módulos en cortocircuito, PID, defectos de celda y desajuste. A veces, solo se calientan las celdas rotas individuales. En las primeras semanas después de la rotura puede mostrar un comportamiento térmico normal.</p>   |
| Anomalías locales; Evaluación solo por expertos termógrafos.  |  |   |
| Categoría.  | Diferencia de temperatura respecto al dispositivo de funcionamiento normal.                  | Patrón térmico, definición e información adicional de la anomalía.  |
|  <p>Resistencia de transferencia en conexiones cruzadas.</p> | <p>&gt;10K.</p>  | <p>Evaluated por patrón térmico, imagen visual y clasificado como una anomalía puntual. La diferencia de temperatura aumenta con la carga; causada por una mayor resistencia de contacto, por ejemplo, una mala soldadura. Se recomienda la supervisión personal por parte de un experto (termógrafo de nivel 2 o equivalente).</p>   |
|  <p>Resistencia de transferencia en las conexiones.</p>     | <p>&gt;10K.</p>  | <p>Evaluated por patrón térmico, imagen visual y clasificado como una anomalía puntual. La diferencia de temperatura aumenta con la carga; causada por una mayor resistencia de contacto, por ejemplo, una mala o nula soldadura. También podría deberse a una cinta rota o un punto de soldadura perdido entra la cinta y el conector cruzado. Se recomienda la supervisión personal por parte de un experto (termógrafo de nivel 2 o equivalente).</p>  |
|  <p>Caja de conexiones caliente.</p>                       | <p>≥3K en comparación con caja de conexiones cercana.</p>                                    | <p>Evaluated por patrón térmico, imagen visual y clasificado como una anomalía puntual. La diferencia de temperatura aumenta con la carga causada por una mayor resistencia de contacto dentro de la caja de conexiones. Alternativamente, podría ser causado por diodos de derivación de baja resistencia que transportan una corriente significativa, aunque debería estar polarizados en dirección inversa. Se recomienda la supervisión personal por parte de un experto (termógrafo de nivel 2 o equivalente).</p> |

## 2.6. Electroluminiscencia.

La electroluminiscencia (EL) es una técnica de diagnóstico útil de caracterización de celdas solares, ya que es rápida, no destructiva y comparativamente económica que muestra la información espacial sobre las propiedades del material de las celdas solares. Puede definirse como un fenómeno físico que consiste en la emisión de luz como respuesta a la polarización del material. Otra definición es, la emisión

de luz que no se debe al calentamiento, por lo que la electroluminiscencia es la emisión de luz debido a un sesgo aplicado (Bedrich *et al.*, 2015; Crozier *et al.*, 2015).

La señal de EL más alta de cada celda solar es proporcional a su tensión de funcionamiento y, en segundo lugar, la suma de todas las tensiones de funcionamiento es igual a la tensión del módulo FV aplicado externamente. Adicional a esto, la señal más alta de cada celda en la imagen EL, representa la resistencia en serie más baja en la celda en particular. Al realizar la toma de imagen, se obtienen resultados óptimos con una tensión un 30% superior a  $V_{ca}$  del módulo de interés (Kropp *et al.*, 2018; Zettl *et al.*, S.F.).

Para recoger la luminiscencia emitida por las celdas solares de silicio y poder detectar los defectos, se requiere una cámara de Dispositivo de Carga Acoplada (CCD) (sensor sensible a la luz). Este proceso se puede realizar con diferentes cámaras cuya estructura está basada en diferentes semiconductores (sensores) que proporciona una representación espacial en escala de grises de los defectos en la celda (Crozier *et al.*, S.F.).

Las imágenes de alta calidad se toman mejor en un entorno oscuro para obtener una mejor relación señal / ruido, por lo cual el equipo debe ser colocado en un lugar con baja irradiancia (un cuarto oscuro es lo ideal). Se deben tomar precauciones para eliminar la luz parásita que ingresa al estudio de imágenes, como el uso de paredes duras, cortinas, deflectores y sellar cualquier espacio con material que sea de naturaleza absorbente de luz (negro); las exposiciones de EL adecuadas comienzan con un brillo de aproximadamente  $50 \text{ mW/m}^2$ .

### 2.6.1. Elección de la cámara de EL.

Como menciona la Agencia internacional de energía en su reporte PVPS T13-10:2018, el sensor debe ser especial de tal forma que permita detectar cerca de la zona infrarroja (aproximadamente  $1\mu\text{m}$ ) usualmente sensores enfriados como el semiconductor complementario de óxido metálico (CMOS) o el sensor de Arseniuro de indio y galio (InGaAs). El último tiene la ventaja de tener la mayor sensibilidad en la zona de longitud de onda útil. Las lentes deben estar libres de filtros de absorción

o revestimientos que eliminen el infrarrojo cerca de la banda prohibida del material semiconductor que se examinará. Se pueden usar filtros en la lente de la cámara para ayudar a evitar que se detecte luz de longitudes de onda extrañas. En la Figura 2.6 se muestran los espectros de emisión de diferentes tecnologías de celdas solares.

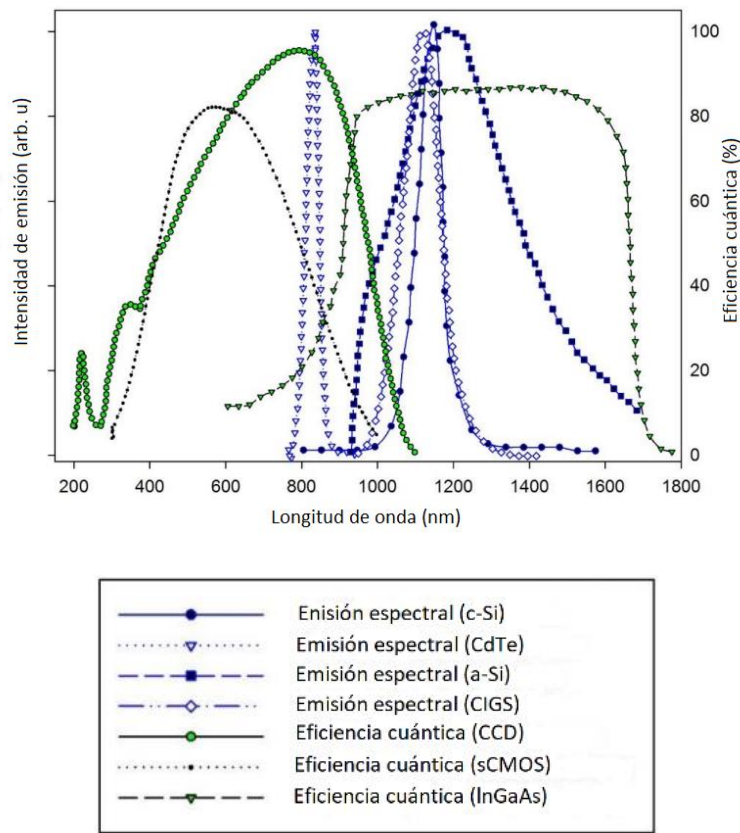


Figura 2.6: Espectros de emisión de una variedad de tecnologías de celdas solares.

Se utiliza el montaje fijo de la cámara y un bastidor de montaje para los módulos FV de modo que la cámara y las posiciones del módulo sean estables. Para obtener la máxima resolución de imagen y nivel de iluminación, el eje óptico de la cámara se colocará perpendicularmente y lo más cerca posible de la cara del módulo para obtener la imagen de la celda solar o el área del módulo, cuanto mayor sea el ángulo de visión, menor será el área de visión efectiva de la cámara y la cámara detectará menos intensidad (Köntges *et al.*, 2009). De acuerdo con (Vaquero, S.F.) como máximo podemos tener un ángulo de 30 grados, que es cuando se pierde la mitad



en la calidad de la imagen. Zonas que son afectadas por algún daño o zonas con alta densidad de defectos son vistas como zonas oscuras en la toma de EL, estas zonas no contribuyen a la producción de energía.

La elección del tipo de cámara de EL que se utiliza cuando se obtienen imágenes de módulos FV depende de una serie de factores. Como ocurre con muchos tipos de equipos de cámara, existe una compensación entre costo, resolución y sensibilidad. Por ejemplo, las cámaras CCD de silicio tienden a tener una resolución más alta y un costo más bajo que los sensores CMOS InGaAs. Si bien su alta resolución hace que los sensores CCD de silicio sean una opción popular, el sensor InGaAs tendría una sensibilidad significativamente mayor al silicio cristalino y algunas tecnologías de película delgada. A pesar de los diferentes niveles de sensibilidad, con las metodologías y los intervalos de recopilación de datos adecuados, como tiempos de exposición más prolongados, filtros y enfriamiento activo del sensor.

## 2.6.2. Parámetros de cámaras de EL.

Los parámetros relevantes en la elección de detectores incluyen:

- **Tipo de sensor:** Los sensores de imagen CCD y CMOS son dos tecnologías diferentes para grabar imágenes de EL. Cada uno tiene sus propias fortalezas y debilidades, por ejemplo, tiempo de exposición, resolución. Dependiendo del material, se define la eficiencia cuántica del sensor (Banda espectral).
- **Resolución o número de píxeles:** Las imágenes grabadas con una cámara de EL tienen una resolución específica. Dependiendo de la anomalía detectada de un módulo FV, puede ser necesaria una resolución más alta para identificar la causa de la falla. Las imágenes de mayor resolución también permiten tomar fotografías desde una mayor distancia y así capturar un mayor número de módulos por imagen.
- **Sensibilidad:** La sensibilidad representa el rendimiento de la cámara. Esto incluye la capacidad de diferenciar entre la señal y el ruido ambiental. La

relación señal-ruido (SNR) se puede mejorar aumentando la eficiencia cuántica del sensor (banda espectral) y/o reduciendo las fuentes de ruido (enfriamiento).

- **Banda espectral:** El sensor de la cámara debe ser sensible a los espectros de emisión del material que se está probando. La eficiencia cuántica está relacionada con la capacidad del sensor para responder a la señal. Solo con bandas superpuestas, el sensor es adecuado para el material a probar. La eficiencia cuántica se puede mejorar aún más aplicando recubrimientos o lentes adicionales.
- **Tipo de enfriamiento:** Para reducir el ruido, que aumenta con tiempos de exposición más largos, la cámara debe enfriarse. Se requiere enfriamiento profundo para tiempos de exposición más largos de más de 10 s. Los tiempos de exposición inferiores a 1 s reducen la demanda de refrigeración.
- **Condiciones de prueba:** La mayoría de los sistemas de EL solo se pueden utilizar durante la noche o en condiciones de poca luz. Los sistemas de luz diurna tienen las ventajas de una mayor disponibilidad de servicio, pero requieren equipos avanzados y procesamiento de imágenes.
- **Tamaño y peso:** Dependiendo de la aplicación, el tamaño y el peso de la cámara son decisivos. Las cámaras más grandes y pesadas no son apropiadas para vehículos aéreos no tripulados.

El procesamiento estadístico de los datos se puede realizar calculando los histogramas contando el número de píxeles que tienen una intensidad dentro de un cierto rango. Los histogramas se obtienen representando el valor de pixel normalizado con el mismo número de intervalos en cada celda en el eje X. Para ello asignamos un número a la escala de grises, siendo el cero el negro. En el eje Y tendremos el porcentaje de píxeles (número de píxeles con ese valor de pixel respecto al número total de ellos en la imagen). Se puede apreciar cómo a medida que el módulo se va deteriorando el histograma se desplaza hacia píxeles más oscuros en la imagen de EL. Una celda es calificada como no aceptable si presenta más de un 8 % de área inactiva.

### 2.6.3. Clasificación de los tipos de grietas en módulos FV.

Como postula la (IEC 60904-13, 2017) se distinguen e ilustran tres tipos de grietas en la celda, ver Figura 2.7.

Grietas modo A: Microgrietas de celda que aparecen como defectos de línea en las imágenes EL que no generan, eliminan, inactivan el área de la celda o causan una pérdida significativa de energía de la celda.

Grietas modo B: Grietas que delimitan regiones parcialmente desconectadas eléctricamente. Estas regiones exhiben un alto contraste en las imágenes EL producidas con la corriente aplicada  $I_{cc}$ , pero un contraste reducido cuando se aplica  $0.1 \times I_{cc}$ .

Grietas modo C: Grietas que delimitan regiones esencialmente desconectadas eléctricamente del circuito eléctrico del módulo restante. Al aparecer oscuras (sólo ruido de fondo) con la aplicación de corriente de polarización  $I_{cc}$  o  $0.1 \times I_{cc}$ . Estas regiones causan pérdida de potencia y, en algunos casos, provocan una polarización inversa de las celdas solares y los puntos calientes.

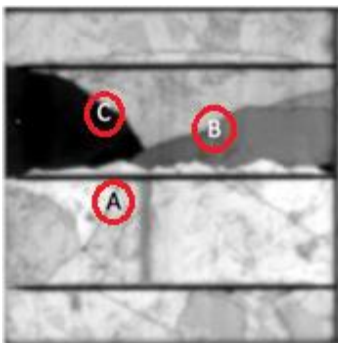
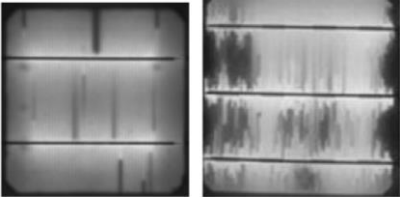
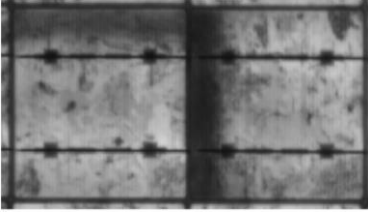
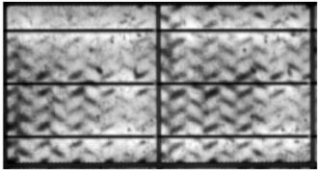

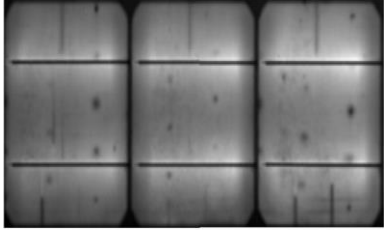


Figura 2.7: Celda individual de un módulo con  $0.1 \times I_{cc}$  aplicado mostrando tipos de grietas.

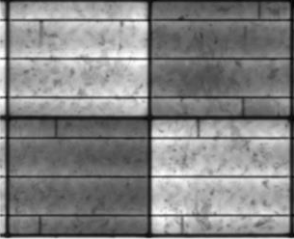
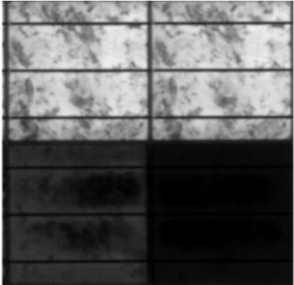
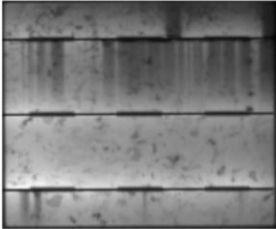
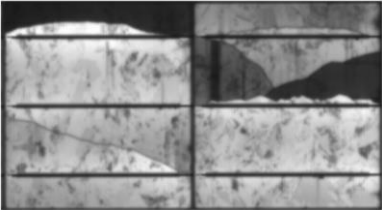
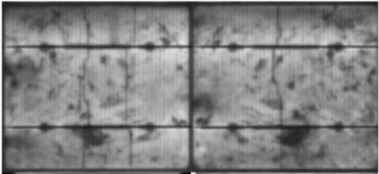
### 2.6.4. Problemas identificados mediante imágenes EL.

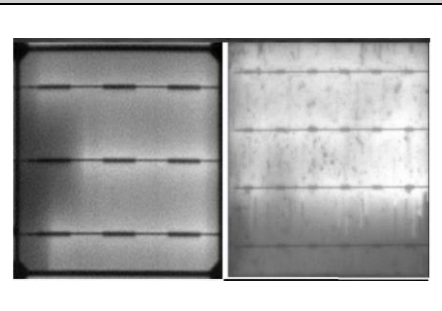
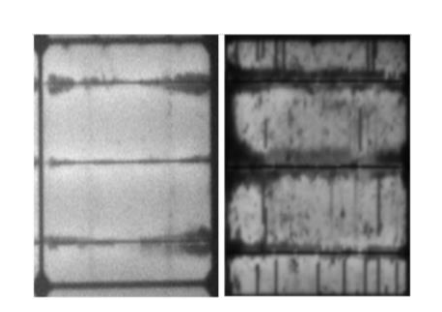
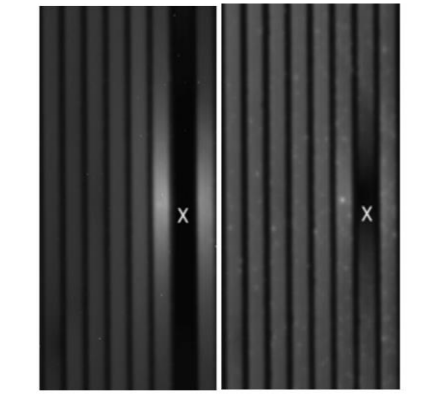
A continuación, se proporciona una descripción de las características observables y causas conocidas, junto con imágenes de EL para módulos de silicio cristalino (IEC 60904-13, 2017):

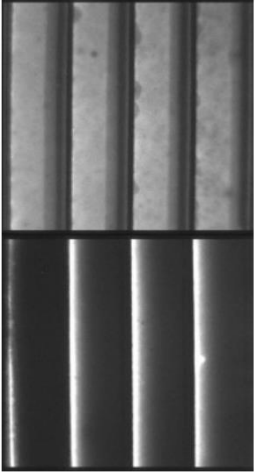
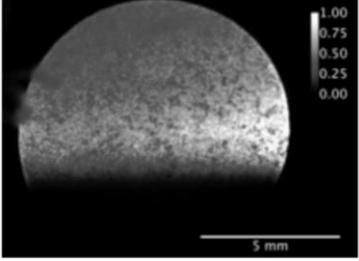
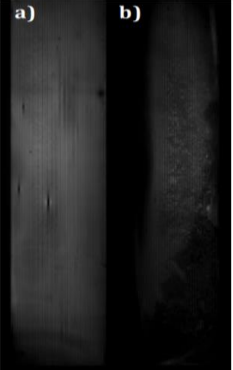
Tabla 2.7: Problemas detectables mediante imágenes de EL.

| <b>Perdida, rotura o delaminación en la línea de los <i>fingers</i><sup>1</sup> de la cuadrícula</b> |   |
|--|---|
|                     | <p>Las pérdidas o rotura de los <i>fingers</i> son generalmente estables y su influencia es capturada en la eficiencia de la celda. La adhesión de los <i>fingers</i> a la rejilla puede continuar degradándose con el tiempo, degradando el rendimiento de la celda y el módulo.</p>   |
| <b>Vida útil reducida: origen de silicio fundido</b>   |   |
|                     | <p>Existente sobre granos particulares o regiones del lingote que contienen concentraciones elevadas de defectos o impurezas. Generalmente son estables en el tiempo y su influencia se refleja en gran medida en la eficiencia inicial de la celda y el módulo.</p>  |
| <b>Marcas de cinturones</b>  |   |
|                    | <p>Desarrollados durante la cocción de la celda, generalmente son estables en el tiempo y su influencia se refleja en la eficiencia inicial de la celda y el módulo.</p>  |
| <b>Obleas adheridas durante el procesamiento</b>   |   |
|                   | <p>Áreas de poca resistencia al contacto o formación de uniones inadecuadas durante el procesamiento de la celda. Generalmente son estables en el tiempo y su influencia se captura en el desempeño inicial de la celda y el módulo.</p>  |
| <b>Contaminación de obleas / celdas</b>  |   |
|                   | <p>Las áreas localizadas de baja señal EL, especialmente cuando son sistemáticas de celda a celda, puede asignarse a la contaminación de obleas / celdas por la manipulación del equipo. Alternativamente, derivaciones localizadas debido a la contaminación del material. Generalmente son estables en el tiempo y su influencia se refleja en la eficiencia inicial.</p> |

<sup>1</sup> Conductor que conecta la celda solar con la barra colectora de energía (Busbar).

| <b>Continuación Tabla 2.7 Problemas detectables mediante imágenes de EL</b>                  |   |
|--|---|
| <b>Menor tiempo de vida de los portadores minoritarios de la celda</b>                       |   |
|             | Esto puede deberse a una menor vida útil del portador minoritario en función de la posición de la oblea en el lingote del que procede y de las impurezas que contiene en la oblea de forma inherente. Tales defectos pueden asociarse alternativamente con la derivación de la celda. La rotura del finger de la rejilla también se ve en esta imagen.  |
| <b>Degradación de la celda por PID</b>   |   |
|             | EL reducida de la celda a una corriente directa de $0.1 \times I_{cc}$ , asociada con una derivación de unión excesiva. Tales defectos que se desarrollan en módulos instalados en campo y pueden dar lugar a puntos calientes. Las imágenes tomadas con una corriente directa de $0.1 \times I_{cc}$ mostrarán con mayor frecuencia un oscurecimiento completo de la celda porque la derivación reduce la tensión a través de la unión. En $I_{cc}$ , la recombinación en la derivación puede estar saturada, mostrando recombinación en EL sólo en la ubicación de la derivación. |
| <b>Interconexión o unión de cinta inadecuada</b>   |   |
|           | Resistencia en serie elevada sobre la parte de la celda asociada con una interconexión o unión de cinta inadecuadas. Una corriente más alta forzada a través de las cintas restantes produce una mayor probabilidad de puntos calientes y fallas del módulo.  |
| <b>Agrietamiento de la celda</b>   |   |
|           | Las grietas que causan el aislamiento de las regiones de la celda tienden a ser más graves porque no hay rutas de corriente alternativas al circuito de la celda en el módulo. Estos riesgos conducen a puntos calientes.   |
| <b>Agrietamiento de la celda (esencialmente paralelo a los <i>fingers</i> de la rejilla)</b> |   |
|           | Susceptible a una mayor degradación si las grietas se expanden, pero menos severo que las grietas múltiples paralelas a los tabs colectores de corriente.   |

| <b>Continuación Tabla 2.7 Problemas detectables mediante imágenes de EL</b>                                     |   |
|---|---|
| <b>Mala soldadura de cinta</b>  |   |
|                                | <p>Caracterizado por áreas relativamente distintas de baja luminiscencia asociadas con la resistencia en serie. Tal vez sea indicativo de un proceso de soldadura deficiente que conduce a una mayor resistencia en serie, puntos calientes y fallas del módulo.</p>  |
| <b>Interacción del flujo de soldadura con la metalización de los fingers de la rejilla: interfaz de silicio</b> |   |
|                                | <p>Puede ser señal de un proceso de soldadura deficiente que conduce a una mayor resistencia en serie, puntos calientes, degradación y falla del módulo. Estos defectos, que degradan el rendimiento, aumentan con el tiempo y con la humedad elevada.</p>  |
| <b>Defecto de derivación</b>  |   |
|                              | <p>Un defecto de derivación se caracteriza por una baja intensidad de EL en toda la celda a corrientes directas bajas y una caída localizada en el defecto a corrientes altas. El caso de baja corriente se ilustra en la imagen de la izquierda (tomada en un módulo CIGS mientras se aplica <math>\frac{1}{8}</math> de la corriente de máxima potencia (<math>I_{mp}</math>)), con la ubicación de la derivación marcada con una "X". La misma área, fotografiada mientras se aplica <math>I_{mp}</math>, se muestra en el extremo derecho. La celda adyacente a un defecto de derivación en un módulo interconectado monolíticamente puede mostrar un aumento de luminiscencia cerca de la derivación debido a la acumulación de la corriente. Este efecto se ilustra en datos de baja corriente, donde hay un halo de respuesta mejorada en las celdas a ambos lados de la derivación. Los defectos de derivación pueden ser causados por cualquier característica que permita una ruta alternativa de flujo de corriente que no sea a través de la unión p-n. Ejemplos: raspaduras, contaminación de partículas durante los pasos de deposición y áreas localizadas de fases secundarias en los semiconductores y, en algunos casos, pueden ser causadas por el sombreado del módulo que fuerza áreas concentradas del módulo en corriente inversa.</p> |

| <b>Continuación Tabla 2.7 Problemas detectables mediante imágenes de EL</b>         |  |
|---|--|
| <b>Resistencia en serie</b>   |  |
|    | <p>La resistencia en serie en una región generadora de fotocorriente se caracteriza por una caída en la señal EL a medida que uno se mueve a lo largo de la ruta de la corriente. Las caídas de tensión son mayores para resistencias más altas o con una densidad de corriente más alta. Se muestra la disminución de EL en cada celda de un módulo a medida que uno se aleja de la línea de trazo. Para corrientes comparables cerca de <math>I_{mp}</math>, la imagen superior muestra una parte normal del módulo con una resistencia moderada de la hoja de óxido conductor transparente (TCO), y la imagen inferior muestra una parte del módulo donde el TCO se ha degradado y la intensidad muestra una caída mucho más pronunciada en movimiento.</p> |
| <b>Diodo débil</b>  |  |
|   | <p>La señal EL dentro de un dispositivo puede ser menor en áreas donde la calidad de la unión es menor. En tales áreas, el aumento de la recombinación no radiativa puede disminuir la señal EL. Los datos de EL de un dispositivo CdTe se muestran aquí, exhibiendo variaciones dentro del dispositivo debido al tratamiento no uniforme con <math>CdCl_2</math>.</p>   |
| <b>Entrada de humedad</b>   |  |
|  | <p>Los estudios han documentado la sensibilidad a la humedad en algunos módulos. Es probable que los efectos de la entrada sean evidentes en el mapa de EL como un mapa de EL relativamente uniforme (a) que se convierte en uno con reducción de la señal que avanza hacia adentro desde los bordes del módulo (b) después de la exposición al calor húmedo. La corrosión del TCO a veces también es evidente como cambios visuales.</p>  |

Sin embargo, no todos los módulos FV con imágenes de EL claras a veces proporcionan imágenes IR con áreas calientes. Por otro lado, no todas las fallas de

los módulos FV provocan un aumento de la temperatura. Teniendo esto en cuenta, las mediciones de EL o IR por sí solas no pueden identificar todos los tipos de fallas. Una combinación de ambas técnicas más una medición de la curva I-V, detecta rápidamente los defectos más comunes en un módulo FV con alta precisión y proporciona una buena indicación de la salud y confiabilidad de los módulos FV.



## Capítulo 3

### Procedimiento

#### 3.1. Pronóstico energético.

Se requiere la información general de la planta fotovoltaica instalada para realizar el pronóstico energético, la información proporcionada debe contener el sitio de la instalación, el modelo y la cantidad de paneles fotovoltaicos, así como su distribución en la planta (número de paneles en serie y en paralelo), modelo y número de inversores utilizados, longitud y calibre de cables empleados en el lado DC y corriente alterna (AC).

En este trabajo se analizó el diseño de una instalación localizada en Mérida, Yucatán. El sistema fotovoltaico consta de 144 módulos fotovoltaicos Canadian Solar modelo CS3Y-485 (ficha técnica en anexo A), distribuidos en 8 arreglos de 18 módulos en serie, conectados a dos inversores Huawei SUN2000 de 30 y 36 kW (ficha técnica en anexo B). Se emplearon 24.5 m de cable fotovoltaico para la conexión de los paneles fotovoltaicos a los inversores y 55 m de cable THW calibre 4 para la conexión de los inversores a la red eléctrica nacional.

Seleccionado el sitio de interés, se descargó una base de datos meteorológica histórica que contenga valores representativos de irradiancia y temperatura. Mediante el uso de la base de datos meteorológicas del software System Advisor Model (SAM) del laboratorio NREL, se obtuvieron los parámetros de interés en pasos de media hora, con la cual se determina el recurso solar del sitio.

Se contempló un análisis a nivel de los diferentes componentes que conforman el sistema fotovoltaico: módulos, cadena fotovoltaica, a la entrada del inversor solar, a la salida del inversor solar y en el punto de interconexión con la red eléctrica nacional, para finalmente calcular el PR del sistema. Los parámetros que caracterizan el comportamiento del sistema fotovoltaico son:  $I_{cc}$ ,  $V_{ca}$ ,  $I_{max}$ ,  $V_{max}$  y  $P_{max}$ . Por lo cual, primero se determinó la temperatura que alcanza el módulo mediante el uso de la fórmula 2.1.

A continuación, se enlistan las ecuaciones que describen el comportamiento de los módulos fotovoltaicos (ASTM E1036):

$$I_{cc} = I_{cc0} [1 + \alpha(T_{mod} - 25)] \left( \frac{G_{med}}{1000} \right) \quad (3.1)$$

$$V_{ca} = V_{ca0} [1 + \beta(T_{mod} - 25)] \left[ 1 + \delta \ln \left( \frac{G_{med}}{1000} \right) \right] \quad (3.2)$$

$$I_{max} = I_{max0} [1 + \alpha(T_{mod} - 25)] \left( \frac{G_{med}}{1000} \right) \quad (3.3)$$

$$V_{max} = V_{max0} [1 + \gamma(T_{mod} - 25)] \left[ 1 + \delta \ln \left( \frac{G_{med}}{1000} \right) \right] \quad (3.4)$$

$$P_{max} = \frac{P_{max0} [1 + \gamma(T_{mod} - 25)] \left[ 1 + \delta \ln \left( \frac{G_{med}}{1000} \right) \right]}{\left( \frac{1000}{G_{med}} \right)} \quad (3.5)$$

Donde: STC: Condición estándar de medida

$I_{cc0}$  = Corriente de corto circuito del módulo a STC [A]

$V_{ca0}$  = Tensión a circuito abierto del módulo a STC [V]

$I_{max0}$  = Corriente máxima del módulo a STC [A]

$V_{max0}$  = Tensión máxima del módulo a STC [V]

$P_{max0}$  = Potencia máxima del módulo a STC [W]

$\delta$  = Factor de idealidad. [AKT/q]

$\alpha$  = Coef. Temp  $I_{cc}$  [1/°C]

$\beta$  = Coef. Temp  $V_{ca}$  [1/°C]

$\gamma$  = Coef. Temp  $P_m$  [1/°C]

$G_0$  = Irradiancia a STC [1000 W/m<sup>2</sup>]

$G_{med}$  = Irradiancia incidente [W/m<sup>2</sup>]

$T_0$  = Temperatura del módulo a STC [25°C]

$T_{mod}$  = Temperatura del módulo [°C]

Para validar los resultados obtenidos mediante las ecuaciones anteriormente mencionadas, se compararon los resultados con la información compartida por el laboratorio estadounidense SANDIA (Sandia National Laboratories, 2021) de las evaluaciones de diferentes paneles fotovoltaicos a diferentes condiciones de irradiancia y temperatura. Se generó una Tabla donde se muestra el error calculado asociado a las evaluaciones de los módulos fotovoltaicos Panasonic modelo VBHN325SA y Canadian modelo CS6K-275M.

El valor de la caída de tensión, en el lado DC, se determinó mediante la siguiente ecuación definido por, (Argseguridad, 2015):

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot \rho \cdot L/S \quad (3.6)$$

Donde:

L = longitud del cable [m]

S = sección del cable [mm<sup>2</sup>]

$\rho$  = resistividad del cable [ $\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{m}^{-1}$ ]

I = Corriente [A]

La eficiencia de conversión de un inversor varía dependiendo de la potencia que ingresa procedente del arreglo fotovoltaico, por lo cual se realizó un ajuste de polinomios para determinar la eficiencia de conversión en cada punto de acoplamiento partiendo de los resultados medidos por el laboratorio SANDIA al evaluar la eficiencia de diferentes inversores en un rango particular de potencia de entrada. Al realizar el análisis del comportamiento de conversión para el caso con dos inversores de 30 kW se identificó el fenómeno conocido como “*clipping*” por lo cual se realizó un segundo caso de estudio el cual constó de un inversor de 30 kW

y un segundo inversor de 36 kW. Las siguientes ecuaciones corresponden al inversor Huawei modelo SUN2000 de 30 y 36 kW respectivamente.

$$Y = 7E - 06x^5 - 0.0006x^4 + 0.0178x^3 - 0.2648x^2 + 1.909x + 92.321 \quad (3.7)$$

$$Y = 2E - 06x^5 - 0.0002x^4 + 0.0064x^3 - 0.1155x^2 + 0.9886x + 95.641 \quad (3.8)$$

El valor de la caída de tensión en el lado AC, se determinó mediante las siguientes ecuaciones (forum, T. E., 2023):

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3} \cdot Z_c}{1000} \quad (3.9)$$

$$Z_c = \sqrt{R_c^2 + X_c^2} \quad (3.10)$$

Donde:

I = corriente [A]

L = longitud [m]

Zc = Impedancia [ $\Omega$ /Km]

Rc = resistencia del cable [1.61]

Xc = reactancia del cable [0.167]

Realizado el análisis de pérdidas en cada etapa del sistema fotovoltaico se calculó el PR mediante el uso de la ecuación 3.11, de acuerdo con lo que indica NREL, 2013.

$$PR = \frac{\text{Energía entregada a la red}}{(\text{Irradiancia} \times \text{área de la planta} \times \text{eficiencia del módulo})} \quad (3.11)$$

### 3.2. Inspección y verificación.

Se debe proporcionar documentación después de la instalación de un sistema FV. El formato de reporte se ilustra en el Anexo C y asegura que los datos clave del sistema estén disponibles para el cliente, inspector o ingeniero de mantenimiento. Toda instalación de subsistemas y componentes debe ser verificada antes de ser puesta en funcionamiento o, si se identifica una anomalía en la planta fotovoltaica, mediante el uso de una lista de verificación donde se permite garantizar un buen diseño de la planta, así como detectar posibles problemas de manera visual. Así en este proyecto se usaron los formatos de verificación inicial y periódica que se encuentran en los anexos D y E.

### 3.3. Régimen de prueba categoría 1- todos los sistemas.

El régimen de pruebas de categoría 1 es aplicado a todos los sistemas sin importar su escala, tamaño, ubicación o complejidad. Aplicado tanto en el lado de corriente directa como en el lado de corriente alterna. Las pruebas en AC son completadas antes de realizar las pruebas de DC.

El siguiente régimen de prueba es realizado en todos los sistemas:

#### **Lado de corriente alterna.**

Evaluar todos los circuitos de corriente alterna de acuerdo con IEC 60364-6. Para los alcances del presente trabajo se realizan las pruebas indicadas en la norma IEC 62446-1, la cual se enfoca en las mediciones de corriente continua.

#### **Lado de corriente directa.**

Las siguientes pruebas se realizan en los circuitos que conforman el lado de DC del arreglo FV.

### 3.3.1. Continuidad de los conductores de puesta a tierra y equipotencial.

- Realizar prueba de continuidad eléctrica en todos los conductores, donde la protección a tierra y/o conductores de compensación equipotencial son instalados en el lado de DC.
- Verificar la conexión de la terminal principal a tierra.

### 3.3.2. Prueba de polaridad.

- Verificar la polaridad de todos los cables de DC utilizando aparatos de prueba confiables y asegurar su correcta identificación y conexión dentro de los dispositivos del sistema como dispositivos de conmutación o inversores.

### 3.3.3. Prueba de caja de combinación.

- Verificar que todas las cadenas estén interconectadas en la caja de combinación correctamente.
- El procedimiento de prueba es el siguiente y es realizado antes de que cualquier fusible/ conector de la cadena sea insertado por primera vez:
  - i. Seleccionar un voltímetro con un rango de tensión de al menos dos veces la tensión máxima del sistema.
  - ii. Insertar todos los fusibles/ contactos negativos de forma que las cadenas compartan un bus negativo común.
  - iii. No insertar cualquier fusible / conector del lado positivo.
  - iv. Medir el  $V_{ca}$  de la primera cadena, positivo a negativo, y asegurarse que tenga un valor esperado.
  - v. Dejar una señal en el polo positivo de la primera cadena evaluada, y dejar otra señal en el polo positivo de la siguiente cadena. Debido a que las dos cadenas comparten la misma referencia negativa, la tensión medida debe ser cercana a 0, con una tolerancia aceptable de  $\pm 15$  V.

- vi. Realizar mediciones del  $V_{ca}$  en cadenas subsecuentes, utilizando el primer circuito positivo como conexión común del medidor.
- vii. Una condición de polaridad inversa es evidente en caso de existir un valor negativo (-), la tensión medida será dos veces la tensión del sistema.

#### 3.3.4. Prueba de tensión a circuito abierto.

- Los resultados de las lecturas son evaluados para asegurar que estén dentro del valor esperado (usualmente dentro del 5%) en una de las siguientes formas:
  - i. Comparar con el valor esperado derivado de la hoja de cálculo del módulo o de los detalles del módulo que toman en cuenta el tipo y número de módulos, así como la temperatura del mismo.
  - ii. Medir el  $V_{ca}$  de un módulo. Esta medida es utilizada para calcular el valor esperado de la cadena.
  - iii. Para sistemas con múltiples cadenas iguales y con condiciones de irradiancia estables, comparar la tensión entre las cadenas.
  - iv. Para sistemas con múltiples cadenas iguales con condiciones no estables de irradiancia, la tensión entre cadenas es comparado utilizando un medidor múltiple, con un medidor en la cadena de referencia.

#### 3.3.5. Prueba de corriente de corto circuito.

- Un corto circuito temporal es introducido dentro de la cadena de prueba. Esto se realiza mediante una de las siguientes técnicas:
  - i. Utilizar un instrumento de prueba con función de medición de corto circuito.

- ii. Utilizar un cable de corto circuito temporalmente conectado dentro del dispositivo de conmutación de ruptura de carga ya presente en el circuito de la cadena (i.e. interruptor termomagnético).
  - iii. Emplear una caja de prueba del interruptor de cortocircuito – un dispositivo clasificado para rotura de carga que puede ser introducido temporalmente dentro del circuito para crear un cortocircuito conmutado.
- El instrumento de prueba debe tener una clasificación más grande que la potencia de corto circuito y tensión a circuito abierto. La  $I_{cc}$  es medida utilizando un amperímetro de clip, amperímetro de línea o un instrumento de medición con la función de medición de corto circuito.

### 3.3.6. Prueba funcional.

- La siguiente prueba funcional es evaluada:
  - La subestación de control y otros aparatos de control son evaluados para asegurar su correcta operación y que está apropiadamente montado y conectado de acuerdo con el artículo 450 de la NOM-001-SEDE-2012.
  - Todos los inversores que forman parte del sistema FV son evaluados para asegurar su correcto funcionamiento.

### 3.3.7. Resistencia de aislamiento en los circuitos de corriente directa.

- Realizar esta prueba representa peligro potencial de descarga eléctrica dados los valores de tensión utilizados, por lo tanto, las siguientes medidas de seguridad son empleadas.
  - Limitar el acceso al área de trabajo.
  - No tocar y tomar acciones para evitar que otras personas toquen cualquier superficie metálica mientras se realiza la prueba de aislamiento.



- No tocar y tomar acciones de seguridad para prevenir que otras personas toquen la parte posterior del módulo o las terminales del módulo mientras se realiza la prueba de aislamiento.
  - El equipo debe tener capacidad de autodescarga.
  - Ropa y equipo de protección apropiada para el personal debe ser utilizado durante las pruebas.
  - Aislar la matriz fotovoltaica del inversor.
  - Desconectar cualquier pieza del equipo que pueda tener impacto en la medición de aislamiento en las cajas de combinación.
- **Método de prueba.**
- Método 1- prueba entre matriz negativa y tierra seguido por prueba entre la matriz positiva y tierra.

Método 2- prueba entre tierra y la matriz positiva de corto circuito y negativo.

**Procedimiento de prueba.**

Para arreglos FV de hasta 10 kWp, la resistencia de aislamiento debe no ser menor que el apropiado dado en la Tabla 3.1.

*Tabla 3.1: Valores mínimos de la resistencia de aislamiento-arreglos FV de hasta 10 kWp (IEC 62446-1, 2016).*

| Tensión del Sistema<br>( $V_{ca} (STC) \times 1.25$ )<br>(V) | Tensión de prueba<br>(V) | Resistencia mínima de<br>aislamiento<br>(MΩ) |
|--|--------------------------|--|
| <120   | 250                      | 0.5  |
| 120 a 500  | 500                      | 1  |
| >500   | 1000                     | 1  |

Para arreglos de más de 10 kWp, realizar la prueba en cadenas individuales o en cadenas combinadas donde la capacidad total combinada no sea mayor a 10 kWp.

Nota. Una prueba de curva I-V puede sustituir los puntos 3.3.4 y 3.3.5.

### 3.4. Régimen de prueba categoría 2.

Estas pruebas son para sistemas más grandes y complejos. Todas las pruebas de categoría 1 son realizadas antes de comenzar las pruebas de categoría 2.

Las siguientes pruebas se realizan:

#### 3.4.1. Prueba de curva I-V en la cadena.

El procedimiento para realizar estas mediciones se describe en el punto 3.6.

#### 3.4.2. Inspección infrarroja.

El procedimiento para realizar estas mediciones se describe en el punto 3.7.

### 3.5. Pruebas adicionales.

Estas pruebas son implementadas debido a especificaciones requeridas cuando las pruebas estándar lo sugieren.

- Tensión a tierra- sistema de tierra resistivo.
- Prueba de diodo de bloqueo.
- Prueba de aislamiento de humedad.
- Prueba de sombreado.

### 3.6. Medición curva I-V.

#### 3.6.1. Requisitos generales.

Acciones:

- Asegurar que el sistema esté cerrado y que no fluye corriente.
- Aislar la cadena bajo prueba y conectarla al dispositivo que evalúa la curva I-V.
- Programar el instrumento de prueba de acuerdo con las características, tipo y cantidad de módulos bajo prueba.
- Realizar las mediciones de irradiancia utilizando un dispositivo FV de referencia empaquetado y calibrado o en el caso de la luz solar natural alternativamente por un piranómetro.

La salida del dispositivo de referencia es lineal con respecto a la irradiancia incidente en el rango de irradiancia de interés. El dispositivo de referencia fotovoltaica coincide espectralmente, se considera emparejado

espectralmente cuando sus respuestas espectrales son similares, de modo que la corrección del desajuste espectral está dentro de  $\pm 1\%$ .

- Verificar si se requiere la prueba de curva I-V que utiliza una prueba de temperatura de la celda. Para ello, los sensores de temperatura se ubican de manera que detectan lo más cerca posible la temperatura de la unión del dispositivo respectivo. Éstos tienen un contacto firme con la parte posterior del módulo y en el centro de la celda localizada en el centro del módulo.
- Asegurar que la superficie activa del dispositivo sometido a ensayo es coplanar dentro de  $\pm 3^\circ$  con la superficie activa del dispositivo de referencia y no está afectado por sombreado o reflexión de luz.

### 3.6.2. Mediciones con luz solar natural.

El procedimiento de prueba es el siguiente:

- Montar el dispositivo de referencia lo más cerca posible y coplanar con el dispositivo bajo prueba. Para la calibración fotovoltaica o la potencia nominal mediante el uso de un seguidor solar, ambos deben ser normales al haz solar directo dentro de  $\pm 5^\circ$ .
- Llevar el dispositivo bajo prueba a un punto por debajo de la temperatura objetivo y dejar que se caliente de forma natural bajo la luz solar natural en combinación con sombra temporal.
- Tomar lecturas simultáneas de la corriente y la tensión del dispositivo bajo prueba al mismo tiempo que registra la salida del dispositivo de referencia. También debe registrar la temperatura de ambos dispositivos, pero una medición para cada dispositivo durante la adquisición de la curva I-V o inmediatamente antes o después es suficiente.
- Asegurar que las temperaturas del dispositivo bajo prueba y el dispositivo de referencia sean estables y permanezcan constantes dentro de  $\pm 1^\circ\text{C}$  y que la irradiancia medida por el dispositivo de referencia permanezca constante dentro de  $\pm 1\%$  durante el período de registro para cada curva I-V.

- Realizar la medición en un día claro y soleado, asegurar que la irradiancia sea mayor a  $400 \text{ W/m}^2$  en el plano del arreglo.
- Comparar los resultados obtenidos con los esperados con la hoja de datos de la matriz bajo prueba.
- Obtener los siguientes parámetros al medir la curva I-V:
  - Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ).
  - Tensión a circuito abierto ( $V_{ca}$ ).
  - Potencia máxima ( $P_{max}$ ).
  - Factor de llenado (FF).
  - Tensión a máxima potencia ( $V_{Pmax}$ ).
  - Corriente a máxima potencia ( $I_{Pmax}$ ).
  - Eficiencia (%).

### 3.6.3. Procedimientos de corrección de curva I-V.

Calcular la irradiancia total ( $G$ ) a partir de la corriente de cortocircuito medida ( $I_{RC}$ ) del dispositivo de referencia fotovoltaica y su valor de calibración en STC ( $I_{RC, STC}$ ). Aplicar una corrección para tener en cuenta la temperatura real del dispositivo de referencia ( $T_{RC}$ ) utilizando el coeficiente de temperatura relativa especificado de la corriente de cortocircuito del dispositivo de referencia ( $1/^\circ\text{C}$ ) que se da a  $25^\circ\text{C}$  y  $1000 \text{ W/m}^2$ , de acuerdo con lo que indica IEC 60891 ED3, 2019.

$$G = \frac{1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot I_{RC}}{I_{RC, STC}} \cdot [1 - \alpha_{RC} \cdot (T_{RC} - 25^\circ\text{C})] \quad (3.12)$$

#### 3.6.3.1. Procedimiento de corrección.

Este procedimiento está basado en el modelo simplificado de un diodo de dispositivos FV. Las ecuaciones de traducción semi-empíricas contienen cinco parámetros de corrección de la curva I-V que se pueden determinar midiendo las curvas I-V a diferentes condiciones de temperatura e irradiancia (ver las secciones 3.6.2 a 3.6.4). Además de los coeficientes de temperatura relativos para la corriente de cortocircuito ( $\alpha_{rel}$ ) y la tensión a circuito abierto ( $\beta_{rel}$ ), se usa comúnmente un

coeficiente de temperatura adicional ( $\kappa'$ ) que tiene en cuenta los cambios de la resistencia interna en serie (y el factor de llenado) con la temperatura. El procedimiento de corrección se define mediante las siguientes fórmulas para corriente y tensión, de acuerdo con lo que indica IEC 60891 ED3, 2019:

$$I_2 = I_1 \cdot [1 + \alpha_{rel} \cdot (T_2 - T_1)] \cdot \frac{G_2}{G_1} \quad (3.13)$$

$$V_2 = V_1 + V_{OC1} \cdot \left[ \beta_{rel} \cdot (T_2 - T_1) + B \cdot \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right) \right] - R'_s \cdot (I_2 - I_1) - k' \cdot I_2 \cdot (T_2 - T_1) \quad (3.14)$$

Donde:

$I_1, V_1$  son coordenadas de puntos en la curva característica I-V medida.

$I_2, V_2$  son las coordenadas de los puntos correspondientes en la curva I-V corregida.

$G_1$  es la irradiancia medida con el dispositivo de referencia, corregida por temperatura y linealidad del dispositivo de referencia y el SMM.

$G_2$  es la irradiancia objetivo para la curva característica I-V corregida.

$T_1$  es la temperatura medida del dispositivo bajo prueba.

$T_2$  es la temperatura objetivo del dispositivo bajo prueba.

$V_{ca1}$  es la tensión a circuito abierto en las condiciones de prueba  $G_1$  y  $T_1$ .

$\alpha_{rel}$  y  $\beta_{rel}$  son los coeficientes de temperatura relativos de corriente y tensión del dispositivo bajo prueba medidos a  $1000 \text{ W/m}^2$ . Expresan el cambio relativo de la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto con respecto a sus valores en STC; Ambos coeficientes se expresan en porcentaje por unidad de temperatura y se deben escalar en una fracción de 100 cuando se usan en las ecuaciones (ej.  $\alpha_{rel} = 0.045\% \text{ k}^{-1} = \frac{0.045}{100} \text{ k}^{-1}$ ).

$B$  es el factor de corrección de irradiancia para la tensión a circuito abierto el cual está vinculado con la tensión térmica del diodo de la unión p-n y el número de celdas  $n_s$  conectadas en serie en el dispositivo bajo prueba.

$R'_s$  es la resistencia en serie interna del dispositivo bajo prueba.

$K'$  se interpreta como el coeficiente de temperatura de la resistencia interna en serie  $R_s$ .

### 3.6.4. Llevar información a STC y evaluación energética.

Para los ensayos de cualificación tomar al azar tres módulos de uno o más lotes de producción, de acuerdo con el procedimiento indicado en la Norma IEC 60410.

Las condiciones de potencia de referencia se muestran en la Tabla 3.2, se ensayan los módulos determinando la potencia máxima para las siguientes condiciones de caracterización. Se considera una distribución espectral de masa de aire de 1.5.

#### 3.6.4.1. Procedimiento de medición del comportamiento en función de la irradiancia y la temperatura.

Además de realizar una medición de la potencia en STC, es importante el comportamiento de los módulos en diferentes condiciones ambientales, las siguientes condiciones son representativas: LIC (condición de baja irradiancia), HTC (condición de alta irradiancia), LTC (condición de baja temperatura), NOCT (temperatura de operación nominal de la celada). Se deben generar Tablas para  $I_{cc}$ ,  $V_{ca}$ ,  $V_{m\acute{a}x}$  y  $P_{m\acute{a}x}$ , utilizando datos suficientes para asegurar la validez estadística de las mediciones. Se miden las matrices de comportamiento del módulo para cada conjunto de condiciones (irradiancia entre 100-1100 W/m<sup>2</sup> y temperatura de 15 °C, 25 °C, 50 °C y 75 °C), tal y como se muestra en la Tabla 3.2, según IEC 61853-1.

Tabla 3.2:  $I_{cc}$ ,  $P_{m\acute{a}x}$ ,  $V_{ca}$  y  $V_{m\acute{a}x}$  en función de la irradiancia y la temperatura para una masa de aire de 1.5.

| Irradiancia<br>W·m <sup>-2</sup> | Temperatura del módulo |       |           |           |
|----------------------------------|------------------------|-------|-----------|-----------|
|                                  | 15 °C                  | 25 °C | 50 °C     | 75 °C     |
| 1100                             | No aplica              |       |           |           |
| 1000                             |                        |       |           |           |
| 800                              |                        |       |           |           |
| 600                              |                        |       |           |           |
| 400                              |                        |       |           | No aplica |
| 200                              |                        |       | No aplica | No aplica |
| 100                              |                        |       | No aplica | No aplica |

### Método simplificado para módulos lineales

Para los módulos que han demostrado ser lineales, la dependencia de la potencia máxima con la irradiancia y la dependencia de la potencia máxima con la temperatura son independientes. En este caso es suficiente medir:

- La dependencia de los parámetros ( $I_{cc}$ ,  $V_{ca}$ ,  $P_{m\acute{a}x}$ , y  $V_{m\acute{a}x}$ ) con la irradiancia a una temperatura fija en el rango de  $100 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  a  $1100 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$
- La dependencia de los parámetros ( $I_{cc}$ ,  $V_{ca}$ ,  $P_{m\acute{a}x}$  y  $V_{m\acute{a}x}$ ) con la temperatura a dos irradiancias fijas: una que, se encuentre entre  $800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  y  $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  y otra que, se encuentre entre  $100 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  y  $300 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ .

Comparar los coeficientes de temperatura relativos para la potencia máxima y la tensión de circuito abierto, obtenidos a partir de los dos conjuntos de irradiancias. Si los dos valores del coeficiente de temperatura relativo de la tensión de circuito abierto concuerdan dentro de un 10% y los dos valores del coeficiente de temperatura relativo de potencia máxima concuerdan dentro de un 15%, las medias de los dos coeficientes de temperatura obtenidos en el segundo punto de la sección anterior pueden utilizarse para completar las Tablas. En caso contrario, la Tabla debe ser completada con la medición en las condiciones especificadas en cada uno de los conjuntos.

### Método con luz natural y seguidor solar.

- Medir la temperatura del módulo bajo ensayo aproximadamente en las tres posiciones mostradas en la Figura 3.1 (asegurando que cada una de ellas esté detrás de una celda) y promediar los valores obtenidos.

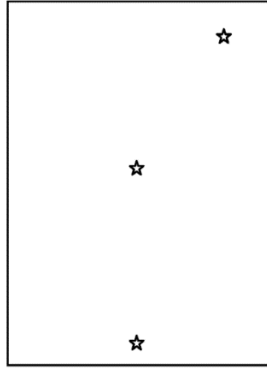


Figura 3.1: Posiciones tras las celdas donde medir la temperatura del módulo bajo ensayo.

- Llevar a cabo la medición bajo luz solar en un rango de condiciones de irradiancia que ocurran durante el día. Las variaciones cortas de irradiancia causadas por nubes, niebla o humo deben ser inferiores al  $\pm 1\%$  del total de irradiancia medida por el dispositivo de referencia durante el registro de cada punto de medida. La velocidad del viento debe ser inferior a  $2 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ . Para aumentar el rango y mejorar la precisión, tomar los datos durante al menos tres días.
- Montar el dispositivo de referencia en el mismo plano que el módulo, en el seguidor solar de doble eje, de manera que ambos sean normales a la dirección del haz solar con una precisión de  $\pm 2^\circ$ . Conectar a la instrumentación necesaria.

Las medidas descritas en los apartados siguientes son realizadas lo más rápido posible, durante unas pocas horas en el mismo día, para minimizar el efecto de los cambios en las condiciones espectrales.

- Fijar los controles al nivel deseado, si el módulo de ensayo y el dispositivo de referencia están equipados con controles de temperatura. Si no se usan los controles de temperatura, sombrear la unidad de ensayo y protegerla del viento hasta que la temperatura sea uniforme y tenga un valor dentro de  $\pm 2^\circ \text{C}$  el valor de la temperatura ambiente, o permitir que la unidad de ensayo alcance su temperatura estabilizada de equilibrio, o



preacondicionar la unidad de ensayo hasta un punto por debajo de la temperatura objetivo y dejar que se caliente de forma natural.

- Quitar la sombra (si se ha usado) e inmediatamente medir de forma simultánea la temperatura del módulo bajo ensayo y las características I-V de comportamiento (al menos  $I_{cc}$ ,  $V_{ca}$ ,  $V_{máx}$  y  $P_{máx}$ ) la temperatura y la corriente de cortocircuito del dispositivo de referencia y la irradiancia espectral, utilizando un radiómetro espectral (si no se utiliza un dispositivo de referencia con la misma respuesta espectral).
- Calcular la irradiancia ( $G_0$ ) a partir de la corriente medida ( $I_{cc}$ ) del dispositivo de referencia y de su valor de calibración en STC ( $I_{rc}$ ). Se debe tomar en cuenta la temperatura del dispositivo de referencia durante la medición ( $T_m$ ), utilizando el coeficiente relativo de temperatura de la corriente de cortocircuito del dispositivo de referencia, ( $\alpha_{rc}$ ) de acuerdo con lo que indica IEC 61853-1, 2011.

$$G_0 = \frac{G_{rc} \times I_{cc}}{I_{rc}} \times [1 - \alpha_{rc}(T_m - T_{rc})] \quad (3.15)$$

Donde:

$G_{rc}$  es la irradiancia a la que el dispositivo de referencia está calibrado, normalmente  $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ , y  $T_{rc}$  es la temperatura a la que el dispositivo de referencia está calibrado, usualmente  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

- Si el parámetro de ensayo que se varía es la irradiancia, reducir la irradiancia sobre la unidad de ensayo al valor deseado sin afectar la uniformidad espacial. Esto se puede lograr utilizando filtros de malla de densidad uniforme, calibrados, que no cambian la distribución espectral de la luz. Si se elige este método, el dispositivo de referencia debería permanecer sin cubrir por el filtro durante la operación, con el fin de poder medir la irradiancia incidente. En este caso, la irradiancia en el plano de medida se reduce por el parámetro de calibración del filtro (fracción de luz transmitida). La dimensión máxima de la apertura de la malla del filtro debe ser inferior al 1% de la dimensión lineal mínima del dispositivo de referencia y la unidad a ensayar.

- Si el parámetro de ensayo que se varía es la temperatura, ajustar la temperatura por medio de un controlador, o exponiendo el módulo al sol y sombreándolo alternativamente, con el fin de mantener la temperatura deseada para los niveles de irradiancia obtenidos de forma natural.
- Asegurar que la temperatura del módulo a ensayar y del dispositivo de referencia son estables y permanecen constantes con  $\pm 1$  °C, y que la irradiancia medida con el dispositivo de referencia permanece constante con  $\pm 2$  % en el transcurso de registro de datos.
- Repetir los pasos anteriores hasta que las medidas de comportamiento estén completas para la matriz de combinaciones de temperatura e irradiancia, según se define en la Tabla 3.2. Esto significa que se han completado las matrices de  $I_{cc}$ ,  $V_{ca}$ ,  $V_{m\acute{a}x}$  y  $P_{m\acute{a}x}$ .

Realizar un mínimo de tres medidas en cada una de las condiciones de ensayo, durante un mínimo de tres días. Se continúa colectando datos hasta que las desviaciones estándar de todos los valores de  $V_{ca}$ ,  $I_{cc}$  y  $P_{m\acute{a}x}$  de la matriz sean inferiores al 5%.

### 3.6.5. Caracterización en potencia.

Para determinar  $I_{cc}$ ,  $V_{ca}$ ,  $V_{m\acute{a}x}$  y  $P_{m\acute{a}x}$  para valores intermedios de irradiancia y temperatura distintos de los directamente medidos, deberían usarse los siguientes procedimientos.

#### 3.6.5.1. Interpolación de $I_{cc}$ , $V_{ca}$ , $V_{m\acute{a}x}$ y $P_{m\acute{a}x}$ con respecto a la temperatura.

Para determinar  $I_{cc}$ ,  $V_{ca}$ ,  $V_{m\acute{a}x}$  y  $P_{m\acute{a}x}$  a los valores intermedios de temperatura, utilizar un método de interpolación (regresión) lineal con respecto a la dependencia de la temperatura medida.

### 3.6.5.2. Interpolación de $I_{cc}$ con respecto a la irradiancia.

Para determinar  $I_{cc}$  a los valores intermedios de irradiancia, utilizar un método de interpolación (regresión) lineal con respecto a la dependencia de la irradiancia medida.

### 3.6.5.3. Interpolación de $V_{ca}$ con respecto a la irradiancia.

Para determinar  $V_{ca}$  a valores intermedios de la irradiancia, ajustar los datos para encontrar  $v_1$  y  $v_2$  en la siguiente ecuación, de acuerdo con IEC 61853-1, 2011.

$$V(G) = v_1 \times \ln(G) + v_2 \quad (3.16)$$

Esta relación está basada en la variación logarítmica de  $V_{ca}$  con la irradiancia. La interpolación de  $V_{m\acute{a}x}$  puede hacerse usando la misma relación funcional utilizada para  $V_{ca}$ , con un nuevo conjunto de coeficientes.

### 3.6.5.4. Interpolación de $P_{m\acute{a}x}$ con respecto a la irradiancia.

Para determinar  $P_{m\acute{a}x}$  a valores intermedios de la irradiancia, los datos de la región cercana a la irradiancia de interés (dentro de un  $\pm 30\%$ ) deberán ajustarse a un polinomio, ya que debe tenerse en cuenta cualquier no linealidad entre los puntos de datos.

Si la diferencia entre las irradiancias medidas no excede el 30%, se puede usar una interpolación lineal para obtener el valor de  $P_{m\acute{a}x}$  a valores intermedios de irradiancias.

## 3.7. Infrarrojo.

### 3.7.1. Procedimiento de inspección.

- Realizar una inspección de la planta fotovoltaica durante la puesta en servicio y operación de la planta de energía de acuerdo con las regulaciones

aplicables para la protección de la salud y la seguridad indicados en la NOM-029-STPS-2011, la cual establece las condiciones de seguridad para la realización de instalaciones eléctricas.

El propietario, operador o una persona autorizada deberá dar una introducción a las regulaciones específicas de seguridad de la planta fotovoltaica a inspeccionar. Una segunda persona debe estar presente durante la inspección, de acuerdo con lo que indica la norma IEC 62446-3, 2016.

- Garantizar las siguientes condiciones ambientales.

*Tabla 3.3: Condiciones requeridas para la inspección (IEC 62446-3,2016).*

| Parámetro               | Límites   |
|-------------------------|---|
| Irradiancia.            | - Mínimo 600 W/m <sup>2</sup> en el plano del módulo PV para la inspección del módulo.<br>- Mínimo 300 W/m <sup>2</sup> en el plano del módulo PV para la inspección de otros componentes eléctricos (ej. Cables, conectores, conexiones) y recomendado >600 W/m <sup>2</sup> . Corresponde típicamente a la generación al 30% de la corriente DC máxima del sistema. |
| Velocidad del viento.   | 4 Beaufort (Bft) máximo (Anexo F).  |
| Cobertura de las nubes. | Máximo 2 okta de cielo cubierto por cúmulos.  |
| Suciedad.               | No hay o es baja. Limpieza recomendada. Ej. Si existe suciedad de pájaros.  |

- Tomar la imagen con la cámara lo más perpendicular posible a la superficie del módulo FV; el ángulo entre la cámara y el plano del módulo FV no debe ser inferior a 30°.
- Tomar una foto de la misma zona para cada tipo de hallazgo térmico con la imagen termográfica.
- Documentar la posición exacta de todos los hallazgos en el sistema inspeccionado, así como las condiciones de operación, incluida la carga de CC y las condiciones ambientales.

### 3.7.2. Evaluación.

Las siguientes mediciones y observaciones son importantes para la evaluación o validación:

- Temperaturas máximas.
- Diferencias de temperatura.
- Perfiles de temperatura.
- Nube, movimiento de nubes, nubosidad.
- Estrés mecánico previo del archivo de registro del historial de instalación.
- Suciedad.
- Inspección visual.
- Irradiancia y/o carga de CC del sistema.

#### 3.7.2.1. Evaluación de imágenes IR.

Esta sección presenta diferentes técnicas para evaluar imágenes IR. Existen otros procedimientos y también se pueden aplicar.

- Patrones.
- Temperaturas de anomalías puntuales.
- Áreas extendidas.
- Temperaturas relativas.
- Temperaturas absolutas.

#### 3.7.2.2. Clasificación en clases de anomalías.

Para la asignación en clases de anomalías (CoA), comparar los patrones específicos y las temperaturas medidas con los ejemplos de imágenes termográficas y diferencias de temperatura que se muestran en la Tabla 2.6, tal y como lo indica la norma IEC 62446-3, 2016.

- Sin anomalías (OK)- sin acción inminente.
- Anomalías térmicas (tA)- revisar la causa, si es necesario rectificar en un periodo de tiempo razonable.

- Anomalía térmica relevante para la seguridad (dtA)- pronta interrupción de operación, revisar el problema y rectificación en un tiempo razonable.

### 3.7.2.3. Anormalidades en módulos fotovoltaicos.

Si la clasificación de una anomalía desde la parte frontal de un módulo FV no es posible, utilizar una vista posterior o técnicas de medición adicionales.

### 3.7.2.4. Otros componentes del balance de sistema (BOS).

Inspeccionar cables, contactos, fusibles, interruptores, inversores y baterías.

### 3.7.2.5. Proyección de diferencias de temperatura a irradiancia nominal.

La IEC 62446-3 TS, 2016 define que para saber la diferencia de temperatura que se tendrá a 1000 W/m<sup>2</sup>, se debe emplear la siguiente fórmula.

$$\Delta T_2 = \left( \frac{G_2}{G_1} \right)^x \Delta T_1 \quad (3.17)$$

Donde:

$\Delta T_1$  representa la diferencia de temperatura entre el componente funcional y no funcional.

G representa la irradiancia.

Índice 1 representa el valor de la irradiancia medida.

Índice 2 representa el valor de la irradiancia a 1000 W/m<sup>2</sup>.

X es el factor exponencial, el cual considera diferentes formas de anomalías.

Tabla 3.4: Factor de extrapolación para diferencia de temperatura en condiciones de carga normales (IEC 62446-3, 2016).

| Fracción de la corriente nominal (%) | Anomalía puntual (x =1.6) |           | Anomalía de área extendida (x =1.0) |           |
|--------------------------------------|---------------------------|-----------|-------------------------------------|-----------|
|                                      | Módulos PV.               | Otro BOS. | Módulos PV.                         | Otro BOS. |
| 30                                   | N.A.                      | 6.9       | N.A.                                | 3.3       |
| 40                                   | N.A.                      | 4.3       | N.A.                                | 2.5       |
| 50                                   | N.A.                      | 3.0       | N.A.                                | 2.0       |
| 60                                   | 1.7                       | 2.3       | 1.7                                 | 1.7       |
| 70                                   | 1.4                       | 1.8       | 1.4                                 | 1.4       |
| 80                                   | 1.3                       | 1.4       | 1.3                                 | 1.3       |
| 90                                   | 1.1                       | 1.2       | 1.1                                 | 1.1       |
| 100                                  | 1.0                       | 1.0       | 1.0                                 | 1.0       |
| 110                                  | 0.9                       | 0.9       | 0.9                                 | 0.9       |
| 120                                  | 0.8                       | 0.8       | 0.8                                 | 0.8       |

### 3.8. Electroluminiscencia.

#### 3.8.1. Procedimiento.

Para poder realizar una óptima captura de imagen EL es necesario seguir las indicaciones y protocolos estipulados en la IEC TS 60904-13, se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros:

##### 3.8.1.1. Posicionamiento de la cámara.

- Ángulo normal del plano del módulo.  
El ángulo de visión con respecto a la superficie es preferiblemente normal con respecto a la superficie del módulo de interés. El ángulo de visión máximo desde el módulo normal debe ser inferior a 50°.
- Determinación y clasificación de la nitidez.  
La nitidez (S [mm]) se utiliza como índice del tamaño del objeto que se puede resolver. Es la dimensión real mínima que proporciona un contraste del 50%.

##### 3.8.1.2. Configuración de la cámara.

- La intensidad de la imagen de la cámara en cada nivel de corriente de polarización directa puede optimizarse ajustando el tiempo de exposición

total, la apertura ( $f$ - number). Optimizar el enfoque fino a la longitud de onda de la señal de EL que se va a captar. Esto se puede simplificar utilizando lentes con corrección de infrarrojos. En este caso, el ajuste de enfoque es el mismo para EL y las imágenes visibles. No cambiar  $f$  -number entre las imágenes que se van a comparar.

Si está disponible un  $f$  -number ajustable, elegir el más bajo de forma predeterminada cuando tome imágenes de muestras que estén centradas frente a la cámara y el eje óptico pase por el centro del módulo. Seleccionar y fijar un  $f$  -number si se considera que produce resultados optimizados, como disminuir el viñeteado, aumentar la nitidez y aumentar la profundidad de campo para la formación de imágenes con una vista oblicua de la cara del módulo.

- Intensidad de la imagen.

Optimizar la exposición para lograr la máxima relación señal / ruido, pero es limitada de manera que los píxeles de la imagen no estén saturados.

- Comparaciones de módulos.

Realizar una imagen del módulo degradado en la condición original y, opcionalmente, con la configuración reoptimizada para la condición degradada. Solo se puede utilizar el tiempo de exposición para el reajuste al comparar módulos degradados y sin degradar. La corriente no se cambiará. Realizar cualquier sustracción de fotogramas de imagen necesaria antes del procesamiento posterior adicional. Cuando se desea una comparación visual de módulos de los que se obtienen imágenes con diferentes tiempos de exposición, las intensidades del píxel se pueden escalar en el posprocesamiento escalando inversamente las intensidades de los píxeles por el tiempo de exposición y se etiquetan como tales.

### 3.8.1.3. Imágenes.

Tomando en cuenta los parámetros anteriormente mencionados, se captura la imagen EL siguiendo las indicaciones de la IEC TS 60904-13:



- Conexión eléctrica

Conectar los cables eléctricos (+) y (-) de la fuente de alimentación de DC a la muestra, haciendo coincidir el cable (+) de la fuente de alimentación con el (+) de la muestra. Utilizar ataduras o cinta adhesiva para unir los cables de modo que minimicen la interferencia con la vista de la muestra de la cámara.

- Sesgo e imagen.

Las imágenes se toman en dos corrientes de polarización secuencialmente para una recuperación máxima de la información, seguida de una imagen del módulo desconectado para el caso en el que se resta el marco.

- $I_{cc}$
- $0.1 \times I_{cc}$
- $0 \times I_{cc}$  – una imagen de fondo

El tiempo de exposición se puede optimizar para cada corriente de polarización. Aplicar la polarización directa de  $I_{cc}$  al módulo; aplicar tensión según sea necesario, pero sin exceder el especificado por el fabricante del módulo para la carga eléctrica del módulo o los límites requeridos para la seguridad del laboratorio. Tomar la imagen EL y apague la corriente de polarización directa después de la captura de la imagen. Repetir el procedimiento para la imagen de  $0.1 \times I_{cc}$  (corriente baja). Finalmente, tomar una imagen de fondo con el mismo tiempo de exposición que las imágenes EL para la resta del marco.

En algunos módulos, el comportamiento de la resistencia en serie del módulo en la oscuridad puede requerir una tensión alta para alcanzar la magnitud de  $I_{cc}$ . Consultar con el fabricante del módulo sobre los límites para la aplicación de tensión.

Después de la adquisición de imágenes, corregir las imágenes para lograr caracterizar y optimizar la calidad deseada. Las correcciones de imágenes son esenciales si las imágenes se analizarán cuantitativamente. Estas correcciones de imagen son:

- Resta del marco.
- Corrección de viñeteado.

La sustracción de cuadros de la imagen de fondo de la imagen EL es realizada píxel por píxel. Tomar la imagen de fondo exactamente en las mismas condiciones.

### 3.8.2. Análisis basado en histogramas de la señal de electroluminiscencia.

#### 3.8.2.1. Histogramas.

Crear histogramas y sus estadísticas derivadas a partir de las imágenes de las áreas activas del módulo y el software de análisis de imágenes. Estas técnicas son aplicadas solo al área activa de los módulos. Las áreas irrelevantes del fondo deben minimizarse durante la obtención de imágenes, recorte o mediante otros análisis digitales de la distribución EL.

Un módulo de referencia libre de defectos es útil para comparar con módulos degradados del mismo tipo.

#### Información de la imagen.

Anotar los detalles completos sobre el modelo y el número de serie de los módulos, el número de la imagen, la corriente, tensión, temperatura del módulo, el nivel de ruido y cualquier comentario observado sobre la imagen durante la captura de la imagen.

#### Efectos de la corriente de sesgo.

Cuando se comparan, realizar las imágenes nominalmente a los mismos niveles de corriente de polarización.

### Varianza.

Calcular la señal de EL media de todos los píxeles de la imagen del módulo, la varianza se calcula como el promedio de las diferencias cuadradas con respecto a la media. Una varianza más alta significa una mayor variación de EL en los módulos.

### Curtosis.

La curtosis es un indicador de la existencia de colas en la distribución, una curtosis alta indica que hay extremos en (EL) del módulo.

### Asimetría.

La asimetría indica una cola en la distribución que es predominantemente positiva o negativa. Un sesgo hacia el lado negativo es un indicador de regiones de EL inferior.

### Electroluminiscencia ponderada por píxeles (o áreas) en relación con un módulo ideal.

Calcular la diferencia de los histogramas relativos entre el módulo bajo prueba y el dispositivo ideal (referencia) del mismo tipo. Para ello, ambos histogramas son divididos por su área del dispositivo respectivo en píxeles cuadrados. El signo y la magnitud de los elementos de la matriz resultante graficados en función de la intensidad de EL es la métrica relevante.

## Capítulo 4

### Resultados

En este capítulo se presentan los resultados relevantes, así como su interpretación, de la aplicación de las diversas pruebas establecidas en las secciones previas. Esto, con la finalidad de llevar a cabo un adecuado pronóstico de energía, así como de la inspección y monitoreo de sistemas fotovoltaicos; que en este proyecto se tomó como base de estudio una instalación FV de la ciudad de Mérida.

#### Validación del modelo para el pronóstico de energía.

A continuación, se presentan los resultados de la comparación y verificación del modelo matemático empleado el pronóstico energético. Las horas solares pico representan la cantidad de energía solar que un metro cuadrado de superficie recibe, o bien, el número de horas que el sol tendría que entregar  $1000 \text{ W/m}^2$  para representar el comportamiento que se tendría a lo largo del día.

Tabla 4.1: Horas solares pico en cada mes del año.

| MES                | ENERO | FEBRERO | MARZO | ABRIL | MAYO  | JUNIO | JULIO | AGOSTO | SEPTIEMBRE | OCTUBRE | NOVIEMBRE | DICIEMBRE |
|--------------------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|
| kWh/m <sup>2</sup> | 4.529 | 5.184   | 6.483 | 6.918 | 6.537 | 5.721 | 6.704 | 6.333  | 6.161      | 4.695   | 4.47      | 4.304     |

Al realizar el cálculo de las horas solares pico disponible en la instalación fotovoltaica ubicada en la ciudad de Mérida, se puede observar que 6 de los 12 meses del año cuentan con un recurso solar mayor a 6 HSP, siendo el mes de abril el que mayor cantidad de horas solares pico recibe con un valor de 6.918 HSP. Por su parte el mes de diciembre es el que menor cantidad de horas solares pico recibe con un valor de 4.304 HSP.

Los parámetros que describen el comportamiento de un sistema solar fotovoltaico son la corriente de corto circuito, la tensión a circuito abierto, la corriente de máxima potencia, la tensión de máxima potencia y la potencia en el punto de máxima potencia. El valor de cada parámetro depende de las condiciones de temperatura e irradiancia, por lo cual en las siguientes tablas se muestran los valores medidos y calculados de cada uno de ellos para los módulos Panasonic modelo VBHN325SA y Canadian modelo CS6K-275M bajo diferentes condiciones climáticas representativas.

Tabla 4.2: Datos medidos módulo Panasonic.

| Temperatura [°C] | Irradiancia [W/m <sup>2</sup> ] | Isc [A] | Voc [V] | Imp [A] | Vmp [V] | Pmp [W] |
|------------------|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 15               | 100                             | 0.595   | 65.783  | 0.543   | 55.560  | 30.159  |
| 15               | 200                             | 1.183   | 67.787  | 1.093   | 57.704  | 63.057  |
| 15               | 400                             | 2.354   | 69.645  | 2.185   | 59.419  | 129.849 |
| 15               | 600                             | 3.532   | 70.648  | 3.292   | 60.064  | 197.744 |
| 15               | 800                             | 4.706   | 71.351  | 4.398   | 60.212  | 264.825 |
| 15               | 1000                            | 5.891   | 71.853  | 5.503   | 60.122  | 330.862 |
| 25               | 100                             | 0.599   | 63.948  | 0.547   | 53.471  | 29.250  |
| 25               | 200                             | 1.183   | 66.012  | 1.090   | 56.075  | 61.137  |
| 25               | 400                             | 2.365   | 67.916  | 2.190   | 57.748  | 126.445 |
| 25               | 600                             | 3.542   | 68.961  | 3.298   | 58.310  | 192.278 |
| 25               | 800                             | 4.718   | 69.685  | 4.400   | 58.535  | 257.561 |
| 25               | 1000                            | 5.903   | 70.214  | 5.506   | 58.537  | 322.305 |
| 25               | 1100                            | 6.488   | 70.435  | 6.055   | 58.494  | 354.174 |
| 50               | 100                             | 0.602   | 59.361  | 0.541   | 49.636  | 26.854  |
| 50               | 200                             | 1.199   | 61.523  | 1.096   | 51.755  | 56.698  |
| 50               | 400                             | 2.379   | 63.558  | 2.214   | 52.880  | 117.062 |
| 50               | 600                             | 3.567   | 64.665  | 3.302   | 53.887  | 177.959 |
| 50               | 800                             | 4.754   | 65.426  | 4.399   | 54.246  | 238.626 |
| 50               | 1000                            | 5.944   | 65.987  | 5.511   | 54.246  | 298.954 |
| 50               | 1100                            | 6.528   | 66.239  | 6.061   | 54.184  | 328.413 |
| 75               | 100                             | 0.606   | 54.596  | 0.543   | 44.325  | 24.074  |
| 75               | 200                             | 1.207   | 56.922  | 1.086   | 47.056  | 51.103  |
| 75               | 400                             | 2.399   | 59.066  | 2.188   | 48.703  | 106.546 |
| 75               | 600                             | 3.593   | 60.249  | 3.298   | 49.420  | 162.966 |
| 75               | 800                             | 4.784   | 61.051  | 4.386   | 49.838  | 218.585 |
| 75               | 1000                            | 5.976   | 61.673  | 5.493   | 49.817  | 273.651 |
| 75               | 1100                            | 6.578   | 61.925  | 6.031   | 49.907  | 301.013 |

En la Tabla 4.2 se muestran los valores medidos por el laboratorio Sandia del módulo Panasonic modelo VBHN325SA bajo diferentes condiciones de funcionamiento (temperatura e irradiancia).

Tabla 4.3: Datos calculados módulo Panasonic.

| Temperatura [°C] | Irradiancia [W/m <sup>2</sup> ] | Icc [A] | Vca [V] | Iimp [A] | Vmp [V] | Pmp [W] |
|------------------|---------------------------------|---------|---------|----------|---------|---------|
| 15               | 100                             | 0.589   | 66.676  | 0.551    | 55.870  | 30.773  |
| 15               | 200                             | 1.177   | 68.251  | 1.102    | 57.190  | 63.001  |
| 15               | 400                             | 2.355   | 69.827  | 2.203    | 58.511  | 128.911 |
| 15               | 600                             | 3.532   | 70.749  | 3.305    | 59.283  | 195.919 |
| 15               | 800                             | 4.710   | 71.403  | 4.406    | 59.831  | 263.640 |
| 15               | 1000                            | 5.887   | 71.910  | 5.508    | 60.256  | 331.891 |
| 25               | 100                             | 0.590   | 64.922  | 0.551    | 54.131  | 29.805  |
| 25               | 200                             | 1.181   | 66.514  | 1.101    | 55.458  | 61.071  |
| 25               | 400                             | 2.361   | 68.106  | 2.202    | 56.786  | 125.064 |
| 25               | 600                             | 3.542   | 69.037  | 3.304    | 57.562  | 190.162 |
| 25               | 800                             | 4.722   | 69.698  | 4.405    | 58.113  | 255.975 |
| 25               | 1000                            | 5.903   | 70.210  | 5.506    | 58.540  | 322.321 |
| 25               | 1100                            | 6.493   | 70.429  | 6.057    | 58.722  | 355.659 |
| 50               | 100                             | 0.594   | 60.576  | 0.550    | 49.822  | 27.407  |
| 50               | 200                             | 1.188   | 62.197  | 1.100    | 51.155  | 56.280  |
| 50               | 400                             | 2.377   | 63.818  | 2.200    | 52.488  | 115.493 |
| 50               | 600                             | 3.565   | 64.766  | 3.301    | 53.268  | 175.813 |
| 50               | 800                             | 4.754   | 65.439  | 4.401    | 53.821  | 236.853 |
| 50               | 1000                            | 5.942   | 65.961  | 5.501    | 54.250  | 298.427 |
| 50               | 1100                            | 6.536   | 66.183  | 6.051    | 54.434  | 329.379 |
| 75               | 100                             | 0.598   | 56.284  | 0.550    | 45.567  | 25.043  |
| 75               | 200                             | 1.196   | 57.917  | 1.099    | 46.890  | 51.539  |
| 75               | 400                             | 2.392   | 59.551  | 2.198    | 48.212  | 105.987 |
| 75               | 600                             | 3.589   | 60.507  | 3.297    | 48.986  | 161.531 |
| 75               | 800                             | 4.785   | 61.185  | 4.397    | 49.535  | 217.789 |
| 75               | 1000                            | 5.981   | 61.711  | 5.496    | 49.961  | 274.576 |
| 75               | 1100                            | 6.579   | 61.936  | 6.045    | 50.143  | 303.133 |

En la Tabla 4.3 se muestran los valores calculados del módulo Panasonic modelo VBHN325SA bajo diferentes condiciones de funcionamiento (temperatura e irradiancia).

Para validar el modelo matemático empleado se realiza una comparación entre los resultados medidos y los calculados bajo las diferentes condiciones climáticas con el objetivo de conocer la precisión de los resultados calculados.

Tabla 4.4: Diferencia porcentual de datos medidos contra datos calculados módulo Panasonic.

| Temperatura [°C] | Irradiancia [W/m <sup>2</sup> ] | Icc [%] | Vca [%] | Imp [%] | Vmp [%] | Pmp [%] |
|------------------|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 15               | 100                             | 1.000   | 1.357   | 1.471   | 0.558   | 2.037   |
| 15               | 200                             | 0.449   | 0.685   | 0.809   | 0.891   | 0.089   |
| 15               | 400                             | 0.044   | 0.261   | 0.819   | 1.529   | 0.722   |
| 15               | 600                             | 0.018   | 0.142   | 0.383   | 1.301   | 0.923   |
| 15               | 800                             | 0.092   | 0.072   | 0.187   | 0.633   | 0.447   |
| 15               | 1000                            | 0.059   | 0.079   | 0.089   | 0.222   | 0.311   |
| 25               | 100                             | 1.381   | 1.523   | 0.652   | 1.234   | 1.897   |
| 25               | 200                             | 0.206   | 0.760   | 1.002   | 1.100   | 0.109   |
| 25               | 400                             | 0.159   | 0.279   | 0.584   | 1.666   | 1.092   |
| 25               | 600                             | 0.016   | 0.110   | 0.184   | 1.283   | 1.101   |
| 25               | 800                             | 0.092   | 0.018   | 0.107   | 0.722   | 0.616   |
| 25               | 1000                            | 0.003   | 0.006   | 0.000   | 0.005   | 0.005   |
| 25               | 1100                            | 0.076   | 0.009   | 0.028   | 0.391   | 0.419   |
| 50               | 100                             | 1.291   | 2.047   | 1.675   | 0.375   | 2.056   |
| 50               | 200                             | 0.866   | 1.096   | 0.426   | 1.159   | 0.737   |
| 50               | 400                             | 0.082   | 0.409   | 0.604   | 0.741   | 1.341   |
| 50               | 600                             | 0.046   | 0.156   | 0.059   | 1.149   | 1.205   |
| 50               | 800                             | 0.007   | 0.019   | 0.040   | 0.782   | 0.743   |
| 50               | 1000                            | 0.032   | 0.040   | 0.185   | 0.009   | 0.176   |
| 50               | 1100                            | 0.129   | 0.083   | 0.166   | 0.461   | 0.294   |
| 75               | 100                             | 1.373   | 3.091   | 1.187   | 2.802   | 4.023   |
| 75               | 200                             | 0.878   | 1.749   | 1.211   | 0.353   | 0.854   |
| 75               | 400                             | 0.279   | 0.822   | 0.488   | 1.008   | 0.525   |
| 75               | 600                             | 0.137   | 0.428   | 0.002   | 0.879   | 0.881   |
| 75               | 800                             | 0.005   | 0.220   | 0.243   | 0.607   | 0.364   |
| 75               | 1000                            | 0.082   | 0.062   | 0.049   | 0.289   | 0.338   |
| 75               | 1100                            | 0.020   | 0.018   | 0.231   | 0.472   | 0.704   |

Tabla 4.5: Diferencia porcentual calculada en módulo Panasonic en condiciones estandarizadas de medición.

|            | G[W/m <sup>2</sup> ] | T [°C] | Icc [A] | Vca [V] | Imp [A] | Vmpp [V] | Pmpp [W] |
|------------|----------------------|--------|---------|---------|---------|----------|----------|
| <b>STC</b> | 1000                 | 25     | 0.003   | 0.006   | 0.000   | 0.005    | 0.005    |
| <b>LIC</b> | 200                  | 25     | 0.206   | 0.760   | 1.002   | 1.100    | 0.109    |
| <b>HTC</b> | 1000                 | 75     | 0.082   | 0.062   | 0.049   | 0.289    | 0.338    |

En las Tablas 4.4 y 4.5 se muestran las diferencias porcentuales obtenidas del análisis comparativo entre los valores medidos y calculados del módulo Panasonic. La condición de alta temperatura y baja irradiancia es la que tiene mayor diferencia con un valor cercano al 4%. Por su parte la condición STC es la que menor diferencia tiene con un valor cercano al 0%.

Tabla 4.6: Datos medidos módulo Canadian Solar.

| Temperatura [°C] | Irradiancia [W/m <sup>2</sup> ] | Icc [A] | Vca [V] | Imp [A] | Vmp [V] | Pmp [W] |
|------------------|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 15               | 100                             | 0.913   | 35.697  | 0.870   | 30.771  | 26.778  |
| 15               | 200                             | 1.830   | 36.813  | 1.750   | 31.635  | 55.345  |
| 15               | 400                             | 3.664   | 37.940  | 3.506   | 32.377  | 113.503 |
| 15               | 600                             | 5.533   | 38.609  | 5.284   | 32.654  | 172.545 |
| 15               | 800                             | 7.387   | 39.080  | 7.041   | 32.737  | 230.496 |
| 15               | 1000                            | 9.262   | 39.458  | 8.813   | 32.742  | 288.544 |
| 25               | 100                             | 0.922   | 34.403  | 0.871   | 29.413  | 25.610  |
| 25               | 200                             | 1.833   | 35.560  | 1.752   | 30.305  | 53.109  |
| 25               | 400                             | 3.677   | 36.726  | 3.506   | 31.073  | 108.931 |
| 25               | 600                             | 5.550   | 37.426  | 5.274   | 31.361  | 165.404 |
| 25               | 800                             | 7.420   | 37.916  | 7.034   | 31.475  | 221.384 |
| 25               | 1000                            | 9.299   | 38.294  | 8.810   | 31.482  | 277.374 |
| 25               | 1100                            | 10.229  | 38.466  | 9.685   | 31.464  | 304.730 |
| 50               | 100                             | 0.934   | 31.144  | 0.869   | 26.087  | 22.682  |
| 50               | 200                             | 1.862   | 32.387  | 1.751   | 27.040  | 47.355  |
| 50               | 400                             | 3.723   | 33.663  | 3.502   | 27.824  | 97.436  |
| 50               | 600                             | 5.610   | 34.411  | 5.271   | 28.144  | 148.341 |
| 50               | 800                             | 7.490   | 34.948  | 7.027   | 28.269  | 198.649 |
| 50               | 1000                            | 9.385   | 35.349  | 8.785   | 28.293  | 248.548 |
| 50               | 1100                            | 10.322  | 35.538  | 9.650   | 28.296  | 273.064 |
| 75               | 100                             | 0.941   | 27.792  | 0.869   | 22.707  | 19.732  |
| 75               | 200                             | 1.877   | 29.158  | 1.744   | 23.734  | 41.386  |
| 75               | 400                             | 3.753   | 30.542  | 3.490   | 24.602  | 85.872  |
| 75               | 600                             | 5.649   | 31.359  | 5.233   | 24.967  | 130.656 |
| 75               | 800                             | 7.548   | 31.939  | 6.986   | 25.115  | 175.455 |
| 75               | 1000                            | 9.455   | 32.391  | 8.724   | 25.180  | 219.667 |
| 75               | 1100                            | 10.414  | 32.580  | 9.595   | 25.175  | 241.554 |

En la Tabla 4.6 se muestran los valores medidos por el laboratorio Sandia del módulo Canadian modelo CS6K-275M bajo diferentes condiciones de funcionamiento (temperatura e irradiancia).



Tabla 4.7: Datos calculados módulo Canadian Solar.

| Temperatura [°C] | Irradiancia [W/m <sup>2</sup> ] | Isc [A] | Voc [V] | Imp [A] | Vmp [V] | Pmp [W] |
|------------------|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 15               | 100                             | 0.927   | 36.591  | 0.882   | 30.359  | 26.789  |
| 15               | 200                             | 1.853   | 37.457  | 1.765   | 31.078  | 54.847  |
| 15               | 400                             | 3.706   | 38.324  | 3.530   | 31.796  | 112.230 |
| 15               | 600                             | 5.560   | 38.830  | 5.294   | 32.217  | 170.571 |
| 15               | 800                             | 7.413   | 39.190  | 7.059   | 32.515  | 229.533 |
| 15               | 1000                            | 9.266   | 39.469  | 8.824   | 32.746  | 288.958 |
| 25               | 100                             | 0.930   | 35.402  | 0.881   | 29.105  | 25.642  |
| 25               | 200                             | 1.860   | 36.271  | 1.762   | 29.820  | 52.543  |
| 25               | 400                             | 3.720   | 37.141  | 3.524   | 30.535  | 107.606 |
| 25               | 600                             | 5.579   | 37.649  | 5.286   | 30.953  | 163.619 |
| 25               | 800                             | 7.439   | 38.010  | 7.048   | 31.250  | 220.249 |
| 25               | 1000                            | 9.299   | 38.290  | 8.810   | 31.480  | 277.339 |
| 25               | 1100                            | 10.229  | 38.410  | 9.691   | 31.578  | 306.025 |
| 50               | 100                             | 0.938   | 32.454  | 0.877   | 25.999  | 22.813  |
| 50               | 200                             | 1.876   | 33.324  | 1.755   | 26.696  | 46.850  |
| 50               | 400                             | 3.753   | 34.194  | 3.510   | 27.393  | 96.146  |
| 50               | 600                             | 5.629   | 34.703  | 5.265   | 27.800  | 146.365 |
| 50               | 800                             | 7.505   | 35.064  | 7.020   | 28.090  | 197.183 |
| 50               | 1000                            | 9.382   | 35.344  | 8.775   | 28.314  | 248.448 |
| 50               | 1100                            | 10.320  | 35.463  | 9.652   | 28.410  | 274.217 |
| 75               | 100                             | 0.946   | 29.543  | 0.874   | 22.933  | 20.042  |
| 75               | 200                             | 1.893   | 30.402  | 1.748   | 23.599  | 41.250  |
| 75               | 400                             | 3.786   | 31.262  | 3.496   | 24.266  | 84.830  |
| 75               | 600                             | 5.678   | 31.764  | 5.244   | 24.656  | 129.291 |
| 75               | 800                             | 7.571   | 32.121  | 6.992   | 24.933  | 174.323 |
| 75               | 1000                            | 9.464   | 32.397  | 8.740   | 25.148  | 219.780 |
| 75               | 1100                            | 10.410  | 32.515  | 9.613   | 25.239  | 242.639 |

En la Tabla 4.7 se muestran los valores calculados del módulo Canadian modelo CS6K-275M bajo diferentes condiciones de funcionamiento (temperatura e irradiancia).

Tabla 4.8: Diferencia porcentual de datos medidos contra datos calculados módulo Canadian Solar.

| Temperatura [°C] | Irradiancia [W/m <sup>2</sup> ] | Icc [%] | Vca [%] | Imp [%] | Vmp [%] | Pmp [%] |
|------------------|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 15               | 100                             | 1.454   | 2.505   | 1.400   | 1.339   | 0.042   |
| 15               | 200                             | 1.249   | 1.751   | 0.875   | 1.760   | 0.900   |
| 15               | 400                             | 1.148   | 1.012   | 0.684   | 1.793   | 1.121   |
| 15               | 600                             | 0.474   | 0.574   | 0.198   | 1.339   | 1.144   |
| 15               | 800                             | 0.353   | 0.280   | 0.262   | 0.678   | 0.418   |
| 15               | 1000                            | 0.044   | 0.027   | 0.131   | 0.013   | 0.143   |
| 25               | 100                             | 0.825   | 2.904   | 1.181   | 1.045   | 0.123   |
| 25               | 200                             | 1.440   | 1.999   | 0.544   | 1.600   | 1.065   |
| 25               | 400                             | 1.164   | 1.129   | 0.524   | 1.732   | 1.217   |
| 25               | 600                             | 0.522   | 0.595   | 0.222   | 1.299   | 1.079   |
| 25               | 800                             | 0.259   | 0.247   | 0.204   | 0.715   | 0.513   |
| 25               | 1000                            | 0.001   | 0.010   | 0.005   | 0.008   | 0.013   |
| 25               | 1100                            | 0.005   | 0.146   | 0.063   | 0.362   | 0.425   |
| 50               | 100                             | 0.425   | 4.207   | 0.917   | 0.336   | 0.578   |
| 50               | 200                             | 0.762   | 2.891   | 0.208   | 1.273   | 1.067   |
| 50               | 400                             | 0.805   | 1.577   | 0.230   | 1.551   | 1.324   |
| 50               | 600                             | 0.329   | 0.848   | 0.111   | 1.223   | 1.332   |
| 50               | 800                             | 0.205   | 0.331   | 0.105   | 0.633   | 0.738   |
| 50               | 1000                            | 0.041   | 0.014   | 0.114   | 0.074   | 0.040   |
| 50               | 1100                            | 0.019   | 0.210   | 0.022   | 0.400   | 0.422   |
| 75               | 100                             | 0.562   | 6.302   | 0.573   | 0.992   | 1.570   |
| 75               | 200                             | 0.833   | 4.266   | 0.237   | 0.565   | 0.330   |
| 75               | 400                             | 0.861   | 2.355   | 0.155   | 1.366   | 1.213   |
| 75               | 600                             | 0.517   | 1.291   | 0.201   | 1.244   | 1.045   |
| 75               | 800                             | 0.306   | 0.569   | 0.080   | 0.725   | 0.645   |
| 75               | 1000                            | 0.095   | 0.018   | 0.178   | 0.126   | 0.051   |
| 75               | 1100                            | 0.039   | 0.198   | 0.191   | 0.258   | 0.449   |

Tabla 4.9: Diferencia porcentual calculada en módulo Canadian en condiciones estandarizadas de medición.

|            | G[W/m <sup>2</sup> ] | T [°C] | Icc [A] | Vca [V] | Imp [A] | Vmpp [V] | Pmpp [W] |
|------------|----------------------|--------|---------|---------|---------|----------|----------|
| <b>STC</b> | 1000                 | 25     | 0.001   | 0.010   | 0.005   | 0.008    | 0.013    |
| <b>LIC</b> | 200                  | 25     | 1.440   | 1.999   | 0.544   | 1.600    | 1.065    |
| <b>HTC</b> | 1000                 | 75     | 0.095   | 0.018   | 0.178   | 0.126    | 0.051    |

En las Tablas 4.8 y 4.9 se muestran las diferencias porcentuales obtenidas del análisis comparativo entre los valores medidos y calculados del módulo Canadian Solar. La condición de alta temperatura y baja irradiancia es la que tiene mayor diferencia con un valor cercano al 6%. Por su parte la condición STC es la que menor diferencia tiene con un valor cercano al 0%.

El análisis comparativo de las mediciones realizadas por el laboratorio SANDIA y los valores calculados teóricamente, muestran una mayor precisión en condiciones de STC con valores cercanos a 0%. Para condiciones de poca irradiancia, la incertidumbre de los cálculos teóricos se incrementa, siendo la condición de alta temperatura y poca irradiancia la condición que genera una mayor diferencia porcentual, con un margen cercano al 5%. Las Tablas 4.5 y 4.9 muestran la desviación entre los valores medidos y calculados en los módulos Panasonic y Canadian bajo condiciones de referencia (*standard test condition, low irradiance condition y high temperature condition*) cuyos parámetros son solicitados en la norma IEC 61853-1 para caracterizar la potencia de un sistema solar fotovoltaico teniendo diferencias porcentuales menores al 2% de los valores medidos.

#### Pronostico de energía.

En esta sección se presentan los resultados principales del pronóstico de energía. El parámetro más importante de un sistema solar fotovoltaico es la energía que será producida, por lo cual es de gran importancia tener un registro que ilustre de forma cualitativa y cuantitativa la producción a lo largo del año. La energía producida se obtiene al integrar la potencia generada por el sistema solar fotovoltaico a lo largo del tiempo de operación.

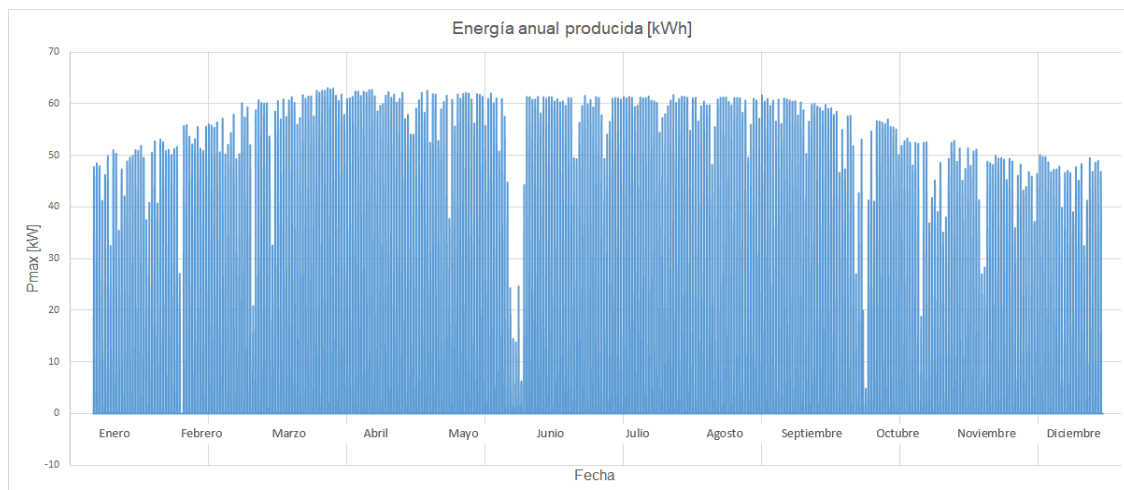


Figura 4.1: Energía anual producida.

La Figura 4.1 muestra la energía que será generada por el sistema fotovoltaico a lo largo del año en pasos de 30 minutos, se observa un comportamiento proporcional entre la irradiancia incidente a lo largo del año y la energía producida, siendo los meses de verano los de mayor producción, y los meses de invierno los meses con un decremento en la energía generada.

La corriente eléctrica es el flujo de cargas eléctricas que son producidas por el sistema fotovoltaico, este parámetro está directamente relacionado con la irradiancia del lugar.

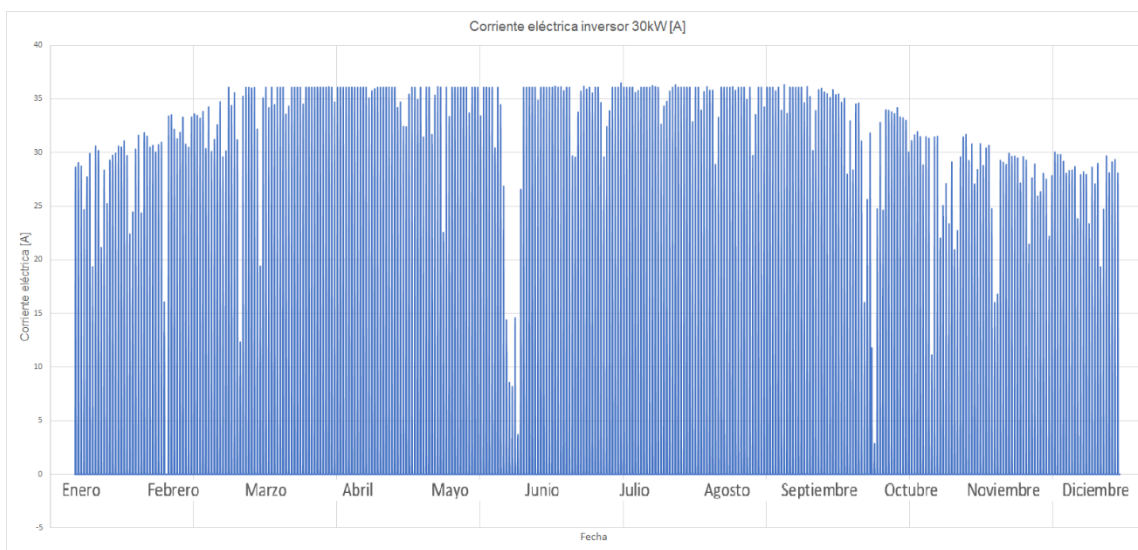


Figura 4.2: Corriente eléctrica inversor de 30 kW.

El comportamiento de la corriente eléctrica generada es proporcional a la irradiancia incidente a lo largo del día y a lo largo del año. El fenómeno llamado “clipping” se presenta en la Figura 4.2, siendo el límite superior 36 A correspondiente a la capacidad del inversor empleado.

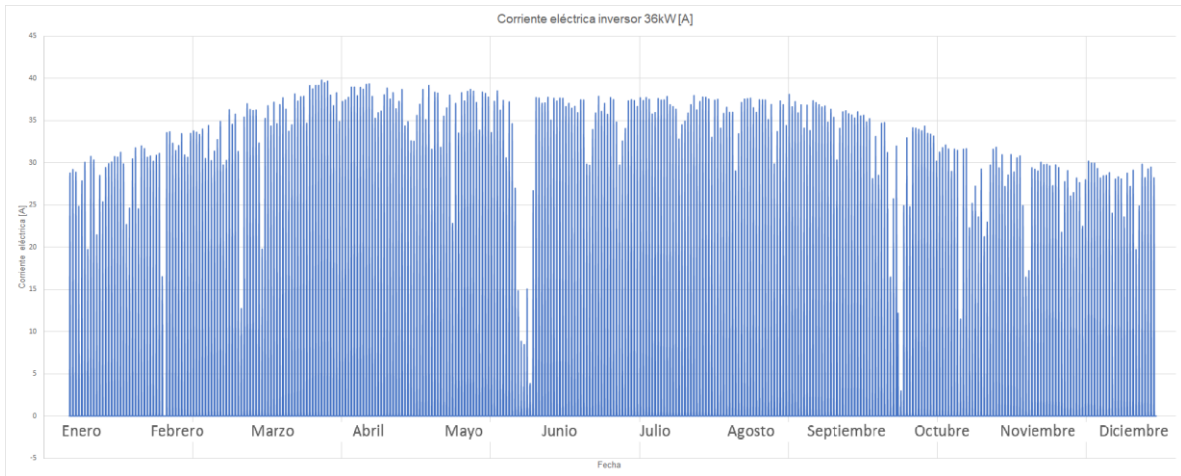


Figura 4.3: Corriente eléctrica inversor de 36kW.

Al incrementar la capacidad del inversor es posible aprovechar una mayor cantidad de energía con lo cual se evita el fenómeno conocido como “clipping” como se ilustra en la Figura 4.3.

La tensión eléctrica es la diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito, junto con la corriente eléctrica caracterizan la potencia generada por el sistema.

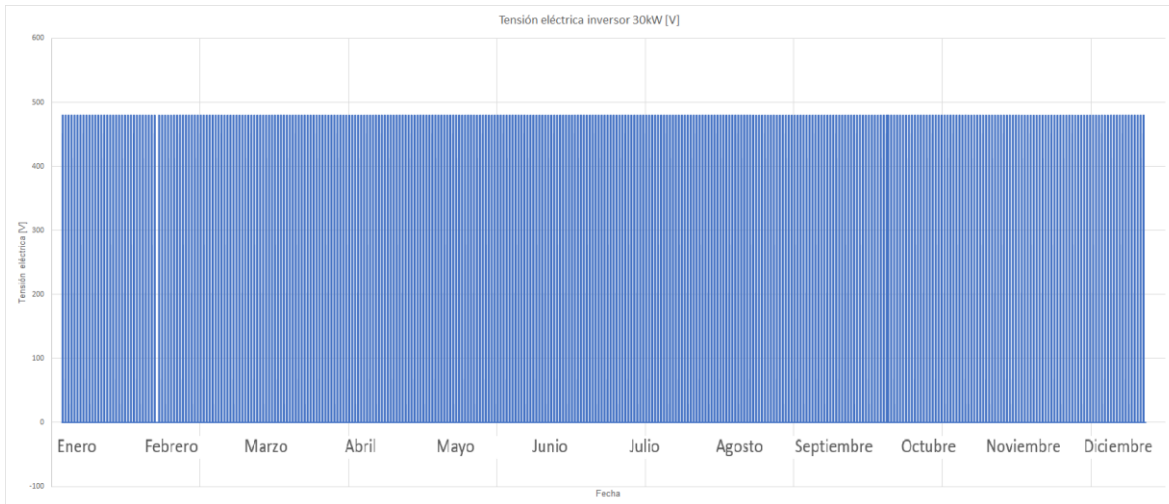


Figura 4.4: Tensión eléctrica inversor de 30 kW.

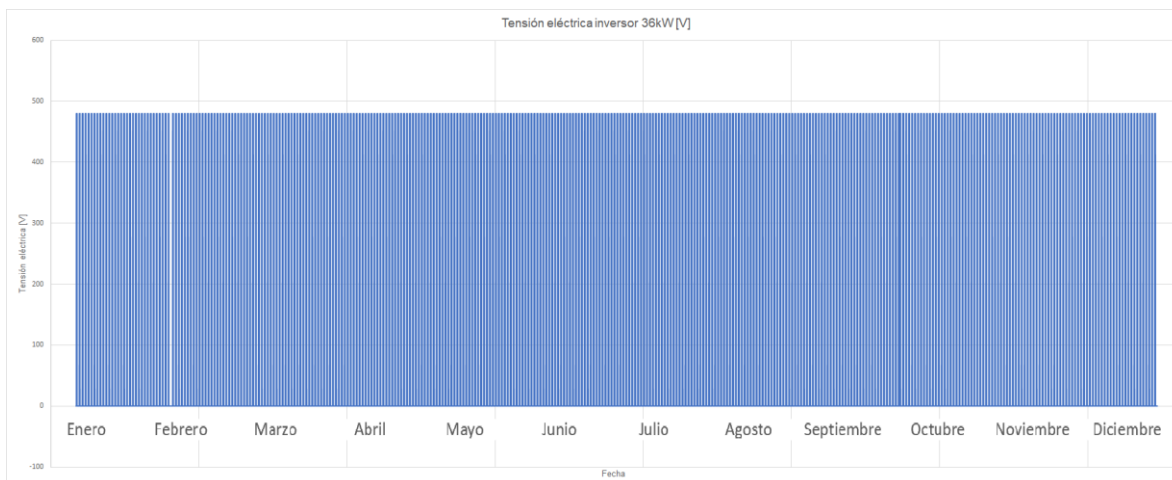


Figura 4.5: Tensión eléctrica inversor de 36kW.

En las figuras 4.4 y 4.5 se representa la tensión que el sistema fotovoltaico tendrá durante un año. Se tiene un valor constante durante los ciclos de operación de 480 V en ambos inversores correspondiente a la tensión de funcionamiento mostrada en la ficha técnica del Anexo B.

#### Análisis del desempeño del sistema fotovoltaico.

La eficiencia es un parámetro crucial debido a la importancia de evitar pérdidas de energía desde el punto de generación hasta el punto de interconexión, por lo cual saber el desempeño entre los diferentes componentes del sistema permite detectar un diseño o dimensionamiento inadecuado.

Tabla 4.10: Eficiencia de conversión en los diferentes componentes del sistema.

|             | Inversor 30 kW y 36 kW | Inversor 36 kW (x2) |
|-------------|------------------------|---------------------|
| Componente  | Eficiencia [%]         |                     |
| Cableado DC | 99.788                 | 99.788              |
| Inversores  | 97.879                 | 98.6                |
| Cableado AC | 99.345                 | 99.272              |

El transporte de energía generada es más eficiente en el cableado en DC que en el cableado en AC con una diferencia entre 0.4% y 0.5%, puesto que existe menor pérdida de energía por caída de tensión. Por su parte la conversión de la energía generada en AC en el caso con dos inversores de 36 kW es menos eficiente que en el caso con un inversor de 30 kW y un inversor de 36 kW.

Por su parte el índice de rendimiento al contemplar las pérdidas en todo el proceso de generación brinda un valor de referencia global del desempeño del sistema con el cual determinar el buen desempeño del sistema.

Tabla 4.11: Energía y PR del sistema fotovoltaico.

| Energía generada [kWh]    | Módulos    | Caída de tensión DC | Inversores | Caída de tensión AC | PR           |
|---------------------------|------------|---------------------|------------|---------------------|--------------|
| Inversor de 30 kW y 36 kW | 134,492.05 | 134,207.72          | 131,362.41 | 130,502.66          | <b>0.901</b> |
| 2 inversores de 36 kW     | 134,492.05 | 134,207.72          | 132,328.89 | 131,366.17          | <b>0.907</b> |

El PR del sistema fotovoltaico al incrementar la capacidad del inversor de 30 kW a 36 kW, se incrementa ligeramente pasando de un PR de 0.901 a 0.907, esta pequeña diferencia representa 863.5073 kW desperdiciados en el caso inicial de estudio. Considerando que los paneles fotovoltaicos tienen una vida útil de 20 años, se pueden aprovechar 17270.146 kW al final del ciclo productivo.

El análisis horario de la planta solar permite identificar que los valores críticos de tensión eléctrica ocurren en condiciones de baja temperatura y baja irradiancia, correspondiente a las primeras horas de los días de invierno. Por su parte, los valores críticos de corriente eléctrica ocurren en condiciones de alta temperatura y alta irradiancia, correspondiente a los días de verano alrededor del mediodía.

#### Técnicas de caracterización: curvas I-V.

Existen diferentes técnicas de caracterización de sistemas FV con las cuales es posible evaluar el estado en que se encuentra la planta solar FV e identificar las causas que pueden generar un problema. Las gráficas de curvas I-V representan el comportamiento eléctrico de un panel solar y los puntos de funcionamiento de corriente y tensión medidos experimentalmente a una irradiancia y temperatura de las celdas definidas.

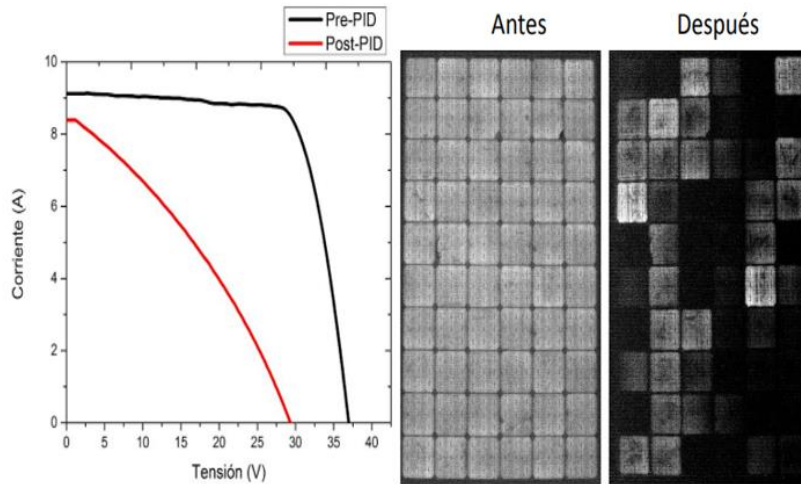


Figura 4.6: Curva I-V e imágenes EL de módulo con PID (Taller LIFYCS, 2011).

En la Figura 4.6 se muestra la curva I-V de un módulo FV en buen estado y del mismo módulo afectado por PID, la cual fue medida utilizando el trazador de curvas marca Raydec modelo Daystar DS-1000, el cual forma parte de la infraestructura de equipos del Instituto de Energías Renovables. La degradación provoca que la imagen de EL se encuentre oscurecida prácticamente en su totalidad con pocas áreas activas. Por su parte la curva I-V antes de la degradación muestra una curva característica de un panel solar en buen estado. Los parámetros que caracterizan al módulo tienen los siguientes valores:  $I_{cc} = 9.2$ ,  $V_{ca} = 37$  y un codo pronunciado en el punto de máxima potencia. Por su parte la curva del panel afectado presenta los siguientes valores:  $I_{cc} = 8.2$ ,  $V_{ca} = 29$  y una pendiente muy pronunciada.

#### Técnicas de caracterización: imágenes infrarrojas.

Las imágenes infrarrojas permiten tener una representación del comportamiento térmico del sistema solar fotovoltaico con lo cual identificar patrones anormales de temperatura.



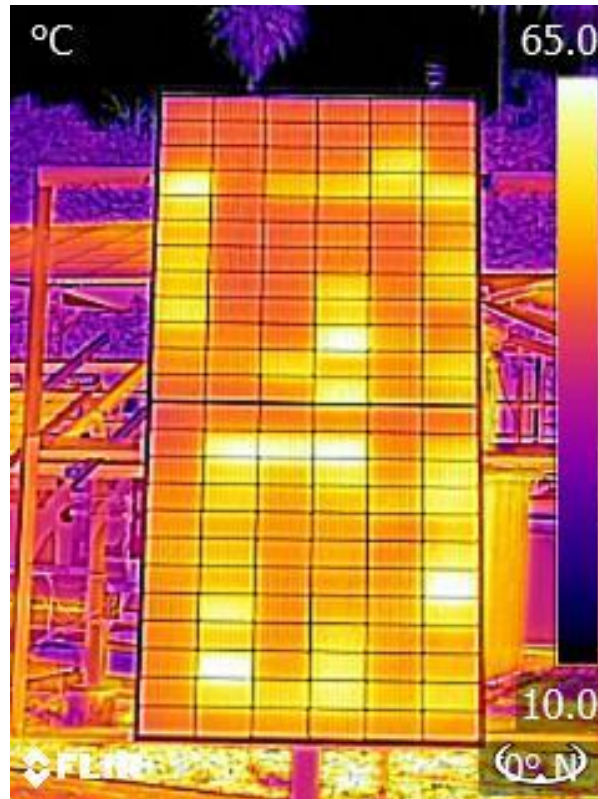


Figura 4.7: Fotografía infrarroja de un módulo fotovoltaico.

La fotografía infrarroja de la Figura 4.7 fue tomada empleando una cámara infrarroja marca FLIR modelo T440, en ella se muestra un gradiente térmico en áreas puntuales, teniendo zonas con temperaturas homogéneas con aproximadamente 40°C y otras zonas de altas temperatura alcanzando los 65°C identificando el fenómeno conocido como puntos calientes (*hot spot*) en más de una celda.

#### Técnicas de caracterización: imágenes de electroluminiscencia.

Las imágenes de electroluminiscencia es una técnica de caracterización de módulos fotovoltaicos que permite representar de manera visual el estado de las celdas que lo componen. Por su parte, los histogramas permiten tener información cuantitativa y gráfica de la degradación que ha sufrido el módulo. Esta herramienta permite determinar si un módulo solar debe o no ser reemplazado.

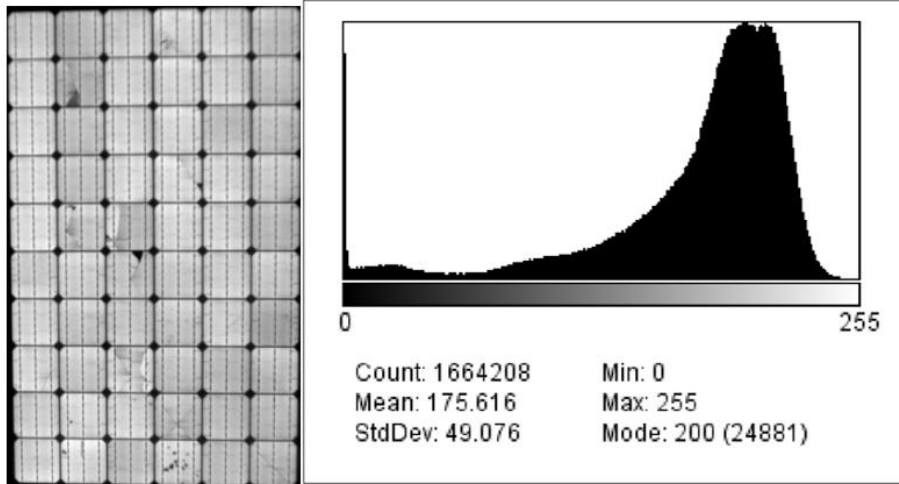


Figura 4.8: Imagen EL e histograma del módulo LDK-245D-20 a).

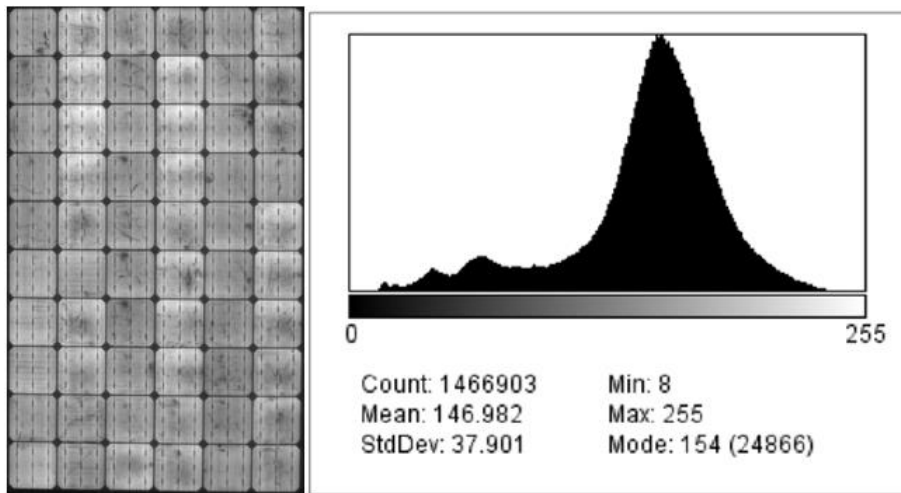


Figura 4.9: Imagen EL e histograma del módulo LDK-245D-20 b).

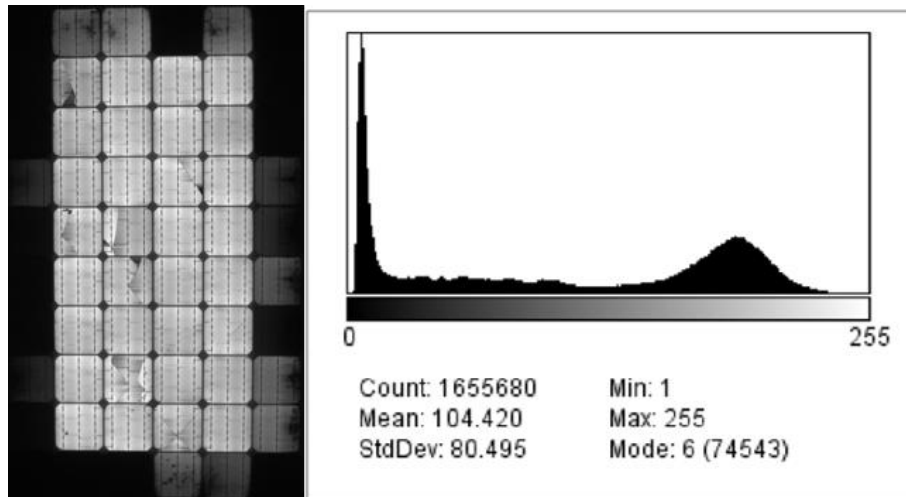


Figura 4.10: Imagen EL e histograma del módulo LDK-245D-20 c).

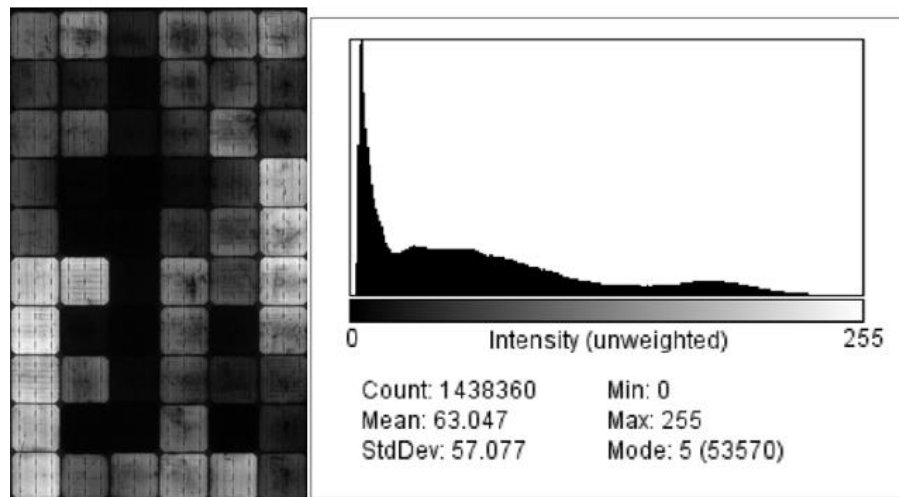


Figura 4.11: Imagen EL e histograma del módulo LDK-245D-20 d).

Las imágenes de EL fueron tomadas con una cámara de la marca greateyes, modelo LumiSolarOutdoor, de manera complementaria, el módulo fue excitado utilizando una fuente marca greateyes modelo LumiSolarOutdoor las cuales son parte de la infraestructura de equipo del proyecto CONACYT-P23-Laboratorio Nacional de Evaluación Fotovoltaica, LANEFV, en ellas se observa que a medida que las grietas y zonas activas incrementan, el módulo fotovoltaico se deteriora, pasando de una imagen prácticamente iluminada en su totalidad a una imagen oscura. Dicho deterioro se observa de manera proporcional en la media del histograma, pasando de un valor de 175.616 en la Figura 4.8 a un valor de 63.047 en la Figura 4.11. Por su parte, la moda del histograma se desplaza a dígitos con

menor valor, siendo 200 el valor de la moda de la Figura 4.8 y 5 el valor de la moda de la Figura 4.11.

## Capítulo 5

### Conclusiones

La metodología propuesta permite predecir el comportamiento que una planta fotovoltaica tendrá a lo largo de un año, en intervalos de media hora en cada uno de los componentes que integran el sistema, contemplando las variables principales que influyen en su desempeño, concluyendo un correcto desarrollo del pronóstico energético. Así, se observó que, para el cálculo de temperatura del módulo, el uso del modelo estable de Ross, es suficiente.

Cabe mencionar que, en la vacilación de los resultados obtenidos, con respecto al modelo desarrollado por el laboratorio SANDIA para predecir y caracterizar el desempeño de los módulos fotovoltaicos; se observó que.

En la condición de alta irradiancia y baja temperatura, se tiene una mayor diferencia; sin embargo, se considera aceptable, dado que, pocas veces se operará bajo estas condiciones dada la relación entre la irradiancia y la temperatura.

El aporte del presente trabajo es la evaluación del comportamiento del sistema solar fotovoltaico a partir de las mediciones de  $I_{cc}$  y  $V_{ca}$  determinando su comportamiento en condiciones de datos de placa, teniendo un parámetro de referencia que permite determinar si el sistema funciona correctamente. Adicionalmente, para realizar el monitoreo para tener valores de referencia con los cuales determinar un correcto funcionamiento del sistema, actualmente, se requiere de un tiempo prolongado de medición y puede ser costoso por lo cual al seguir la metodología empleada se tiene una alternativa eficaz y asequible que de manera rápida brinda información del sistema fotovoltaico bajo condiciones reales de operación, la cual puede ser comparada con información del monitoreo una vez se cuente con la misma.

Como resultado de este proyecto se obtuvo un formato de reporte que permite realizar la inspección y monitoreo de manera detallada, en el que se incluyen los componentes indispensables y las evaluaciones que, acorde a la normatividad, deben ser realizadas para la detección puntual de problemas potenciales.

Así mismo, a continuación, se mencionan las problemáticas o recomendaciones más relevantes que se encontraron en la aplicación de las distintas evaluaciones:

- Se identificó el fenómeno conocido como “*Clipping*”, permitiendo ajustar el dimensionamiento de un inversor para mejorar la eficiencia del sistema.
- Para el caso de estudio, la energía generada por los módulos FV debe ser transportada en CD el mayor trayecto posible dado que el transporte en CA es menos eficiente y reduce una mayor caída de tensión.
- Se debe realizar un análisis particular para cada instalación fotovoltaica, contemplando la amplia variedad de inversores y proveedores existentes en el mercado actual.

## Trabajos a futuro.

Comparar los resultados del pronóstico energético con datos medidos de una planta fotovoltaica en funcionamiento a lo largo del año y en los puntos críticos de operación.

Aplicar el protocolo propuesto en plantas fotovoltaicas en funcionamiento con el propósito de conocer el alcance de esta metodología.

Realizar cada una de las técnicas de caracterización (curvas I-V, Imágenes IR e imágenes EL) por separado a un mismo sistema para comprender el alcance de cada técnica de manera individual y en conjunto.

Establecer una equivalencia entre la normatividad empleada y la normatividad mexicana vigente.

## Bibliografía

- A. dos Reis Benatto, G., Mantel, C., Riedel, N., Santamaria Lancia, A., Thorsteinsson, S., & Poulsen, P. (2018). Outdoor electroluminescence acquisition using a movable testbed. *Technical University of Denmark*, 1.
- (CENELEC), C. E. (2011). UNE-EN 61853-1 Ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos (FV) y evaluación energética Parte 1: Medidas defuncionamiento frente a temperatura e irradiancia y determinación de las características de potencia. *AENOR*, 10-19.
- agency, I. e. (September de 2022). *ia.org*. Obtenido de Solar PV report: <https://www.iea.org/reports/solar-pv>
- AGENCY, I. I. (2017). *PV performance modeling methods and practices. Results from the 4th PV performance modeling collaborative workshop*. IEA-PVPS.
- Ángel Ruiz, E. O., Sánchez Juárez, A., & Ortega Cruz, J. (18 de noviembre de 2021). Evaluación de la degradación inducida por el potencial de módulos en instalaciones fotovoltaicas. *[Diapositiva de PowerPoint]*. Temixco, Morelos, México.
- Barykina, E., & Hammer, A. (2017). Modeling of photovoltaic module temperature using Faiman model: Sensitivity analysis for different climates. *ELSEVIER*, 1-2, 8-16.
- Bedrich, K., Bliss, M., Betts, T., & Gottschalg, R. (2015). Electroluminescence Imaging of PV devices: Determining the image quality. *Centre for Renewable Energy Systems Technology (CREST)*, 1.
- Crozier, J., van Dyk, E., & Vorster, F. (2015). Identification and characterisation of performance limiting defects and cell mismatch in photovoltaic modules. *Journal of Energy in Southern Africa*, 1-2.
- Crozier, J., Vorster, F., & van Dyk, E. (S.F.). Investigation of cell mismatch in three single crystalline silicon photovoltaic modules using Electroluminescence as a diagnostic technique . *Department of Physics, Nelson Mandela Metropolitan University*, 2.
- Crozier, J., Vorster, F., & van Dyk, E. (s.f.). Investigation of cell mismatch in three single crystalline silicon photovoltaicu.
- Crozier, J., Vorster, F., & van Dyk, E. (S.F.). Investigation of cell mismatch in three single crystalline silicon photovoltaic modules using Electroluminescence as a diagnostic technique. *Department of Physics, Nelson Mandela Metropolitan University*, 2.
- Cunningham, J., Hernday, P., & Mokri, J. (2019). Commissioning for PV performance. *SunSpec Alliance Best Practice Guide*, 11-30.
- forum, T. E. (2023). *Electricity fundamentals*. Obtenido de <https://www.electricityforum.com/voltage-drop-formula>

- García, M., Marroyo, L., & Lorenzo, E. (2013). Observed degradation in photovoltaic plants affected by hot-spots. *Photovoltaics*, 4.
- Haque, A., Satya Bharath, K., Ali Khan, M., & Khan, i. (2018). Fault diagnosis of photovoltaics modules. *Energy science and engineering*, 4-5.
- Jahn, U., & Herz, M. (2018). Review on infrared and electroluminescence imaging for PV field applications. *IEA international energy agency*, 12.
- JASolar. (22 de Junio de 2023). *Clean energy reviews*. Obtenido de <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>
- Kernahan, K., Curzon, P., & Stewart, M. (2012). Solar cell microcracks are inevitable, and ideal PV FOZHS makes them irrelevant. *idealPV*, 1.
- Köntges, M., Kajari-Schröder, S., & Kunze, I. (2011). Crack statistic of crystalline silicon photovoltaic modules. *ResearchGate*, 2.
- Köntges, M., Siebert, M., & Morlier, A. (2016). Impact of transportation on silicon wafer-based photovoltaic modules. *Photovoltaics*, 1.
- Köntges, M., Siebert, M., Hinken, D., Eitner, U., Bothe, K., & Potthof, T. (2009). Quantitative analysis of PV-modules by electroluminescence images for quality control . *ResearchGate*, 1.
- Kropp, T., Schubert, M., & Werner, J. (2018). Quantitative prediction of power loss for damaged photovoltaic modules using electroluminescence. *energies*, 3.
- Martínez-Moreno, F., Lorenzo, E., & Muñoz, J. (s.f.). On-site test for the detection of potential induced degradation in modules. *Universidad Politécnica de Madrid*, 1.
- Muellejans, P. I. (2019). Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics. *INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC)*, 8-16.
- National Renewable Energy Laboratory. (2013). *Weather-corrected performance ratio*. Aprl.
- Ortega Cruz, J., & Tenorio, J. (S.F.). Memorias de cálculo para sistemas fotovoltaicos interconectados a la red. Temixco, Morelos, México.
- Papaioannou, G. I. (2015). *Diagnostics of crystalline silicon photovoltaic modules*. Praga: czech technical university in prague.
- Pohl, P. (2007). *Infrared camera-based imaging techniques for solar-grade silicon*. forcheim: leibniz universität hannover.
- Rodríguez, L. B. (2016). *Reporte de avance de energías limpias 2015*. México: Secretaría de energía
- Sánchez Juárez, A., Ortega Cruz, J., Martinez Escobar, D., de la Luz Santos, R., & Sánchez Pérez, P. (2017). *Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar en los sectores residencial, servicios e industrial*. Máxico: UNAM.



- Sandia National Laboratories. (Octubre de 2021). *PV performance modeling collaborative (PVPMC)*. Obtenido de <https://pvpmc.sandia.gov/pv-research/pv-lifetime-project/pv-lifetime-modules/>
- SENER. (2018). *Reporte de avances de energías limpias en la matriz energética*. Mexico: Secretaría de Energía.
- Singh Rajput, A., Wei Ho, J., Zhang, Y., Nalluri, S., & Aberle, A. (2018). Fast extraction of performance parameters for photovoltaic module using electroluminescence imaging technique. *Light, Energy and the Environment Congress*, 1.
- SRL, A. (15 de Diciembre de 2016). *Blog Argseguridad*. Obtenido de <https://site.argseguridad.com/blog/calculo-de-caida-de-tension-de-corriente-continua/>
- system, I. t. (2016). IEC 62446-1 Photovoltaic (PV) systems- Requirements for testing, documentation and maintenance. Part 1: Grid connected systems- Documentation commissioning test and inspection. *International electrotechnical commission (IEC)*, 10-31.
- SYSTEMS, I. T. (2017 a). IEC 61724-1 Photovoltaic system performance –Part 1: Monitoring. *International Electrotechnical Commission (IEC)*, 13-41.
- SYSTEMS, I. T. (2017 b). IEC TS 60904-13 Photovoltaic devices - Part 13: Electroluminescence of photovoltaic modules. *International Electrotechnical Commission (IEC)*, 10-20.
- SYSTEMS, I. T. (2018). IEC 62446-2 Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 2: Grid connected systems – Maintenance of PV systems. *International Electrotechnical Commission (IEC)*, 10-35.
- SYSTEMS, I. T. (2019 a). IEC 60891 Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics. *International Electrotechnical Commission (IEC)*, 7-27.
- SYSTEMS, I. T. (2019 b). IEC 60904-1 Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics. *International Electrotechnical Commission (IEC)*, 8-17.
- systems, T. 8. (2016). IEC 62446-3 TS: Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 3: Outdoor infrared thermography of photovoltaic modules and plants. *International Electrotechnical Commission (IEC)*, 7-15.
- Tetsuyuki, I., & Atsushi, M. (2017). Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules. *Photovoltaics*, 1-2.
- Todd, K., & Anubhav, J. (2017). Photovoltaic string sizing using site-specific modeling. *IEEE journal of photovoltaics*, 1-2.
- Vaquero, S. P. (s.f.). *Tratamiento y explotación de imágenes de electroluminiscencia obtenidas en módulos solares*. Valladolid: Universidad de Valladolid.
- Zettl, M., Mayer, Lynass, M., Bucher, M., & Stern, O. (s.f.). Defect detection in photovoltaic modules using electroluminescence imaging. *EU PVSEC*, 1.

# Anexos

## Anexo A. Ficha técnica módulo CanadianSolar.








### BiHiKu5

**465 W ~ 490 W**  
**BIFACIAL MONO PERC**  
**CS3Y-465 | 470 | 475 | 480 | 485 | 490MB-AG**

**MORE POWER**

-  Module power up to 490 W  
Module efficiency up to 20.7 %
-  Up to 11.5 % lower LCOE  
Up to 3.2 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

**MORE RELIABLE**

-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*

**12 Years** Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\*

**30 Years** Linear Power Performance Warranty\*

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 2%**  
**Subsequent annual power degradation no more than 0.45%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

---

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001: 2015 / Quality management system  
 ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system  
 ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / MCS / INMETRO  
 CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)  
 UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68  
 Take-e-way



\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

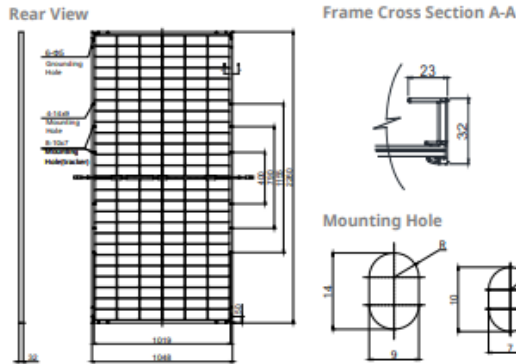
---

**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 52 GW deployed around the world since 2001.

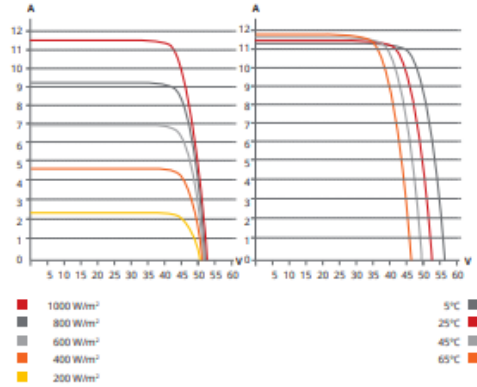
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

**CSI Solar Co., Ltd.**  
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, [www.csisolar.com](http://www.csisolar.com), [support@csisolar.com](mailto:support@csisolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)



## CS3Y-480MB-AG / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

|               | Nominal Max. Power (Pmax) | Opt. Operating Voltage (Vmp) | Opt. Operating Current (Imp) | Open Circuit Voltage (Voc) | Short Circuit Current (Isc) | Module Efficiency |       |
|---------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------|-------|
| CS3Y-465MB-AG | 465 W                     | 43.6 V                       | 10.67 A                      | 52.3 V                     | 11.42 A                     | 19.6%             |       |
|               | 5% Bifacial Gain**        | 488 W                        | 43.6 V                       | 11.20 A                    | 52.3 V                      | 11.99 A           | 20.6% |
|               | 10% Bifacial Gain**       | 512 W                        | 43.6 V                       | 11.75 A                    | 52.3 V                      | 12.56 A           | 21.6% |
| CS3Y-470MB-AG | 470 W                     | 43.8 V                       | 10.74 A                      | 52.5 V                     | 11.47 A                     | 19.8%             |       |
|               | 5% Bifacial Gain**        | 494 W                        | 43.8 V                       | 11.29 A                    | 52.5 V                      | 12.04 A           | 20.9% |
|               | 10% Bifacial Gain**       | 517 W                        | 43.8 V                       | 11.81 A                    | 52.5 V                      | 12.62 A           | 21.8% |
| CS3Y-475MB-AG | 475 W                     | 44.0 V                       | 10.81 A                      | 52.7 V                     | 11.52 A                     | 20.1%             |       |
|               | 5% Bifacial Gain**        | 499 W                        | 44.0 V                       | 11.35 A                    | 52.7 V                      | 12.10 A           | 21.1% |
|               | 10% Bifacial Gain**       | 523 W                        | 44.0 V                       | 11.89 A                    | 52.7 V                      | 12.67 A           | 22.1% |
| CS3Y-480MB-AG | 480 W                     | 44.2 V                       | 10.87 A                      | 52.9 V                     | 11.57 A                     | 20.3%             |       |
|               | 5% Bifacial Gain**        | 504 W                        | 44.2 V                       | 11.41 A                    | 52.9 V                      | 12.15 A           | 21.3% |
|               | 10% Bifacial Gain**       | 528 W                        | 44.2 V                       | 11.96 A                    | 52.9 V                      | 12.73 A           | 22.3% |
| CS3Y-485MB-AG | 485 W                     | 44.4 V                       | 10.94 A                      | 53.1 V                     | 11.62 A                     | 20.5%             |       |
|               | 5% Bifacial Gain**        | 509 W                        | 44.4 V                       | 11.49 A                    | 53.1 V                      | 12.20 A           | 21.5% |
|               | 10% Bifacial Gain**       | 534 W                        | 44.4 V                       | 12.03 A                    | 53.1 V                      | 12.78 A           | 22.5% |
| CS3Y-490MB-AG | 490 W                     | 44.6 V                       | 11.00 A                      | 53.3 V                     | 11.67 A                     | 20.7%             |       |
|               | 5% Bifacial Gain**        | 515 W                        | 44.6 V                       | 11.55 A                    | 53.3 V                      | 12.25 A           | 21.7% |
|               | 10% Bifacial Gain**       | 539 W                        | 44.6 V                       | 12.10 A                    | 53.3 V                      | 12.84 A           | 22.8% |
| CS3Y-490MB-AG | 490 W                     | 44.6 V                       | 11.00 A                      | 53.3 V                     | 11.67 A                     | 20.7%             |       |
|               | 5% Bifacial Gain**        | 515 W                        | 44.6 V                       | 11.55 A                    | 53.3 V                      | 12.25 A           | 21.7% |
|               | 10% Bifacial Gain**       | 539 W                        | 44.6 V                       | 12.10 A                    | 53.3 V                      | 12.84 A           | 22.8% |

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

\*\* Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

## ELECTRICAL DATA

|                            |  |
|----------------------------|--|
| Operating Temperature      | -40°C ~ +85°C                            |
| Max. System Voltage        | 1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)       |
| Module Fire Performance    | TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730) |
| Max. Series Fuse Rating    | 25 A                                     |
| Application Classification | Class A                                  |
| Power Tolerance            | 0 ~ + 10 W                               |
| Power Bifaciality*         | 70 %                                     |

\* Power Bifaciality =  $P_{max_{back}} / P_{max_{front}}$ , both  $P_{max_{back}}$  and  $P_{max_{front}}$  are tested under STC, Bifaciality Tolerance:  $\pm 5\%$

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

|               | Nominal Max. Power (Pmax) | Opt. Operating Voltage (Vmp) | Opt. Operating Current (Imp) | Open Circuit Voltage (Voc) | Short Circuit Current (Isc) |
|---------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| CS3Y-465MB-AG | 348 W                     | 40.9 V                       | 8.51 A                       | 49.4 V                     | 9.21 A                      |
| CS3Y-470MB-AG | 352 W                     | 41.1 V                       | 8.57 A                       | 49.6 V                     | 9.25 A                      |
| CS3Y-475MB-AG | 356 W                     | 41.2 V                       | 8.65 A                       | 49.8 V                     | 9.29 A                      |
| CS3Y-480MB-AG | 359 W                     | 41.4 V                       | 8.68 A                       | 50.0 V                     | 9.33 A                      |
| CS3Y-485MB-AG | 363 W                     | 41.6 V                       | 8.73 A                       | 50.2 V                     | 9.37 A                      |
| CS3Y-490MB-AG | 367 W                     | 41.8 V                       | 8.78 A                       | 50.4 V                     | 9.41 A                      |

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## MECHANICAL DATA

| Specification                      | Data  |
|------------------------------------|---|
| Cell Type                          | Mono-crystalline  |
| Cell Arrangement                   | 156 [2 X (13 X 6)]  |
| Dimensions                         | 2260 x 1048 x 32 mm (89.0 x 41.3 x 1.26 in)                       |
| Weight                             | 29.9 kg (65.9 lbs)  |
| Front / Back Glass                 | 2.0 mm heat strengthened glass                                    |
| Frame                              | Anodized aluminium alloy  |
| J-Box                              | IP68, 3 diodes  |
| Cable                              | 4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)  |
| Cable Length (Including Connector) | 410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length* |
| Connector                          | T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2                                   |
| Per Pallet                         | 33 pieces   |
| Per Container (40' HQ)             | 660 pieces or 594 pieces (only for US)                            |

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

| Specification                        | Data         |
|--------------------------------------|--------------|
| Temperature Coefficient (Pmax)       | -0.34 % / °C |
| Temperature Coefficient (Voc)        | -0.26 % / °C |
| Temperature Coefficient (Isc)        | 0.05 % / °C  |
| Nominal Module Operating Temperature | 41 $\pm$ 3°C |

## PARTNER SECTION



# Anexo B. Ficha técnica inversor Huawei.

SUN2000-30/36/40KTL-M3  
**Smart PV Controller**



**Smart**

8 strings intelligent monitoring



**Efficient**

Max. efficiency 98.7%



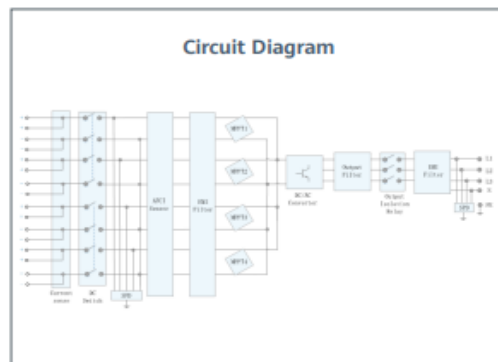
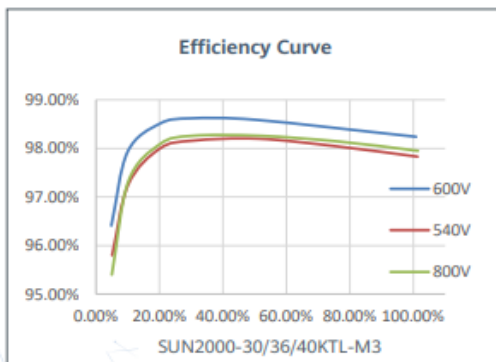
**Safe**

Fuse free design



**Reliable**

Type II surge arresters for DC & AC



SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-30/36/40KTL-M3  
**Technical Specification**

| Technical Specification                                  | SUN2000-30KTL-M3  | SUN2000-36KTL-M3 | SUN2000-40KTL-M3 |
|--|---|------------------|------------------|
| <b>Efficiency</b>  |   |                  |                  |
| Max. Efficiency  | 98.7%   |                  |                  |
| European Efficiency                                      | 98.4%   |                  |                  |
| <b>Input</b>   |   |                  |                  |
| Max. Input Voltage <sup>1</sup>                          | 1,100 V   |                  |                  |
| Max. Current per MPPT                                    | 26 A  |                  |                  |
| Max. Short Circuit Current per MPPT                      | 40 A  |                  |                  |
| Start Voltage  | 200 V   |                  |                  |
| MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>                | 200 V ~ 1000 V  |                  |                  |
| Rated Input Voltage                                      | 600 V   |                  |                  |
| Number of Inputs   | 8   |                  |                  |
| Number of MPP Trackers                                   | 4   |                  |                  |
| <b>Output</b>  |   |                  |                  |
| Rated AC Active Power                                    | 30,000 W  | 36,000 W         | 40,000 W         |
| Max. AC Apparent Power                                   | 33,000 VA <sup>3</sup>  | 40,000 VA        | 44,000 VA        |
| Rated Output Voltage                                     | 230 Vac / 400 Vac / 480 Vac, 3W/N+PE  |                  |                  |
| Rated AC Grid Frequency                                  | 50 Hz / 60 Hz   |                  |                  |
| Rated Output Current                                     | 43.3 A  | 52.0 A           | 57.8 A           |
| Max. Output Current                                      | 47.9 A  | 58.0 A           | 63.8 A           |
| Adjustable Power Factor Range                            | 0.8 LG ~ 0.8 LD   |                  |                  |
| Max. Total Harmonic Distortion                           | < 3%  |                  |                  |
| <b>Protection</b>  |   |                  |                  |
| Input-side Disconnection Device                          | Yes   |                  |                  |
| Anti-islanding Protection                                | Yes   |                  |                  |
| AC Overcurrent Protection                                | Yes   |                  |                  |
| DC Reverse-polarity Protection                           | Yes   |                  |                  |
| PV-array String Fault Monitoring                         | Yes   |                  |                  |
| DC Surge Arrester  | Yes   |                  |                  |
| AC Surge Arrester  | Yes   |                  |                  |
| DC Insulation Resistance Detection                       | Yes   |                  |                  |
| Residual Current Monitoring Unit                         | Yes   |                  |                  |
| Arc Fault Protection                                     | Yes   |                  |                  |
| Ripple Receiver Control                                  | Yes   |                  |                  |
| Integrated PID Recovery <sup>4</sup>                     | Yes   |                  |                  |
| <b>Communication</b>                                     |   |                  |                  |
| Display  | LED Indicators, Integrated WLAN + FusionSolar APP   |                  |                  |
| RS485  | Yes   |                  |                  |
| Smart Dongle   | WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional)<br>4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)  |                  |                  |
| Monitoring BUS (MBUS)                                    | Yes (Isolation Transformer required)  |                  |                  |
| <b>General Data</b>                                      |   |                  |                  |
| Dimensions (W x H x D)                                   | 640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)  |                  |                  |
| Weight (with mounting plate)                             | 43 kg (94.8 lb)   |                  |                  |
| Operating Temperature Range                              | -25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)   |                  |                  |
| Cooling Method   | Natural Convection  |                  |                  |
| Max. Operating Altitude                                  | 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)  |                  |                  |
| Relative Humidity  | 0% RH ~ 100% RH   |                  |                  |
| DC Connector   | Staubli MC4   |                  |                  |
| AC Connector   | Waterproof Connector + OT/DT Terminal   |                  |                  |
| Protection Degree  | IP 66   |                  |                  |
| Topology   | Transformerless   |                  |                  |
| Nighttime Power Consumption                              | ≤ 5.5W  |                  |                  |
| <b>Optimizer Compatibility</b>                           |   |                  |                  |
| DC MBUS Compatible Optimizer                             | SUN2000-450W-P  |                  |                  |
| <b>Standard Compliance (more available upon request)</b> |   |                  |                  |
| Safety   | EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683  |                  |                  |
| Grid Connection Standards                                | IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA |                  |                  |

1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

3. For Austria, German, Belgium & Ukraine the Max. AC Apparent Power will not exceed 30,000 VA (with regard to grid code: VDE-AR-N4105, C10/11 & Austria)

4. SUN2000-30~40KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly), N-type (nPERT, HIT)

## Anexo C. Modelos de verificación.

|   |  |
|---|--|
| Certificado de verificación del sistema fotovoltaico. | <input type="checkbox"/> Verificación inicial.   |
|   | <input type="checkbox"/> Verificación periódica. |

|                              |  |
|------------------------------|--|
| Cliente.                     |  |
| Dirección de la instalación. |  |
| Fecha de evaluación.         |  |

|                                |  |
|--------------------------------|--|
| Descripción de la instalación. |  |
| Potencia nominal- kW DC.       |  |
| Ubicación.                     |  |
| Circuito evaluado.             |  |

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| Nombre y dirección del contratista. |  |
|-------------------------------------|--|

|  |  |
|--|--|
| Referencia del reporte de inspección IEC 60364-6:              |  |
| Referencia del reporte de evaluación IEC 60364-6:              |  |
| Referencia del reporte de inspección del arreglo fotovoltaico: |  |
| Referencia del reporte de evaluación del arreglo fotovoltaico: |  |

|  |  |              |
|--|--|--------------|
| Diseño, construcción, inspección y evaluación.   |  |              |
| Yo/nosotros siendo la(s) persona(s) responsables del diseño, construcción, inspección y evaluación de la instalación eléctrica (como se indica mediante la(s) firma(s) siguiente(s)), cuyos detalles se describen arriba, teniendo razonables habilidades y cuidado en la elaboración del diseño, construcción, inspección y evaluación, por la presente certifico que el presente trabajo mediante el cual yo/nosotros he(mos) sido responsable(s) es, a mi saber y entender de la mayor calidad, de acuerdo con..... |  |              |
| Firma(s):<br>Nombre(s):<br>Fecha:<br><br>(El alcance de la responsabilidad del firmante(s) se limita al trabajo descrito arriba)   | Siguiente inspección recomendada después de no más de: |              |
|  |  | Comentarios: |

## Anexo D. Modelo de reporte de inspección.

|   |  |
|---|--|
| Reporte de inspección del sistema fotovoltaico. | <input type="checkbox"/> Verificación inicial.   |
|   | <input type="checkbox"/> Verificación periódica. |

|                              |             |
|------------------------------|-------------|
| Dirección de la instalación. | Referencia. |
|                              | Fecha.      |
| Circuitos inspeccionados.    | Inspector.  |

### General

Todo el sistema ha sido inspeccionado de acuerdo a lo requerido en la IEC 60364-6 y un reporte de inspección para conocer los requerimientos de la IEC 60364-6 es incluido.

### Sistema DC- General

- El sistema DC ha sido diseñado, especificado e instalado de acuerdo con lo requerido por IEC 60364 y IEC TS 62548: 2013.
- La tensión máxima del arreglo fotovoltaico es apropiada para la ubicación del arreglo.
- Todos los componentes del sistema y estructuras de montaje han sido seleccionados y construidos para soportar factores externos esperados como viento, nieve, temperatura y corrosión.
- Anclas de techo y entradas de cable son impermeables (donde aplique).

### Sistema DC- Protección contra descargas eléctricas.

- Medidas de protección provista mediante tensión extra baja (SELV / PELV)- si/ no.
- Protección mediante el uso de aislamiento tipo II o equivalente en el lado DC- si/ no.
- La cadena fotovoltaica y cables del arreglo fotovoltaico han sido seleccionados y construidos para minimizar el riesgo de fallo a tierra y corto circuito. Usualmente logrado mediante el uso de cables con protección y aislamiento reforzado (a menudo llamado “doble aislamiento”) si/ no.

## **Sistema DC- Protección contra efectos de fallo de aislamiento.**

- Separación galvánica en su lugar dentro del inversor o en el lado AC- si/ no.
- Puesta a tierra funcional en todos los conductores DC- si/ no.
- Detector y sistema de alarma de resistencia de aislamiento de puesta a tierra del arreglo fotovoltaico es instalado- de acuerdo con lo requerido en IEC TS 62548: 2013.
- Sistema de detección y alarma del monitoreo de corriente residual a tierra del arreglo fotovoltaico es instalado- de acuerdo con lo requerido en IEC TS 62548: 2013.

## **Sistema DC- Protección contra sobre corriente.**

- Para sistemas sin dispositivo de protección contra sobre corriente en la cadena:
  - I<sub>MOD\_MAX\_OCPR</sub> (la clasificación máxima de los fusibles en serie del módulo) es mayor que la posible corriente de retorno;
  - Los cables de la cadena son dimensionados para acomodar la máxima corriente de falla combinada de las cadenas en paralelo.
- Para sistemas con dispositivo de protección contra sobre corriente:
  - Los dispositivos de protección contra sobre corriente de la cadena son ajustados y especificados de acuerdo a lo requerido en IEC TS 62548: 2013.
- Para sistemas con dispositivos de protección contra sobre corriente en la cadena y sub cadena:
  - Dispositivos de protección contra sobrecorriente son ajustados y especificados de acuerdo a lo requerido en IEC TS 62548: 2013.
- Para sistemas donde los inversores pueden producir una retroalimentación de corriente directa dentro de los circuitos del arreglo fotovoltaico.
  - Todas las corrientes de retroalimentación son menores que la capacidad máxima del fusible y la capacidad de amperaje en el cable de la cadena.

## **Sistema DC- Arreglo de puesta a tierra y unión.**

- Donde los sistemas fotovoltaicos incluyan una puesta a tierra funcional en uno de los conductores de corriente directa:
  - La conexión de tierra funcional ha sido especificada e instalada de acuerdo a lo especificado IEC TS 62548: 2013.



Donde un sistema fotovoltaico tiene una conexión directa a tierra en el lado DC:

- Un interruptor de fallo a tierra funcional es provisto de acuerdo a lo requerido en IEC TS 62548: 2013.
- Arreglos de unión del marco han sido especificados e instalados de acuerdo a lo requerido en IEC TS 62548: 2013.

Donde la puesta a tierra de protección y/o conductores de unión equipotencial son instalados:

- Son paralelos a, e incluidos en, los cables DC.

### **Sistema DC- Protección contra los efectos de descargas eléctricas y sobre tensión.**

Para reducir la tensión inducida por descargas eléctricas, el área de los bucles del cableado se mantiene tan pequeña como sea posible.

Las mediciones se realizan en el sitio para proteger cables largos. (ej. Uso de SPDs).

Donde SPDs son ajustados, han sido instalados de acuerdo a lo requerido en IEC TS 62548: 2013.

### **Sistema DC- Selección y montaje del equipo eléctrico.**

Los módulos fotovoltaicos están clasificados por la tensión máxima posible del sistema DC.

Todos los componentes DC son clasificados para su operación continua en DC y en la tensión y corriente máxima posible del sistema DC como se define en IEC TS 62548: 2013.

El sistema de alambrado ha sido seleccionado y montado para soportar las influencias externas esperadas como viento, formación de hielo, temperatura y radiación UV y solar.

Medios de aislamiento y desconexión han sido provistos en las cadenas y sub cadenas del arreglo fotovoltaico - de acuerdo a lo requerido en IEC TS 62548: 2013.

Un desconector seccionador DC es fijado al lado DC del inversor de acuerdo a lo requerido en IEC TS 62548: 2013.

Si diodos de bloqueo son fijados, la clasificación de su tensión inversa es al menos  $2 \times V_{ca}(STC)$  de la cadena en la cual están ajustadas (ver IEC TS 62548: 2013).

Enchufes y conectores acoplados son del mismo tipo y del mismo fabricante y cumplen con lo requerido en IEC TS 62548: 2013.

## **Lado AC.**

- Un medio de aislamiento del inversor ha sido provisto en el lado AC.
- Todo aislamiento y dispositivo interruptor han sido conectados de modo que la instalación fotovoltaica es cableada al lado carga y el suministro público al lado fuente.
- Los parámetros operacionales del inversor han sido programados basados en las regulaciones locales.
- Donde un dispositivo de corriente residual (RCD) es instalado al circuito de CA que alimenta un inversor, el tipo de RCD ha sido verificado para asegurar que ha sido seleccionado de acuerdo con lo requerido en IEC TS 62548: 2013.

## **Etiquetado e identificación.**

- Todos los circuitos, dispositivos de protección, interruptores y terminales son adecuadamente etiquetados de acuerdo a lo requerido en IEC TS 62548: 2013.
- Todas las cajas de conexión en DC (generador fotovoltaico y cajas del arreglo fotovoltaico) tienen una etiqueta de advertencia indicando que partes activas dentro de la caja de conexiones son alimentadas por el arreglo fotovoltaico y pueden tener partes activas después del aislamiento desde el inversor y el suministro público.
- Los medios de aislamiento en el lado AC están claramente etiquetados.
- Etiquetas de advertencia de suministro dual son colocados en el punto de interconexión.
- Un diagrama unifilar es mostrado en el sitio.
- Detalles de la instalación son mostrados en el sitio.
- Procedimientos de apagado son mostrados en el sitio.
- Procedimientos de emergencia son mostrados en el sitio.
- Todos los símbolos y etiquetas son adecuadamente fijados y duraderos.

## Anexo E. Modelo de reporte de la prueba del arreglo PV.

|   |  |
|---|--|
| Reporte de evaluación del arreglo fotovoltaico. | <input type="checkbox"/> Verificación inicial.   |
|   | <input type="checkbox"/> Verificación periódica. |

|                                      |                             |
|--------------------------------------|-----------------------------|
| Dirección de la instalación.         | Referencia.                 |
|                                      | Fecha.                      |
| Descripción del trabajo bajo prueba. | Inspector.                  |
|                                      | Instrumentos de evaluación. |

| Cadena.  | Referencia de la cadena.   | 1       | 2 | 3 | 4 |  | n |
|--|----------------------------|---------|---|---|---|--|---|
|  |                            | Módulo. |   |   |   |  |   |
|  | Cantidad.                  |         |   |   |   |  |   |
| Parámetros del arreglo.                          | $V_{ca}$ (STC).            |         |   |   |   |  |   |
|  | $I_{cc}$ (STC).            |         |   |   |   |  |   |
| Dispositivo de protección contra sobrecorriente. | Tipo.                      |         |   |   |   |  |   |
|  | Clasificación (A).         |         |   |   |   |  |   |
|  | Clasificación en DC (V).   |         |   |   |   |  |   |
|  | Capacidad (kA).            |         |   |   |   |  |   |
| Cableado de la cadena.                           | Tipo.                      |         |   |   |   |  |   |
|  | Fase (mm <sup>2</sup> ).   |         |   |   |   |  |   |
|  | Tierra (mm <sup>2</sup> ). |         |   |   |   |  |   |
| Evaluación de la cadena.                         | $V_{ca}$ (V).              |         |   |   |   |  |   |
|  | $I_{cc}$ (A).              |         |   |   |   |  |   |
|  | Irradiancia.               |         |   |   |   |  |   |
| Prueba de polaridad.                             |                            |         |   |   |   |  |   |
| Resistencia de aislamiento de la cadena.         | Prueba de voltaje (V).     |         |   |   |   |  |   |
|  | Pos- Tierra (M $\Omega$ ). |         |   |   |   |  |   |
|  | Neg- Tierra (M $\Omega$ ). |         |   |   |   |  |   |
| Continuidad de tierra (Donde se requiera).       |                            |         |   |   |   |  |   |
| Aislamiento del arreglo.                         | Clasificación (A).         |         |   |   |   |  |   |
|  | Clasificación (V).         |         |   |   |   |  |   |
|  | Ubicación.                 |         |   |   |   |  |   |
|  | Prueba funcional.          |         |   |   |   |  |   |
| Inversor.  | Marca y modelo.            |         |   |   |   |  |   |
|  | Número de serie.           |         |   |   |   |  |   |
|  | Buen funcionamiento.       |         |   |   |   |  |   |

## Anexo F. Escala Beaufort.

| Fuerza del viento<br>(bft) | Velocidad del viento<br>(Km/h) | Descripción   |
|----------------------------|--------------------------------|---|
| 0                          | <1                             | El humo sube verticalmente.<br>Mar como un espejo.  |
| 1                          | 1-5                            | Dirección mostrada por la deriva del humo, pero no por las veletas.<br>Se forman ondulaciones con apariencia de escamas, pero sin crestas de espuma.  |
| 2                          | 6-11                           | Viento sentido en la cara; las hojas crujen; veleta movida por el viento.<br>Ondas pequeñas, todavía cortas pero más pronunciadas; las crestas tienen una apariencia vidriosa y no se rompen.                 |
| 3                          | 12-19                          | Hojas y ramitas pequeñas en constante movimiento; banderas extendidas ligeramente.<br>Ondas grandes; las crestas comienzan a romperse; espuma de apariencia vidriosa.   |
| 4                          | 20-28                          | Levanta polvo y papel suelto; pequeñas ramas se movieron.<br>Olas pequeñas, cada vez más largas.  |
| 5                          | 29-38                          | Los pequeños árboles con hojas comienzan a balancearse; Se forman ondas con cresta en aguas interiores.<br>Ondas moderadas, tomando una forma larga más pronunciada.  |
| 6                          | 38-49                          | Grandes ramas en movimiento; se escuchan silbidos en los cables; paraguas usados con dificultad.<br>Comienzan a formarse grandes olas; las crestas de espuma blanca son más extensas en todas partes.         |
| 7                          | 50-61                          | Árboles enteros en movimiento; Incomodidad que se siente al caminar contra el viento.<br>El mar se amontona y la espuma blanca de las olas que rompen comienza a volar en franjas en la dirección del viento. |
| 8                          | 62-74                          | Las ramitas se desprenden de los árboles; generalmente impide el progreso.<br>Olas moderadamente altas y de mayor longitud; los bordes de las crestas comienzan a romperse en la espuma; la                   |

|    |         |  |
|----|---------|--|
|    |         | espuma sopla en vetas bien marcadas en la dirección del viento.  |
| 9  | 75-88   | Daños estructurales ligeros.<br>Olas Altas; densas franjas de espuma a lo largo de la dirección del viento; las crestas de las olas comienzan a caer, a dar vueltas y a rodar.   |
| 10 | 89-102  | Rara vez se experimenta tierra adentro; árboles arrancados de raíz; daños estructurales considerables.<br>Olas muy altas con largas crestas sobresalientes; la espuma resultante, en grandes parches, es arrastrada en densas vetas blancas en la dirección del viento; en conjunto, la superficie del mar adquiere un aspecto blanco; el movimiento del mar se vuelve pesado y estremecedor; visibilidad afectada.    |
| 11 | 103-117 | Muy raramente experimentado; acompañado de daños generalizados.<br>Olas excepcionalmente altas (los barcos pequeños y medianos pueden perderse de vista durante un tiempo detrás de las olas); el mar está completamente cubierto de largas manchas blancas de espuma que vuelan en dirección del viento; en todas partes los bordes de las crestas de las olas son arrastrados hacia el frente; visibilidad afectada. |
| 12 | >118    | Devastación.<br>El aire está lleno de espuma; mar completamente blanco con espuma motriz; visibilidad muy seriamente afectada.   |