

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL
CUSCO**
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA
Y MECÁNICA**
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA



**“ANÁLISIS TERMOGRÁFICO DE PANELES FOTOVOLTAICOS MEDIANTE
PROCESAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES PARA EL MANTENIMIENTO
PREVENTIVO-PREDICTIVO DE LA FUTURA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
INDIANA-LORETO”**

Tesis para optar al Título Profesional de Ingeniero Electrónico

Presentada por:

Bachiller: ANA NUÑEZ LOAYZA

Asesor: ING. RICARDO CAMPANA VARGAS

CUSCO – PERÚ

2022

PRESENTACIÓN

Señor Decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica
Ing. Mgt. David Reynaldo Berrios Barcena.

Distinguidos señores miembros del Jurado; al término de mi estudio profesional, de conformidad con el Reglamento de Grados y Títulos de la Facultad, con el fin de optar el Título Profesional de Ingeniero Electrónico, y con la seguridad de que el presente trabajo, servirá más adelante como referencia y aporte a futuras investigaciones sobre el tema.

Pongo a vuestra consideración la presente tesis titulada “*Análisis termográfico de paneles fotovoltaicos mediante procesamiento digital de imágenes para el mantenimiento preventivo-predictivo de la futura planta solar fotovoltaica Indiana-Loreto*”.

Atentamente,

Bach. Ana Nuñez Loayza.

DEDICATORIA

A Dios por haberme otorgado a aquellas personas maravillosas, quienes han creído en mí siempre, dándome ejemplo de superación, humildad y sacrificio, enseñándome a valorar todo lo que tengo. Lo que ha contribuido a la consecución de este logro.

A mis padres Bertha Loayza Figueroa y Alberto Nuñez Gonzales, por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad; por brindarme su amor, apoyo, comprensión y educación hicieron que siga adelante sin rendirme; ya que son mi pilar fundamental y apoyo en mi formación profesional.

A mi abuelita Norberta Figueroa Rivero, tíos, tías, primas, primos y a todos aquellos que me acompañaron a lo largo de mi formación académica.

Ana Nuñez Loayza.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, también a mi familia por su apoyo, especialmente a mis padres y a las demás personas que contribuyeron durante el desarrollo del presente trabajo de tesis y sus aportes realizados.

Agradezco de forma especial a mi Asesor de tesis Ing. Ricardo Campana Vargas, por su dedicación y por su continua guía durante el desarrollo del presente trabajo de tesis, así como su orientación a lo largo de mi formación académica durante mis años de vida universitaria.

A la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, especialmente a la Escuela Profesional de Ingeniería Electrónica, a todos los docentes por su dedicación, por el compromiso, sobre todo a las ganas de transmitirme sus conocimientos, he logrado culminar el desarrollo de mi tesis con éxito.

A mi novio por la ayuda que me ha brindado que ha sido sumamente importante, siempre ha estado en los momentos y situaciones más tormentosas. No fue sencillo culminar con éxito este proyecto de tesis, gracias por ser mi soporte en momentos de decline y cansancio.

Ana Nuñez Loayza.

INTRODUCCIÓN

El análisis termográfico es un proceso que se ejecuta con equipos electrónicos, capaz de captar imágenes infrarrojas y que se necesita procesar las imágenes para detectar fallas en los paneles fotovoltaicas. En los últimos años la gestión de mantenimiento de plantas fotovoltaicas se basa principalmente en técnicas termográficas, con el fin de mejorar la identificación de fallas en los paneles, rapidez en la ejecución de trabajos de mantenimiento, además reducir costos en la ejecución de los mantenimientos.

El trabajo realizado, permitió el análisis termográfico de paneles fotovoltaicos mediante procesamiento digital de imágenes para el mantenimiento preventivo-predictivo de la futura planta solar fotovoltaica Indiana-Loreto. Este trabajo también presenta los resultados de la detección de puntos calientes en los paneles fotovoltaicos mediante un modelo de algoritmo capaz de detectar puntos calientes en los paneles solares.

Finalmente, después de estos resultados se logró elaborar un plan de mantenimiento preventivo-predictivo para los paneles fotovoltaicos de la Futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana-Loreto, además se compara costos de la ejecución del mantenimiento utilizando el procesamiento de imágenes para la detección de puntos calientes respecto a la detección de fallas con termografía por inspecciones visuales del operador.

RESUMEN

En el presente trabajo de tesis se realizó un análisis termográfico de paneles fotovoltaicos mediante procesamiento digital de imágenes para el mantenimiento preventivo-predictivo de la futura planta solar fotovoltaica Indiana-Loreto. El trabajo está dividido en seis capítulos, en los que se presenta el procedimiento para el análisis termográfico y elaborar un plan de mantenimiento preventivo-predictivo de los paneles fotovoltaicos.

El trabajo inicia con la investigación presentada en el capítulo I, donde se detalla una breve descripción sobre el proyecto, la problemática de las fallas en los paneles solares y la falta de un plan de mantenimiento correctamente estructurado, así también se esquematiza el objetivo general y objetivos específicos. Además, se ha realizado la justificación de este trabajo. Finalmente se presenta los alcances y limitaciones sobre este trabajo.

En el capítulo II, se expone los conceptos fundamentales de la energía fotovoltaica y de los paneles solares, tales como el modelo convencional de las celdas solares, como estas se agrupan en arreglos para generar potencias mayores. Se detalla el efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico y como este afecta a los paneles; comportamiento de un panel solar en condiciones normales, y de sombreado parcial y se presentan las curvas que describen estos comportamientos. Finalmente se detalla conceptos previos de procesamiento de imágenes y termografía.

En el capítulo III, se presenta la metodología para la adquisición de imágenes infrarrojas. También se detalla el procedimiento del procesamiento digital de imágenes mediante el algoritmo que se implementó en Matlab, se realizó simulaciones de las imágenes infrarrojas para la detección de puntos calientes en los paneles solares. Además, se presenta los resultados del procesamiento digital de imágenes.

En el capítulo IV, se valida el método de detección de puntos calientes a través de la curva I-V tanto para condiciones normales de funcionamiento como para condiciones con puntos calientes.

En el capítulo V, se presenta el plan de mantenimiento para los paneles fotovoltaicos de la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana-Loreto.

En el capítulo VI, se presentan un análisis comparativo de los costos de mantenimiento con procesamiento digital de imágenes y sin procesamiento digital de imágenes. Al final del capítulo se presentan las conclusiones, recomendaciones y bibliografía.

ABSTRACT

In the present thesis work, a thermographic analysis of photovoltaic panels was carried out through digital image processing for the preventive-predictive maintenance of the future Indiana-Loreto photovoltaic solar plant. The work is divided into six chapters, in which the procedure for thermographic analysis and develop a preventive-predictive maintenance plan for photovoltaic panels is presented.

The work begins with the research presented in chapter I, which details a brief description of the project, the problem of failures in solar panels and the lack of a properly structured maintenance plan, as well as schematizing the general objective and specific objectives. In addition, the justification of this work has been carried out. Finally, the scope and limitations of this work are presented.

Chapter II sets out the fundamental concepts of photovoltaics and solar panels, such as the conventional model of solar cells, as these are grouped into arrangements to generate higher powers. The photoelectric effect and photovoltaic effect are detailed and how this affects the panels; behavior of a solar panel under normal conditions, and partial shading and the curves that describe these behaviors are presented. Finally, previous concepts of image processing and thermography are detailed.

Chapter III presents the methodology for the acquisition of infrared images. It also details the procedure of digital image processing using the algorithm that was implemented in Matlab, simulations of infrared images were performed for the detection of hot spots in solar panels. In addition, the results of digital image processing are presented.

In Chapter IV, the method of detecting hot spots through the I-V curve is validated for both normal operating conditions and hot spot conditions.

In Chapter V, the maintenance plan for the photovoltaic panels of the future Indiana-Loreto photovoltaic solar plant is presented.

Chapter VI presents a comparative analysis of maintenance costs with digital image processing and without digital image processing. At the end of the chapter the conclusions, recommendations and bibliography are presented.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	v
RESUMEN.....	vi
ABSTRACT.....	viii

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES.....	1
1.1. ÁMBITO GEOGRÁFICO.....	1
1.1.1. Descripción del proyecto.....	1
1.2. EL PROBLEMA.....	4
1.2.1. Planteamiento del problema.....	4
1.2.2. Formulación del problema.....	5
1.3. OBJETIVOS DE LA TESIS.....	6
1.3.1. Objetivo general.....	6
1.3.2. Objetivos específicos.....	6
1.4. JUSTIFICACIÓN.....	6
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES.....	7
1.5.1. Alcances.....	7
1.5.2. Limitaciones.....	7

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO.....	9
2.1. INTRODUCCIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	9
2.1.1. Energía renovable.....	9
2.1.2. Tipos de energías renovables.....	9
2.1.3. Energía solar.....	10
2.1.4. Tipos.....	10
2.1.5. Energía solar fotovoltaica.....	10
2.2. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO.....	11
2.2.1. Efecto fotoeléctrico.....	11
2.2.2. Efecto fotovoltaico.....	11
2.2.3. Panel fotovoltaico.....	13
2.2.4. Celdas fotovoltaicas.....	14
2.2.5. Tipos de celdas fotovoltaicas.....	14
2.2.6. Módulo fotovoltaico.....	16

2.2.7. Estructura de un módulo fotovoltaico.....	17
2.2.8. Formación de módulos fotovoltaicos.....	18
2.2.9. Modelo eléctrico de un módulo fotovoltaico.....	22
2.2.10. Curva I-V de un módulo fotovoltaico.....	23
2.3. CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS.....	24
2.3.1. Radiación solar.....	24
2.3.2. Irradiancia solar.....	26
2.3.3. Irradiación solar.....	27
2.3.4. Hora pico solar.....	27
2.3.5. Ángulo de incidencia.....	27
2.3.6. Eficiencia energética.....	28
2.4. PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.....	29
2.5. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.....	29
2.5.1. Mantenimiento basado en RCM.....	30
2.6. TIPOS DE MANTENIMIENTO.....	33
2.6.1. Mantenimiento preventivo.....	33
2.6.2. Mantenimiento predictivo.....	34
2.6.3. Mantenimiento correctivo.....	34
2.7. FALLAS TÍPICAS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	34
2.7.1. Rotura del vidrio.....	35
2.7.2. Degradación de laminado.....	35
2.7.3. Delaminación.....	36
2.7.4. Desconexión de células y de cintas de cadenas de interconexión.....	37
2.7.5. Roturas y micro-roturas de células.....	39
2.7.6. Puntos calientes (hot spots).....	40
2.7.7. Rayaduras (scratches).....	41
2.8. PUNTOS CALIENTES EN PANELES FOTOVOLTAICOS.....	42
2.8.1. Causas.....	43
2.8.2. Consecuencias.....	44
2.9. TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO.....	45
2.9.1. Por medio del análisis de la curva I-V.....	45
2.9.2. Por medio de termografía.....	48
2.9.3. Por medio de inspección visual.....	49
2.9.4. Por medio de electroluminiscencia.....	49

2.10. PROCESAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES.....	50
2.10.1. Imagen digital.....	51
2.10.2. Modelos de colores.....	52
2.11. TERMOGRÁFIA.....	55
2.11.1. Cámara termográfica.....	55
2.11.2. Tipos de cámaras termográficas.....	56
2.11.3. Cámara radiométrica.....	57

CAPITULO III

ADQUISICIÓN Y PROCESAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES.....	58
3.1. PROCEDIMIENTO PARA LA ADQUISICIÓN DE IMÁGENES TERMOGRÁFICAS.	58
3.1.1. Recomendaciones para el uso de la cámara termográfica para la adquisición de imágenes	58
3.1.2. Condiciones meteorológicas	60
3.1.3. Determinación de las horas óptimas	61
3.1.4. Cálculo de cantidad de personal	64
3.1.5. Análisis de los recursos necesarios	65
3.2. PROCESAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES.....	67
3.2.1. Diagrama de flujo	67
3.2.2. Pre-procesamiento de imágenes.....	68
3.2.3. Separación de capas del modelo de color HSV	68
3.2.4. Segmentación.....	71
3.2.5. Filtrado de imágenes.....	76
3.2.6. División de la imagen	79
3.2.7. Identificación y etiquetado.....	80
3.3. RESULTADOS.....	82
3.3.1. Características de la cámara termográfica	83
3.3.2. Características del panel fotovoltaico	83
3.3.3. Características del computador	84
3.3.4. Software	84
3.3.5. Secuencia de toma de imágenes.....	84
3.3.6. Resultados del procesamiento digital de imágenes.....	86
3.3.7. Conclusión de los resultados del procesamiento digital de imágenes	96

CAPITULO IV

MÉTODO DE VALIDACIÓN.....	97
4.1. PRUEBA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS A UNA IRRADIANCIA SOLAR MÍNIMA.....	97
4.1.1. Características del controlador de carga	97
4.1.2. Materiales.....	97
4.1.3. Procedimiento	98
4.2. DATOS TOMADOS DEL CIRCUITO ELÉCTRICO.....	99
4.2.1. Curva I-V de los 4 paneles fotovoltaicos sin puntos calientes.....	99
4.2.2. Curva I-V de los 4 paneles fotovoltaicos con puntos calientes	103

CAPITULO V

PLAN DE MANTENIMIENTO.....	108
5.1. PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO	108
5.2. PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO.....	111
5.2.1. Mantenimiento basado en RCM	111
5.3. COSTOS DE MANTENIMIENTO.....	122

CONCLUSIONES.....	126
RECOMENDACIONES.....	128
BIBLIOGRAFÍA.....	129

ANEXO I: CÓDIGO DE DETECCIÓN DE PUNTOS CALIENTES EN MATLAB.....	131
ANEXO II: DATOS DE VOLTAJE, CORRIENTE Y POTENCIA PARA GRAFICAR LA CURVA I-V SIN PUNTOS CALIENTES.....	134
ANEXO III: DATOS DE VOLTAJE, CORRIENTE Y POTENCIA PARA GRAFICAR LA CURVA I-V CON PUNTOS CALIENTES.....	137
ANEXO IV: FICHAS TÉCNICAS.....	141
ANEXO V: PLANOS DE LA FUTURA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA INDIANA-LORETO.....	146
ANEXO VI: DIAGRAMA DE DECISIÓN RCM.....	149
ANEXO VII: CUADRO DE ALGORITMO DE LA DECISIÓN RCM.....	150

RELACIÓN DE TABLAS

Tabla 3-1.	Cuadro de nivel de irradiancia solar para visualizar puntos calientes.....	60
Tabla 3-2.	Cuadro de cálculo de recursos necesarios.	66
Tabla 3-3.	Características de la cámara termográfica.....	83
Tabla 3-4.	Características del panel fotovoltaico.	84
Tabla 3-5.	Cuadro de los parámetros de medición.	85
Tabla 3-6.	Cuadro comparativo de imágenes con puntos calientes.....	96
Tabla 4-1.	Características del controlador de carga.....	97
Tabla 4-2.	Datos de voltaje, corriente y potencia.	135
Tabla 4-3.	Datos de voltaje, corriente y potencia.	136
Tabla 4-4.	Datos de voltaje, corriente y potencia.	138
Tabla 4-5.	Datos de voltaje, corriente y potencia.	140

RELACIÓN DE FIGURAS

Figura 1-1.	Mapa del departamento de Loreto.....	2
Figura 1-2.	Mapa de la provincia de Maynas.....	2
Figura 1-3.	Ubicación de la futura planta solar fotovoltaica en Indiana-Loreto.....	2
Figura 1-4.	Diagrama de la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana.	4
Figura 2-1.	Tipos de energías renovables.	9
Figura 2-2.	Energía solar fotovoltaica.....	10
Figura 2-3.	Proceso efecto fotoeléctrico.	11
Figura 2-4.	Proceso efecto fotovoltaico.	12
Figura 2-5.	Componentes de un panel fotovoltaico.	13
Figura 2-6.	Celda fotovoltaica monocristalina.....	15
Figura 2-7.	Celda fotovoltaica policristalino.	15
Figura 2-8.	Componentes de un módulo fotovoltaico.....	16
Figura 2-9.	Conexión de módulos en serie.	20
Figura 2-10.	Conexión de módulos en paralelo.	21
Figura 2-11.	Conexión de módulos en serie y paralelo.....	22
Figura 2-12.	Circuito equivalente de un panel solar considerando pérdidas.	23
Figura 2-13.	Curva I-V de un módulo fotovoltaico.	24
Figura 2-14.	La energía solar que llega a la tierra.	25
Figura 2-15.	Radiación solar y su paso por la atmosfera.	26
Figura 2-16.	Escala de irradiancia en función de la composición de la radiación solar.	26
Figura 2-17.	Ángulo de incidencia sobre un módulo horizontal.....	28
Figura 2-18.	Recomendación para la inclinación de módulos según su latitud.....	28
Figura 2-19.	Planta solar fotovoltaica.....	29
Figura 2-20.	Tipos de mantenimiento.....	33
Figura 2-21.	Rotura de módulo por impacto mecánico.	35
Figura 2-22.	Módulo fotovoltaico afectado por decoloración.	36
Figura 2-23.	Delaminación del módulo fotovoltaico.....	37
Figura 2-24.	Interconexión defectuosa.....	38
Figura 2-25.	Caja de conexión quemada por conexión interna defectuosa.	39
Figura 2-26.	Caja de conexión con diodos bypass destruidos.	39
Figura 2-27.	Módulo fotovoltaico con roturas.....	40
Figura 2-28.	Punto caliente causado por excremento de pájaro.	41

Figura 2-29.	Celda con rotura visible.....	41
Figura 2-30.	Dos tercios del módulo en circuito abierto a causa de dos diodos bypass defectuosos	41
Figura 2-31.	Módulos fotovoltaicos afectados por rayaduras.....	42
Figura 2-32.	Panel fotovoltaico siniestrado.	45
Figura 2-33.	Curva I-V compuesta por celdas idénticas conectadas en serie bajo una misma radiación.....	45
Figura 2-34.	Curva I-V compuesta por celdas idénticas conectadas en paralelo bajo una misma radiación.....	46
Figura 2-35.	Curva I-V compuesta por celdas idénticas conectadas en serie bajo distinta irradiación.....	47
Figura 2-36.	Curva I-V bajo efectos de condiciones anormales de irradiancia, sin sombra, sombreado parcial y hot spot (punto caliente).	47
Figura 2-37.	Paneles fotovoltaicos que presentan múltiples puntos y zonas calientes.	49
Figura 2-38.	Medición con un equipo de electroluminiscencia y esquema de funcionamiento.....	50
Figura 2-39.	Imagen vectorial.....	52
Figura 2-40.	Imagen matricial.....	52
Figura 2-41.	Modelo RGB.	53
Figura 2-42.	Modelo HSV.	53
Figura 2-43.	Modelo HSL.....	54
Figura 2-44.	Modelo CMYK.	54
Figura 2-45.	Espectro electromagnético.	55
Figura 2-46.	Componentes principales de una cámara termográfica.....	56
Figura 2-47.	Cámara radiométrica.	57
Figura 3-1.	Orientación para medición de un módulo fotovoltaico.....	59
Figura 3-2.	a) Imagen sin puntos calientes, b) Imagen con puntos calientes no tan notables y c) Imagen con puntos calientes notables.....	61
Figura 3-3.	Irradiancia solar durante el verano del año 2015 en el poblado de Indiana.	62
Figura 3-4.	Irradiancia solar durante el otoño del año 2015 en el poblado de Indiana.....	62
Figura 3-5.	Irradiancia solar durante la primavera del año 2015 en el poblado de Indiana.....	63
Figura 3-6.	Irradiancia solar durante el invierno del año 2015 en el poblado de Indiana.....	63
Figura 3-7.	Plano del área del sistema solar de la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana.....	65
Figura 3-8.	Diagrama de flujo del algoritmo.	67

Figura 3-9.	a) Imagen original, b) Imagen en modelo de color HSV, c) Imagen en la capa H (matiz), d) Imagen en la capa S (saturación), e) Imagen en la capa V (brillo).	70
Figura 3-10.	Histograma bimodal. T es el valor de intensidad umbral y t0 y t1 son los dos posibles niveles de gris de los pixeles de la imagen umbralizada.	72
Figura 3-11.	Ejemplo de umbralización por el método de Otsu.	73
Figura 3-12.	Imagen binarizada aplicando umbralización por el método de Otsu.	75
Figura 3-13.	Ejemplo de filtro de la media.	76
Figura 3-14.	Ejemplo de filtro de la mediana.	77
Figura 3-15.	Ejemplo de filtro promedio.	78
Figura 3-16.	Imagen filtrada.	79
Figura 3-17.	Imagen dividida en 4 paneles.	80
Figura 3-18.	Algoritmo de etiquetamiento.	80
Figura 3-19.	Imagen de los paneles con los puntos calientes etiquetados.	82
Figura 3-20.	Cuadro de mensaje de usuario.	82
Figura 3-21.	Simulación de sombras con papeles para los paneles fotovoltaicos.	86
Figura 3-22.	Imagen termográfica con puntos calientes.	87
Figura 3-23.	Paneles sin puntos calientes a una irradiancia solar de 350 W/m ²	87
Figura 3-24.	Paneles sin puntos calientes a una irradiancia solar de 500 W/m ²	88
Figura 3-25.	Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 350 W/m ²	89
Figura 3-26.	Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 500 W/m ²	89
Figura 3-27.	Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 350 W/m ²	90
Figura 3-28.	Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 500 W/m ²	91
Figura 3-29.	Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 350 W/m ²	91
Figura 3-30.	Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 500 W/m ²	92
Figura 3-31.	Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 350 W/m ²	93
Figura 3-32.	Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 500 W/m ²	93
Figura 3-33.	Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 350 W/m ²	94
Figura 3-34.	Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 500 W/m ²	95
Figura 4-1.	Esquema general del circuito para la obtención de la curva I-V.	98
Figura 4-2.	Esquema del circuito eléctrico para la obtención de la curva I-V.	99
Figura 4-3.	Imagen termográfica sin puntos calientes a una irradiancia de 350 W/m ²	100
Figura 4-4.	Gráfico de la curva I-V sin puntos calientes a una irradiancia de 350 W/m ²	100
Figura 4-5.	Gráfico de la curva P-V sin puntos calientes a una irradiancia de 350 W/m ²	101

Figura 4-6. Imagen termográfica sin puntos calientes a una irradiancia de 500 W/m ²	102
Figura 4-7. Gráfico de la curva I-V sin puntos calientes a una irradiancia de 500 W/m ²	102
Figura 4-8. Gráfico de la curva P-V sin puntos calientes a una irradiancia de 500 W/m ²	103
Figura 4-9. Imagen termográfica con puntos calientes a una irradiancia de 350 W/m ²	104
Figura 4-10. Gráfico de la curva I-V con puntos calientes a una irradiancia de 350 W/m ²	104
Figura 4-11. Gráfico de la curva P-V con puntos calientes a una irradiancia de 350 W/m ²	105
Figura 4-12. Imagen termográfica con puntos calientes a una irradiancia de 500 W/m ²	106
Figura 4-13. Gráfico de la curva I-V con puntos calientes a una irradiancia de 500 W/m ²	106
Figura 4-14. Gráfico de la curva P-V con puntos calientes a una irradiancia de 500 W/m ²	107

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1. ÁMBITO GEOGRÁFICO

El sistema eléctrico aislado Indiana, ubicado en el departamento de Loreto, provincia de Maynas y distrito de Indiana, es operado actualmente por la empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente Sociedad Anónima – Electro Oriente S.A., en calidad de concesionaria, tiene como política y obligación atender las necesidades de energía eléctrica de sus clientes ubicados dentro de su zona de concesión, con los estándares de calidad establecidos en la normatividad vigente, así como mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica y cumplir con los requerimientos de las normas vigentes en nuestro país.

Con esta finalidad, las empresas involucradas juntamente con el Ministerio de Energía y Minas vienen ejecutando el proyecto de implementación de una Central de Energía Renovable denominada Planta Solar Fotovoltaica Indiana, con el objetivo de cambiar el tipo de generación actual, además de contribuir al desarrollo socioeconómico del distrito de Indiana.

El actual sistema eléctrico Indiana tiene una demanda máxima de 250 kW que es atendida a través de grupos electrógenos con una potencia instalada de 1052.8 kW (tres generadores, Volvo-1=372 kW, Volvo-2=456 kW, Caterpillar=224.8 kW), que suministra energía a las redes de media tensión en 10 kV.

1.1.1. Descripción del proyecto

El área del proyecto estará ubicada en el distrito de Indiana, provincia de Maynas, departamento de Loreto con una latitud 3°30'1"S y longitud 73°2'28"O (convertidos a decimal la latitud -

3.50028° y longitud -73.0411°). Tiene una superficie de 3348.00 Km² y se encuentra a una altitud de 91 m.s.n.m.

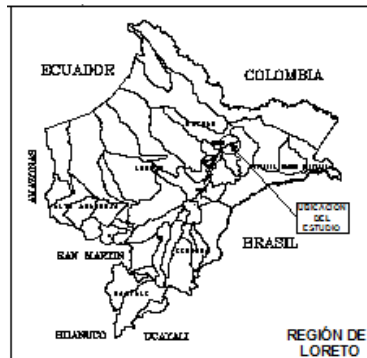


Figura 1-1. Mapa del departamento de Loreto.

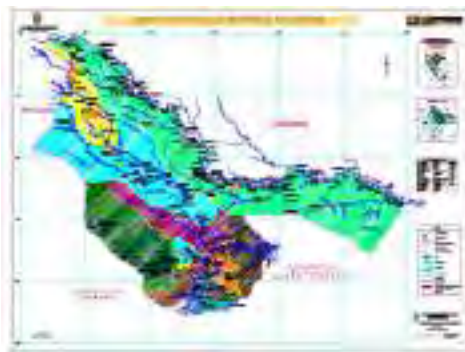


Figura 1-2. Mapa de la provincia de Maynas.



Figura 1-3. Ubicación de la futura planta solar fotovoltaica en Indiana-Loreto.

Fuente: [Mapa de Google Earth].

Su territorio es ondulado y con escasos relieves, superficies llanas y suaves hondonadas, con numerosos caños y zonas inundables, los tipos de suelos son arenosos y lisos arcillosos.

El clima en Indiana durante el verano es muy caliente y nublado; los inviernos son cortos, caliente y parcialmente nublado y esta mojado durante todo el año. Durante el transcurso del año, las temperaturas máximas diarias son alrededor de 32 °C, rara vez baja a menos de 28 °C o exceden los 34 °C. Las temperaturas mínimas diarias son alrededor de 22°C, rara vez bajan a menos de 21°C o exceden los 24°C.

Como referencia, el 4 de octubre es el día más caluroso del año, las temperaturas en Indiana generalmente varían de 23°C a 32°C, mientras que el 15 de julio es el día más frío del año, varían de 22°C a 30°C. La mejor época del año es a principios de junio hasta principios de setiembre.

Los estudios de Ingeniería (Proyecto) de la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana, determinaron su potencia pico en 300 kW, con el objetivo de cubrir la máxima demanda y energía de este sistema eléctrico aislado.

La instalación de los paneles fotovoltaicos serán fijos sin ningún tipo de seguidores y contendrán 4320 módulos fotovoltaicos, con una potencia de 100 Wp cada módulo fotovoltaico tipo monocristalino, repartidos en 2 centros de transformación.

Los 2 centros de transformación contendrán cada uno 2 inversores cargadores con salida trifásica 12Vdc/380 Vac, además tendrán 4 bancos de baterías para almacenar y suministrar energía durante las horas donde no se tenga radiación solar.

La salida de los centros de transformación será en media tensión, 10 kV en una única barra, el cual se distribuirá a la ciudad de Indiana.

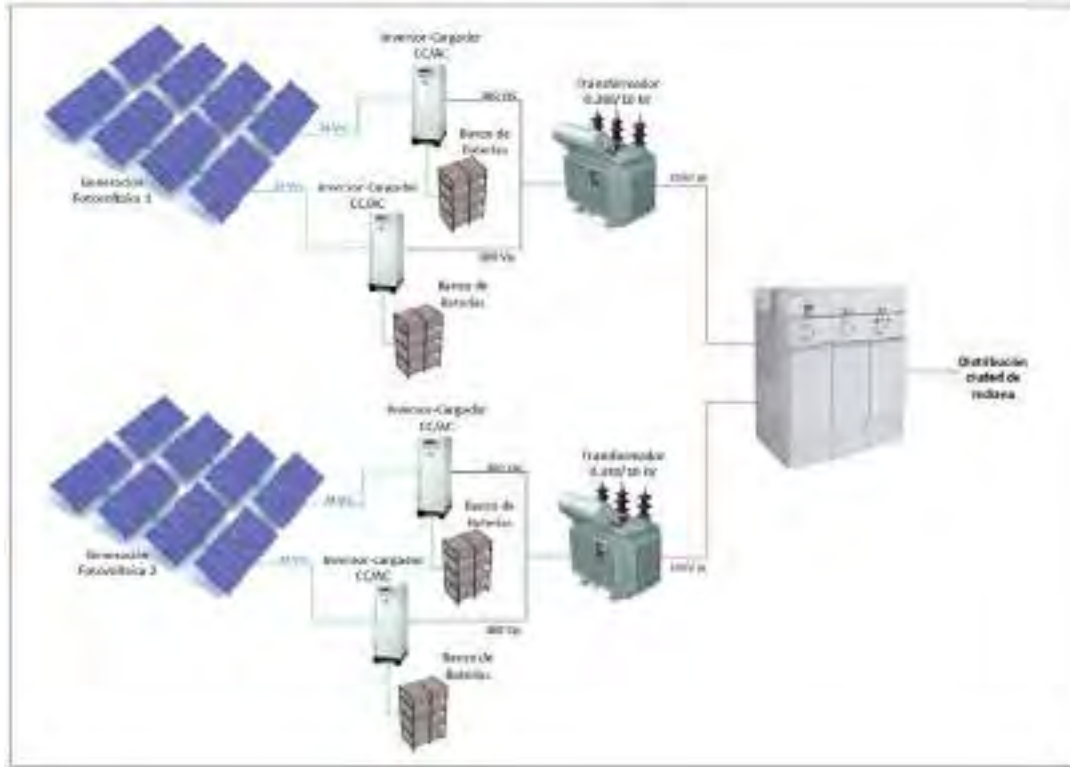


Figura 1-4. Diagrama de la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana.

Fuente: Elaboración propia.

1.2. EL PROBLEMA

1.2.1. Planteamiento del problema

Actualmente, en el Perú como en el resto del mundo, existe la necesidad de dejar la generación de energía a través de combustibles fósiles y migrar a una generación de energía eléctrica limpia. Este es el caso de la futura planta solar fotovoltaica para el sistema eléctrico aislado Indiana, la misma que para su implementación, operación y mantenimiento, involucra la realización de distintos tipos de estudios como el de pre-operatividad y operatividad, procedimientos técnicos-operativos, y un plan de mantenimiento.

Se tiene antecedentes que, en proyectos de generación de energía eléctrica, y con mayor frecuencia en generación fotovoltaica, no se consideran en la primera etapa de proyectos de plantas fotovoltaicas el mantenimiento. Específicamente el proyecto de la planta solar fotovoltaica

Indiana, no tiene definido su mantenimiento. Considerando que una de las principales fallas en los paneles fotovoltaicos es la aparición de puntos calientes, los que provocan principalmente el deterioro prematuro y hasta la destrucción de los paneles fotovoltaicos, así como pérdidas económicas principalmente por la energía que se dejaría de producir, entre otras consecuencias.

Se tienen diferentes métodos para identificar las diferentes fallas típicas en los paneles fotovoltaicos como: inspecciones visuales, termografía, curva I-V y electroluminiscencia.

- Método por inspecciones visuales: Este método es el más rápido para identificar defectos y fallas a simple vista, la desventaja de este método es que visualmente no se puede apreciar fallas como: micro-roturas de células, puntos calientes que pueda tener un módulo fotovoltaico.
- Método mediante la curva I-V: Este método es más utilizado para mantenimiento correctivo, puesto que se presenta distorsión en la curva I-V cuando el panel fotovoltaico ya está fallando en su totalidad.
- Método por electroluminiscencia: El método de electroluminiscencia es un procedimiento óptico para la evaluación cualitativa de fallas en módulos fotovoltaicos, pero económicamente es más caro y lleva más tiempo para la detección de fallas.
- Método por termografía: En la actualidad es el más utilizado en plantas solares fotovoltaicas, ya que la termografía es una técnica que proporciona una imagen del comportamiento térmico de los módulos fotovoltaicos y es el que detecta la gran mayoría de las fallas en un módulo fotovoltaico.

1.2.2. Formulación del problema

¿Con el análisis termográfico de los paneles fotovoltaicos mediante procesamiento digital de imágenes se logrará elaborar un mantenimiento correctamente organizado y estructurado para la futura planta solar fotovoltaica Indiana-Loreto?

1.3. OBJETIVOS DE LA TESIS

1.3.1. Objetivo general

Realizar un análisis termográfico de los paneles fotovoltaicos mediante procesamiento digital de imágenes para el mantenimiento preventivo-predictivo para la futura planta solar fotovoltaica Indiana.

1.3.2. Objetivos específicos

- Desarrollar una metodología para la adquisición de imágenes infrarrojas.
- Elaborar el algoritmo para detectar fallas en paneles fotovoltaicos mediante procesamiento digital de imágenes.
- Validar los resultados del algoritmo mediante la curva I-V.
- Elaborar un plan de mantenimiento para los módulos fotovoltaicos para la futura planta solar fotovoltaica Indiana-Loreto.
- Análisis comparativo de los costos de mantenimiento.

1.4. JUSTIFICACIÓN

Al tener definido el mantenimiento para los paneles fotovoltaicos mediante procesamiento digital de imágenes disminuirá inconvenientes como el deterioro prematuro o hasta la destrucción de los paneles fotovoltaicos.

Económicamente al contar con un plan de mantenimiento mediante procesamiento digital de imágenes se logrará disminuir en costos elevados de mantenimiento, principalmente por dificultades para la detección de puntos calientes en los paneles fotovoltaicos que es una de las fallas más frecuentes.

El análisis termográfico de los paneles fotovoltaicos mediante procesamiento digital de imágenes facilitará la detección de fallas típicas en los paneles fotovoltaicos, también solucionará parte del problema de no tener el mantenimiento correctamente organizado y estructurado.

El algoritmo para detectar fallas en paneles fotovoltaicos mediante procesamiento digital de imágenes ayudará a reducir costos de mantenimiento.

Gracias al análisis termográfico de los paneles fotovoltaicos mediante procesamiento digital de imágenes se logrará:

- Detectar distintas fallas típicas en paneles fotovoltaicos, aumentar la vida útil de los paneles fotovoltaicos y evitar paradas innecesarias de la planta por falta de mantenimiento planificado, también permitirá elaborar un plan de mantenimiento preventivo-predictivo para la futura planta solar fotovoltaica Indiana-Loreto, maximizar la generación de energía eléctrica, evitar los tiempos de inactividad, evitar las fallas más costosas de los paneles fotovoltaicos y reducir costos de mantenimiento.

1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES

1.5.1. Alcances

- En el presente trabajo se realizará un análisis termográfico mediante procesamiento digital de imágenes con el propósito de desarrollar un mantenimiento preventivo-predictivo para la futura planta solar fotovoltaica Indiana-Loreto.

1.5.2. Limitaciones

- Las pruebas de detección de fallas mediante procesamiento digital de imágenes de los paneles fotovoltaicos se van a realizar en Iquitos (en los talleres de la empresa SUPCON) debido a que todavía la planta solar fotovoltaica Indiana-Loreto no se encuentra instalada.
- Solo se utilizará la técnica de I-V para validar los resultados del algoritmo.

- El presente trabajo no contempla la gestión de mantenimiento para baterías, inversores, cables, etc, puesto que ésta será definida por el fabricante de los dispositivos.
- Otra limitante son las condiciones ambientales para la adquisición de imágenes infrarrojas y para la validación de los resultados del algoritmo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

2.1.1. Energía renovable

Las energías renovables son obtenidas a partir de fuentes naturales que producen energía de forma inagotable e indefinida: el sol, el viento, el agua o la biomasa vegetal o animal. Se caracterizan por utilizar recursos naturales capaces de renovarse ilimitadamente y no utilizar fósiles.

Uno de sus puntos relevantes es que tiene un impacto ambiental muy escaso, pues además de no utilizar recursos finitos, no generan contaminantes. También se les conoce como energías verdes o energías alternativas.

2.1.2. Tipos de energías renovables



Figura 2-1. Tipos de energías renovables.

Fuente: <https://www.unprofesor.com/ciencias-naturales/tipos-de-energias-renovables-y-no-renovables-2027.html>

2.1.3. Energía solar

La expresión energía solar se refiere al beneficio de la energía que proviene del sol. Se trata de un tipo de energía renovable. La energía que emite el sol es tan abundante que se considera ilimitado.

2.1.4. Tipos

- Energía solar fotovoltaica.
- Energía solar termodinámica solar.
- Energía solar térmica.

Puesto que el presente estudio está referido a sistemas fotovoltaicos, solo se describe dichos sistemas.

2.1.5. Energía solar fotovoltaica

Es una fuente de energía renovable que se obtiene directamente de la radiación solar a partir de un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica que a su vez transforma en energía eléctrica.

El proceso comienza cuando las partículas de la luz del sol, llamadas fotones caen sobre una de las caras de la célula fotovoltaica, hechas principalmente de silicio que componen los paneles solares, generando así corriente eléctrica que se usa como fuente energética.



Figura 2-2. Energía solar fotovoltaica.

Fuente: <https://ingeoexpert.com/2019/03/29/que-es-la-energia-solar-fotovoltaica-y-como-se-genera/>

2.2. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

2.2.1. Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico es un fenómeno físico en el que la luz está compuesta por partículas llamadas fotones. Debido al choque de los fotones, cuando la luz incide sobre un material, se desprende electrones. Los electrones que se desprenden durante el proceso dan origen a una corriente eléctrica. Este fenómeno es aprovechado en las plantas que utilizan paneles solares fotovoltaicos, los cuales reciben la energía luminosa transformándola en electricidad.

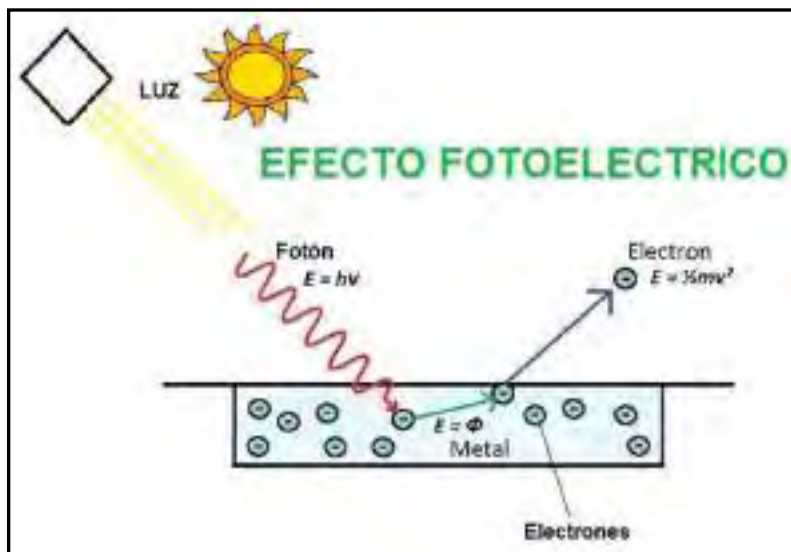


Figura 2-3. Proceso efecto fotoeléctrico.

Fuente: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html>

2.2.2. Efecto fotovoltaico

Una de las principales aplicaciones del efecto fotoeléctrico es el efecto fotovoltaico, de hecho, muchas veces se entiende como si estos dos conceptos fueran lo mismo, pero realmente no lo son. El efecto fotovoltaico produce corriente eléctrica continua gracias a esos electrones liberados mediante el efecto fotoeléctrico. Los elementos semiconductores tienen algunas características de los materiales conductores y otras de los aislantes para producir el efecto fotovoltaico son las

celdas fotovoltaicas que tienen un comportamiento como un diodo semiconductor P y N (unión PN).

Unión p-n: Cuando se forma una unión entre material semiconductor tipo “n” y tipo “p”, se crea una unión p-n la cual en la zona N se tiene electrones libres y en la zona p se tiene huecos esperando a ser rellenados por electrones. Entonces, ahora se une los electrones del material N que están más cerca de la franja de la unión y serán atraídos por los huecos de la zona P. Estos electrones rellenaran los huecos de las impurezas más cercanas a la franja de unión.

Un átomo de impureza de la zona P, que era neutro, ahora tiene un electrón más cerca de la zona N para formar enlace en el hueco que tenía y ahora quedará cargado negativamente. Al igual que un átomo de impureza de la zona N quedará cargado positivamente. Esta franja se llama región de agotamiento o zona de difusión a esta unión se le puede llamar diodo, que es como se conoce en electrónica.

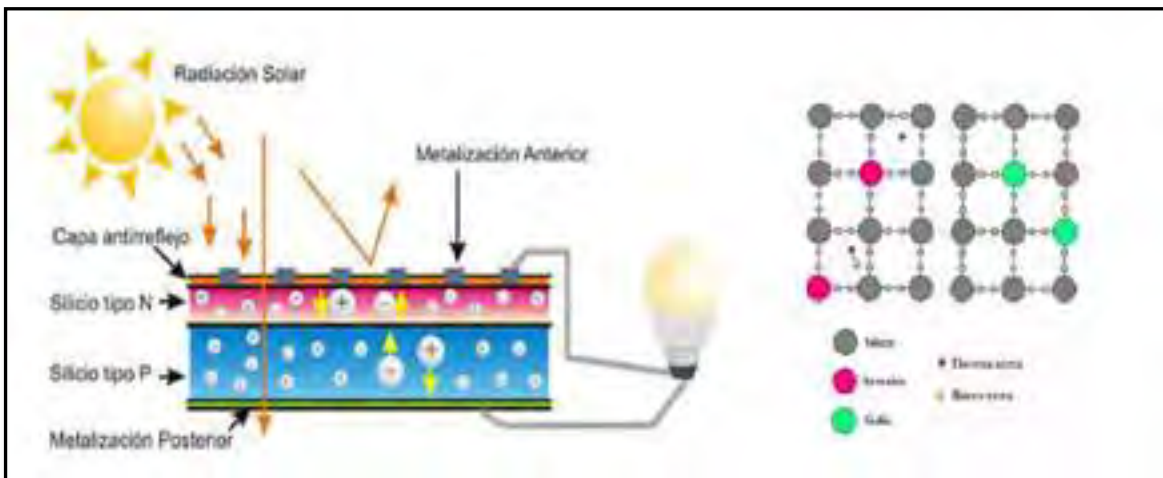


Figura 2-4. Proceso efecto fotovoltaico.

Fuente: <https://eliseosebastian.com/efecto-fotovoltaico-en-un-panel-solar/>

2.2.3. Panel fotovoltaico

Todos los paneles fotovoltaicos están conformados por un conjunto de celdas fotovoltaicas hechas de silicio e interconectadas entre ellas, a través del proceso fotoeléctrico, transforman la energía solar en electricidad, en forma de corriente continua.

Un panel fotovoltaico está conformado por los siguientes componentes:

- Celda o célula solar de silicio: es la mínima unidad de cualquier panel.
- Módulos fotovoltaicos: es la agrupación de varias células fotovoltaicas en serie y/o en paralelo
- Arreglo solar: es la conexión de varios paneles conectados en serie (string) o conectados en paralelo (array)
- Sistema solar o generador fotovoltaico: es la conexión de dos o más arreglos en una estructura y que son interconectados eléctricamente para obtener la potencia requerida.

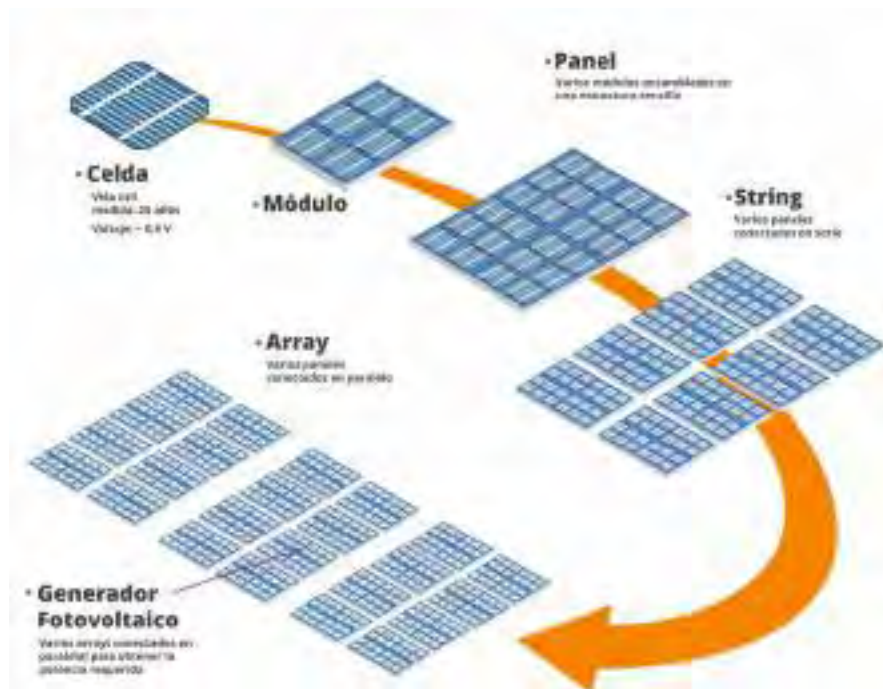


Figura 2-5. Componentes de un panel fotovoltaico.

Fuente: <https://web.facebook.com/inelinc/photos/a.148288905766544/911649562763804/>

2.2.4. Celdas fotovoltaicas

Las celdas fotovoltaicas en su mayoría se fabrican a partir de materiales especiales llamados semiconductores de silicio, que hoy en día es uno de los materiales más utilizados. Para producir una cantidad de energía útil se requiere interconectar cierto número de celdas fotovoltaicas, creando así módulos fotovoltaicos.

Existen distintos tipos de celdas fotovoltaicas, dependiendo de los materiales utilizados en la construcción como en el proceso de fabricación. Generalmente las celdas se clasifican por generaciones:

En la primera generación se tienen las celdas de Silicio cristalino, que a su vez se clasifican en celdas monocristalinas y policristalinas.

En la segunda generación se tienen las celdas de película delgada, donde se incluyen a las de Silicio amorfo, las de Diseleniuro de Cobre e Indio y las de Teluro de Cadmio.

Finalmente, se tiene las celdas de tercera generación, donde se incluyen las que combinan varias tecnologías en una sola celda.

2.2.5. Tipos de celdas fotovoltaicas

Existen dos tipos principales de celdas fotovoltaicas.

2.2.5.1. Celdas solares monocristalinas

Este tipo de celda presenta una estructura cristalina completamente ordenada, muestra un comportamiento predecible y uniforme se obtiene de silicio puro fundido dopado con boro.

Para optimizar el rendimiento y reducir los costos de cada celda solar monocristalina, se recortan los cuatro lados de los bloques cilíndricos para hacer láminas de silicio, por lo que se reconoce por su monocromía azulada oscura y con un cierto brillo metálico.



Figura 2-6. Celda fotovoltaica monocristalina.

Fuente: <https://autosolar.es/blog/placas-fotovoltaicas/que-es-el-silicio-monocristalino>

2.2.5.2. Celdas solares multicristalino o policristalino

Las celdas no se fabrican a partir de un único gran cristal, sino que se utiliza un bloque de Silicio formado por muchos cristales, se obtiene de la misma manera que la celda monocristalina, pero con menos fases de cristalización (combinación de átomos).

Una de las formas más sencillas para saber si tenemos delante un panel solar monocristalino o policristalino, es que en el policristalino las celdas son perfectamente rectangulares, no tienen esquinas redondeadas, en su superficie se distinguen distintos tonos de azules y grises metálicos y son más económicas que las celdas monocristalinas.

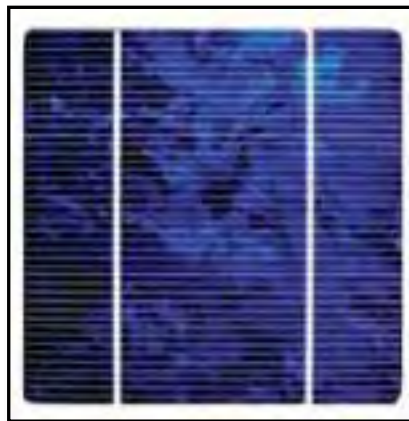


Figura 2-7. Celda fotovoltaica policristalino.

Fuente: <https://blog.krannich-solar.com/es-MX/blog/lector-de-blogs/m%C3%A9xico-m%C3%B3dulos-solares-mono-cristalinos-y-policristalinos-por-qu%C3%A9-la-diferencia.html>

2.2.6. Módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico es un conjunto de celdas fotovoltaicas que sirven para transformar la luz solar en energía eléctrica y está formado por la interconexión de varias células fotovoltaicas en serie y/o en paralelo, para adaptar el módulo a los niveles de tensión y corriente deseado.

El módulo fotovoltaico es el elemento fundamental de cualquier sistema solar fotovoltaico, su estructura protege físicamente de la intemperie y aísla eléctricamente del exterior al conjunto de células, dando rigidez mecánica.

La mayoría de los módulos fotovoltaicos tiene entre 36 y 96 células conectadas en serie, en algunos casos pueden incluir la conexión en paralelo de grupos de células conectadas en serie.

Existen diferentes tipos de módulos, tanto por su configuración eléctrica como por sus características estructurales y estéticas. En general, el encapsulado de los módulos está compuesto por dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico. Generalmente este conjunto es enmarcado en una estructura de aluminio anodizado con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte.

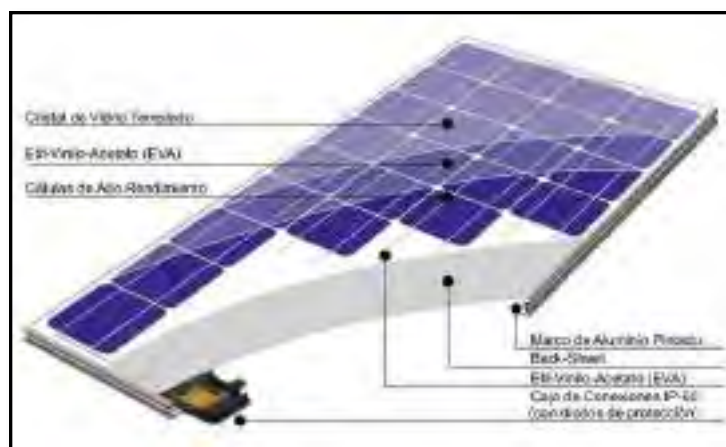


Figura 2-8. Componentes de un módulo fotovoltaico.

Fuente: <http://eliseosebastian.com/componentes-de-un-panel-solar-fotovoltaico-o-placa-solar-fotovoltaica/>

2.2.7. Estructura de un módulo fotovoltaico

- **Cubierta frontal:** Generalmente suele ser de vidrio templado de entre 3 y 4 mm de espesor, para facilitar al máximo la captación de la radiación solar por la célula fotovoltaica, proporciona protección contra los agentes atmosféricos y los impactos. La superficie exterior del vidrio es antirreflexiva y esta tratada para impedir la retención del polvo y la suciedad, aunque no siempre se logra este propósito. La superficie interior generalmente es rugosa, lo que permite una buena adherencia con el encapsulante de las células, además de facilitar la penetración de la radiación solar.
- **Encapsulante:** En la mayoría de los módulos se emplea etil-vinil-acetato (EVA). Para este fin se utilizan productos a base de siliconas que son muy transparentes a la radiación solar y no se degrada fácilmente con el tiempo, protegiendo a las células contra la acción de la humedad. Al igual que la cubierta frontal, permite la transmisión de la radiación solar. Además, proporciona el acoplamiento con la cubierta frontal y la protección posterior.
- **Cubierta posterior:** Se utiliza una capa de polivinilo fluoruro (PVF, comercialmente denominado TEDLAR) o de poliéster. Junto con la cubierta frontal, protege al módulo de la humedad y otros agentes atmosféricos y lo aísla eléctricamente. De naturaleza opaca, es habitual que sea de color blanco para reflejar la luz solar que no recogen las células sobre la cara posterior rugosa de la cubierta frontal, que la refleja de nuevo hacia las células.
- **Marco:** La mayoría de los fabricantes utilizan aluminio anodizado o acero inoxidable para envolver todo el conjunto del módulo. Proporciona rigidez y resistencia mecánica al módulo, además de un sistema de fijación. Puede incorporar una conexión para la toma de tierra. Nunca se debe mecanizar (formado o lijado), porque las vibraciones pueden romper el cristal de la cubierta frontal.

- **Conexiones:** Deben ser accesibles, normalmente se sitúan en la parte posterior del módulo, habitualmente consiste en una caja con una protección recomendada contra el polvo y el agua, es recomendable un grado de protección IP-65, fabricada con materiales plásticos y resistentes a las temperaturas elevadas, que en su interior incorpora los bornes de conexión positivo y negativo del módulo y los diodos de paso (diodos by-pass). El uso de prensaestopas para el paso de cables mantiene la protección contra el polvo y el agua.
- **Células:** El conexionado de las células de un módulo fotovoltaico se realiza con cintas metálicas soldadas o incrustadas sobre la rejilla de conexión eléctrica de la cara frontal de cada célula. La interconexión entre células se realiza uniando las cintas de la cara frontal (negativo) de una célula con la cara posterior (positivo) de la célula siguiente.

2.2.8. Formación de módulos fotovoltaicos

La corriente y la tensión de un módulo fotovoltaico no siempre satisfacen los requisitos de un sistema. Se necesita agrupar varios módulos para conseguir valores adecuados, teniendo en cuenta que conectando módulos en serie se aumenta la tensión del sistema y conectando módulos en paralelo se aumenta la corriente del sistema. Se denomina generador fotovoltaico al conjunto de todos los módulos de un sistema.

Siempre que se agrupen módulos fotovoltaicos se debe cumplir la condición de que sean iguales. Esta igualdad incluye que tengan las mismas características y que además sean del mismo fabricante.

Se pueden realizar tres tipos de conexión en función de las necesidades:

- **Conexión de módulos en serie:** La intensidad de corriente total es igual a la intensidad de corriente de los otros módulos y el voltaje total es igual a la suma de todas las fuentes de voltaje de la conexión de módulos en serie.

$$I_T = I_1 = I_2 = \dots$$

Donde: I_T : corriente total de los módulos (A)

I_1, I_2 : corrientes de los módulos (A)

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots$$

Donde: V_T : voltaje total de los módulos (V)

V_1, V_2 : voltajes de los módulos (V)

La conexión en serie de los módulos se realiza conectando el terminal positivo de un módulo con el terminal negativo del siguiente módulo. El terminal negativo del primer módulo es el terminal negativo del generador y el terminal positivo del último módulo es el terminal positivo del generador.

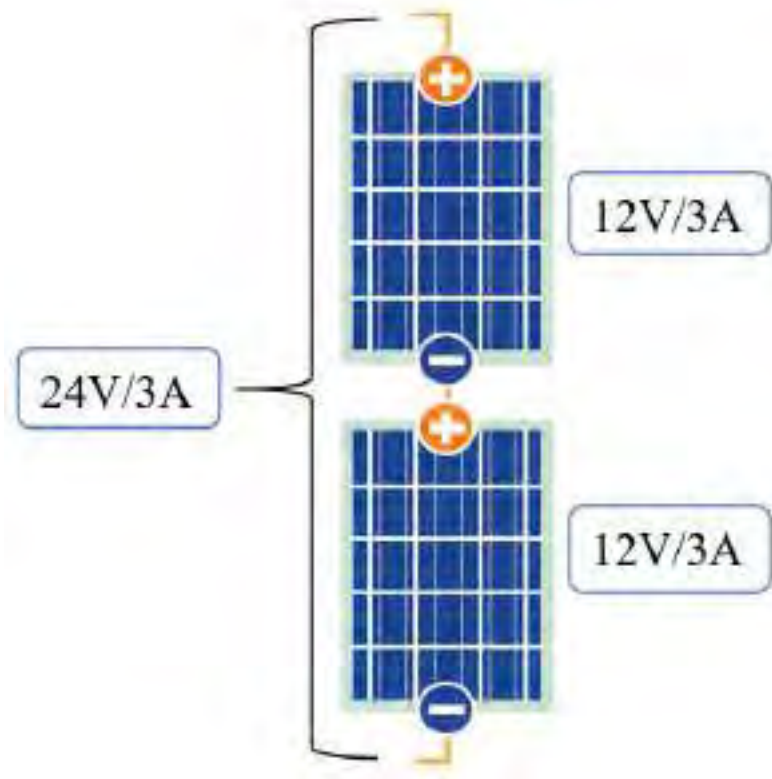


Figura 2-9. Conexión de módulos en serie.

Fuente: Elaboración propia.

- **Conexión de módulos en paralelo:** El voltaje total es igual al voltaje de los otros módulos y la intensidad de corriente total es igual a la suma de todas las corrientes de la conexión de módulos en paralelo.

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + \dots$$

Donde: I_T : corriente total de los módulos (A)

I_1, I_2, I_3 : corrientes de los módulos (A)

$$V_T = V_1 = V_2 = V_3 = \dots$$

Donde: V_T : voltaje total de los módulos (V)

V_1, V_2, V_3 : voltajes de los módulos (V)

La conexión en paralelo de los módulos se realiza conectando el terminal positivo de todos los módulos entre sí para formar un solo terminal positivo y conectando el terminal negativo de todos los módulos entre sí para formar un solo terminal negativo.

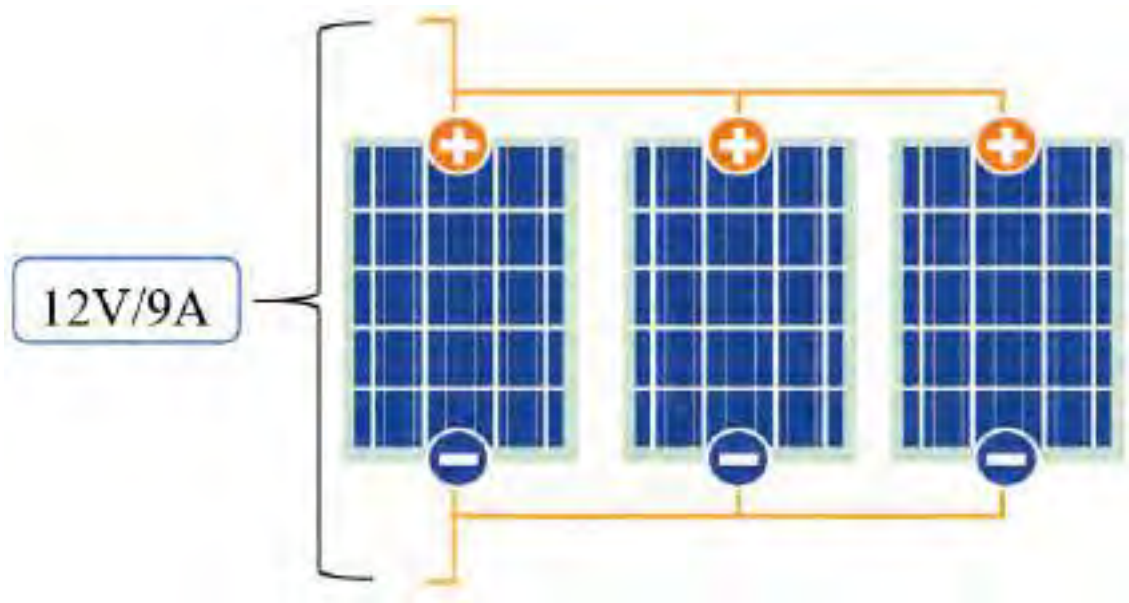


Figura 2-10. Conexión de módulos en paralelo.

Fuente: Elaboración propia.

- **Conexión de módulos en serie/paralelo:** Es la combinación de los dos anteriores, la tensión del generador es la tensión de un módulo por el número de módulos en serie y la corriente del generador es la corriente de un módulo por el número de ramas en paralelo. Cada grupo de módulos conectados en serie se denomina rama o cadena.

$$I_G = N_P * I_M$$

Donde: I_G : corriente del generador (A)

I_M : corriente de un módulo (A)

N_P : número de ramas conectadas en paralelo

$$U_G = N_S * U_M$$

Donde: N_S : número de módulos conectados en serie

U_G : tensión del generador (V)

U_M : tensión del módulo (V)

Para conectar los módulos de una rama se aplica el procedimiento de conexión en serie de módulos. El terminal negativo del primer módulo es el terminal negativo de la rama y el terminal positivo del último módulo es el terminal positivo de la rama. El conexionado termina aplicando el procedimiento de conexión paralelo a las ramas realizadas previamente.

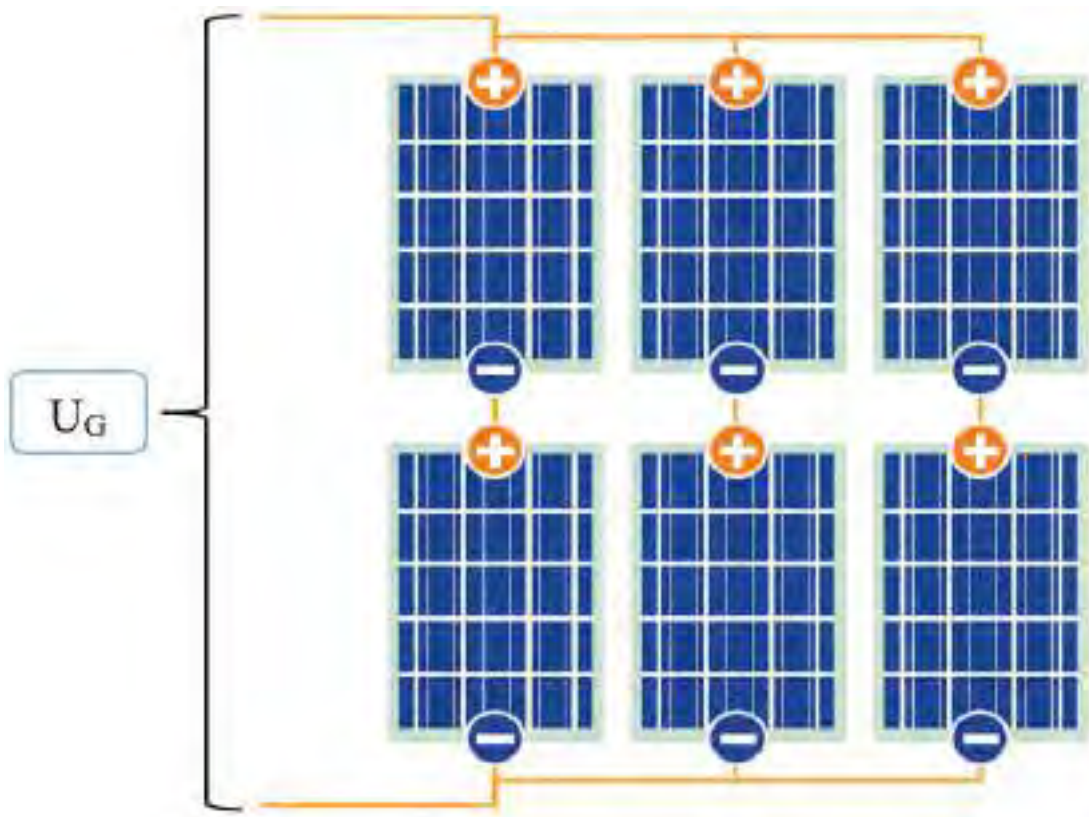


Figura 2-11. Conexión de módulos en serie y paralelo.

Fuente: Elaboración propia.

2.2.9. Modelo eléctrico de un módulo fotovoltaico

El circuito equivalente de un panel solar consta del modelo matemático ideal de un diodo de unión p-n que, por medio del efecto fotoeléctrico, convierte la radiación solar en energía eléctrica, junto

con componentes electrónicos como fuentes y elementos resistivos que emulan las pérdidas que se presentan en un entorno real.

La diferencia con un modelo ideal es que en estos no se toma en cuenta las pérdidas por fugas de corriente a tierra y contactos óhmicos del material. Lo cual reduciría el circuito equivalente a una fuente de corriente dependiente de la luz solar y un diodo de silicio en paralelo.

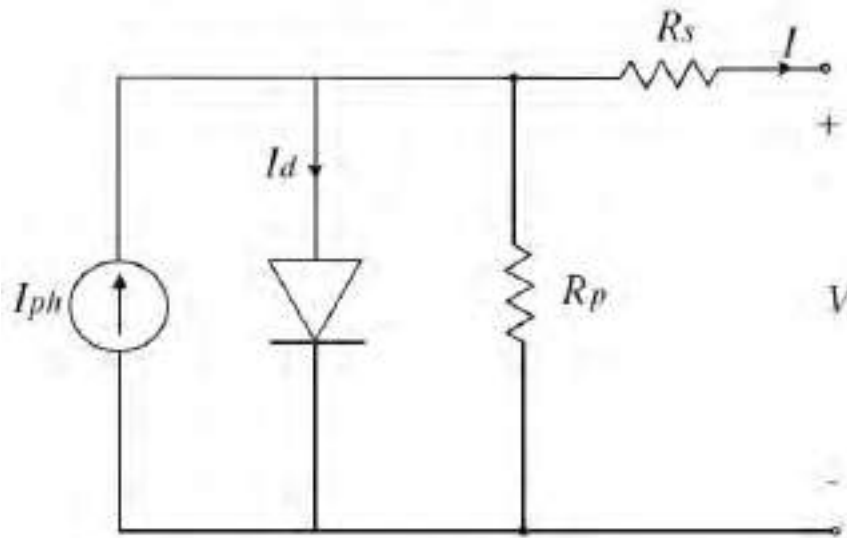


Figura 2-12. Circuito equivalente de un panel solar considerando pérdidas.

Fuente: “Photovoltaic Sources” (Di Piazza & Vitale, 2013).

Donde:

- La fuente dependiente **I_{ph}** es la corriente fotogenerada a un valor fijo de radiación solar.
- La resistencia en paralelo o shunt **R_p** representa la pérdida por corriente de fuga.
- La resistencia en serie **R_s** representa la resistencia del material semiconductor y con esto una pérdida de potencia eléctrica debido a los contactos óhmicos del silicio.

2.2.10. Curva I-V de un módulo fotovoltaico

Es la curva que caracteriza al efecto fotovoltaico, también es denominado curva de intensidad-voltaje, representa los valores de voltaje y corriente, medidos experimentalmente, de un tipo de panel fotovoltaico sometido a una determinada radiación y temperatura.

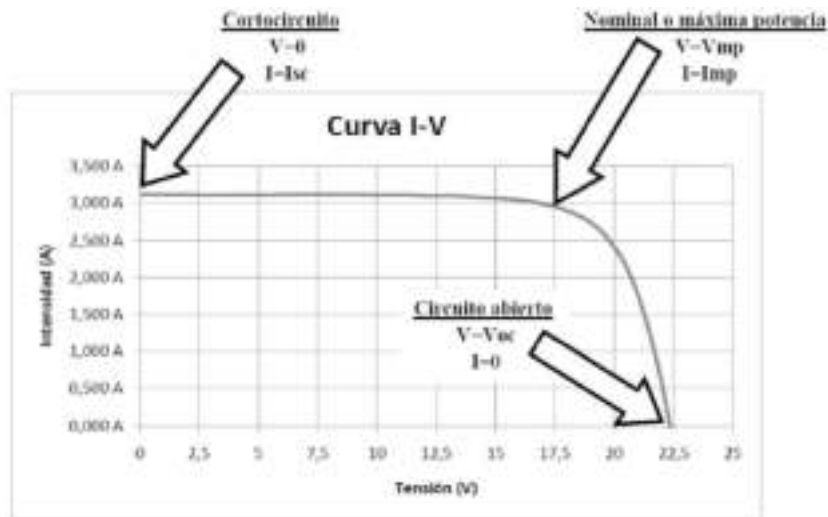


Figura 2-13. Curva I-V de un módulo fotovoltaico.

Fuente: https://lcsi.umh.es/docs/pfcs/PFC_TFG_Garcia_MiguelAngel.pdf

La grafica representada en la siguiente figura está tomada para valores estándar, es decir, los valores pueden ser distintos en función de la irradiación solar, puesto que la corriente generada va directamente relacionada con la irradiación solar. Sucede lo mismo con las variaciones de temperatura, pero estas influyen sobre el punto de potencia máxima, la tensión máxima (V) y la tensión en circuito (Voc). Dichos valores disminuyen ante el aumento de temperatura.

Los valores que se indican en la curva I-V se obtienen sometiendo el módulo fotovoltaico a unas condiciones específicas, denominadas condiciones estándar de medida (CEM).

2.3. CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS

2.3.1. Radiación solar

Se refiere a la energía que llega del sol como la luz solar hacia la tierra, que puede llegar de tres maneras, como radiación directa, radiación difusa y radiación reflejada.

- **Radiación directa:** La directa es la que viene en línea recta del sol, sin haber interactuado con nada y sin cambiar de dirección.

- **Radiación difusa:** La difusa se produce al desviarse la dirección de los rayos solares, debido a nubes, smog, polvo u otros medios.
- **Radiación reflejada o albedo:** La reflejada es la que incide sobre un cuerpo procedente de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno.

Hay cuatro factores que pueden afectar la cantidad de radiación solar disponible en un lugar:

- **Latitud:** la posición al norte o al sur del ecuador.
- **Nubosidad:** durante un día nublado, la cantidad de radiación solar difusa puede ser una décima parte de lo que llegaría si fuera directa.
- **Humedad:** la humedad en el aire absorbe la radiación solar.
- **Claridad atmosférica:** nubes, smog o polvo, obstaculizan la llegada de la radiación solar.

Para la medición de la radiación solar se requiere de instrumentos como el solarímetro. Básicamente hay dos tipos de solarímetro: el piranómetro y el medidor fotovoltaico, ambos miden la radiación solar tanto directa como difusa.

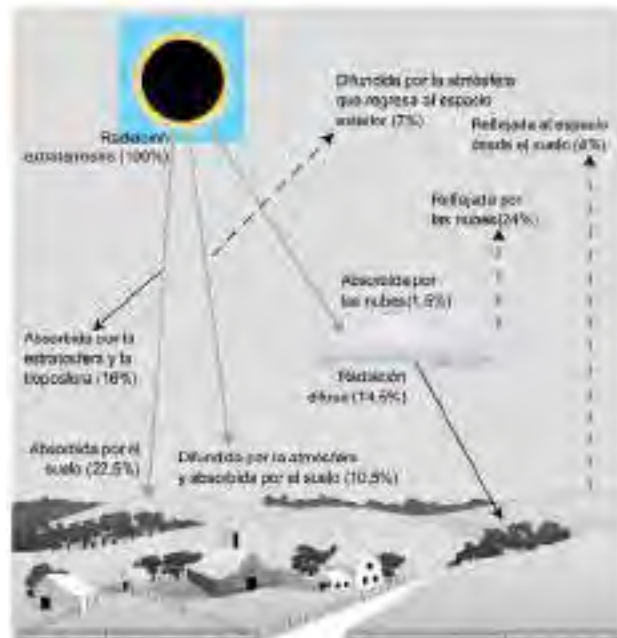


Figura 2-14. La energía solar que llega a la tierra.

Fuente: ULPGC y UNED.

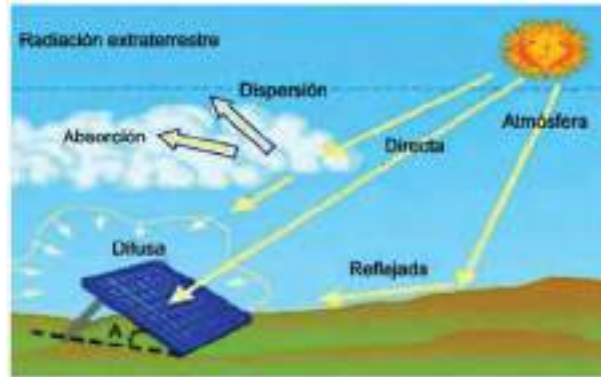


Figura 2-15. Radiación solar y su paso por la atmósfera.

Fuente: <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/la-radiacion-solar-y-su-paso-por-la-atmosfera>.

2.3.2. Irradiancia solar

La irradiancia solar es la medida de la radiación solar que cae sobre una superficie determinada, y se mide en W/m^2 o kW/m^2 . Cuando la energía solar llega a la atmósfera, tiene una potencia de aproximadamente $1350 W/m^2$. Sin embargo, mientras atraviesa la atmósfera, pierde potencia, y llega a la superficie de la tierra con una potencia máxima de aproximadamente $1000 W/m^2$ (sobre el nivel del mar). La siguiente figura muestra la irradiancia en función de la composición de la radiación solar.

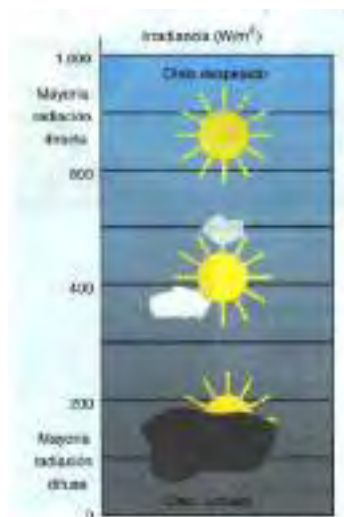


Figura 2-16. Escala de irradiancia en función de la composición de la radiación solar.

Fuente: www.deingenieria.com

2.3.3. Irradiación solar

La irradiación solar es una medida de la cantidad de energía solar que llega a una superficie determinada durante un periodo de tiempo. Las unidades más frecuentes son Wh/m^2 o kWh/m^2 .

Para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos, se suele referir a la irradiación solar como Hora Solar Pico (HSP), equivalente a las horas del día en que la irradiancia es 1000 W/m^2 .

2.3.4. Hora pico solar

Podemos definir como HPS a la captación de energía solar disponible en que los paneles pueden aportar energía a los sistemas de consumo inclusive con luz solar difusa, pero a menores cantidades, en comparación a momentos de gran luminosidad solar.

2.3.5. Ángulo de incidencia

Es el ángulo con el cual un rayo de sol llega a una superficie. Cuanto más cerca este a los 90° , mayor es la cantidad de energía recibida. La ilustración 18 muestra el ángulo de incidencia sobre un módulo fotovoltaico horizontal al mediodía (90°), y en la tarde (33°). Al mediodía la cantidad de irradiación solar que recibe el módulo en posición horizontal es mayor que en la mañana o la tarde, debido a que el ángulo de incidencia a esta hora es 90° .

Para maximizar la captación de energía solar, lo ideal es que los módulos giren para mantener el ángulo de incidencia solar en 90° durante el día.

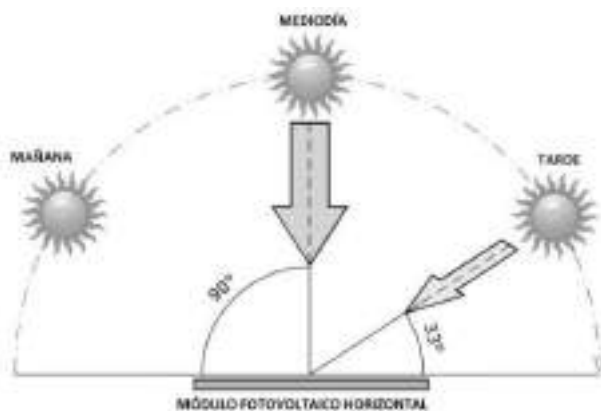


Figura 2-17. Ángulo de incidencia sobre un módulo horizontal.

Fuente: <https://core.ac.uk/download/pdf/71399232.pdf>

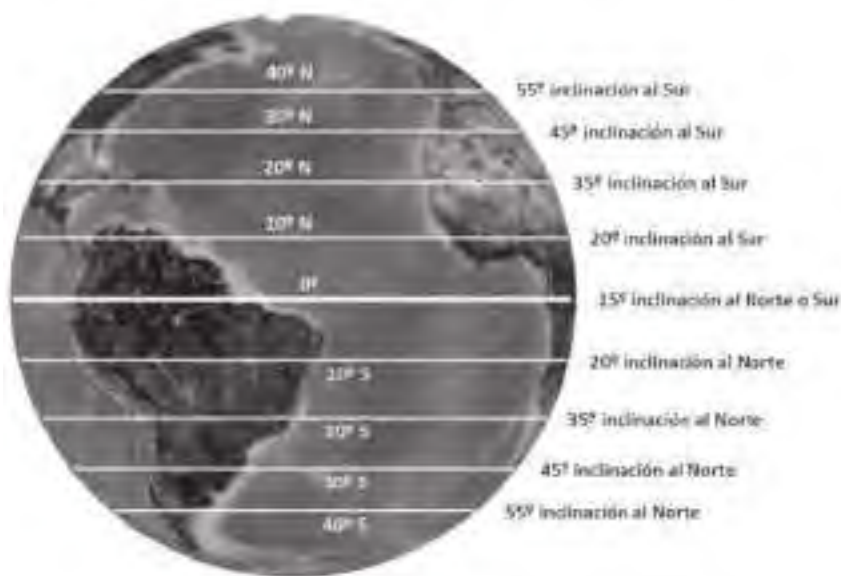


Figura 2-18. Recomendación para la inclinación de módulos según su latitud.

Fuente: ULPGC y UNED.

2.3.6. Eficiencia energética

Se refiere a la relación entre la energía de entrada y la energía de salida de un sistema, medido en porcentaje. El resto de energía que no llega a ser transformada se denomina “perdidas”, aunque en realidad la energía no se pierde, solo se transforma.

$$Eficiencia (\%) = \left(\frac{Energía\ de\ salida}{Energía\ de\ entrada} \right) * 100$$

2.4. PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

Las plantas solares fotovoltaicas están formadas por paneles solares fotovoltaicos que están interconectados, que tiene por principio convertir la energía solar en energía eléctrica. Hoy en día las plantas solares fotovoltaicos han adoptado modelos característicos de arreglos que tienen por objetivo captar al máximo la luz solar para lo cual muchas veces los paneles solares pueden ser automatizados con el fin de seguir el sol y maximizar la generación de vatios.

Es importante mencionar que la conversión de energía solar a energía eléctrica puede ser de dos tipos, a través de plantas solares térmicas y plantas solares fotovoltaicas, esta última es el motivo de la presente tesis.



Figura 2-19. Planta solar fotovoltaica.

Fuente: <http://www.solar-center.mx/noticias/item/como-funciona-una-planta-de-energia-solar>

2.5. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

El mantenimiento tiene por objetivo conservar un activo en condiciones aceptables para que continúe cumpliendo su función para el cual ha sido diseñado, para este caso particular el mantenimiento tiene por objetivo que la planta solar fotovoltaica genere la máxima energía como

sea posible, para lo cual el activo deberá estar disponible. Además, el mantenimiento busca reducir el número de fallas, disminuir el costo por falla y cumplir con la vida útil de los paneles fotovoltaicos y equipos complementarios.

Existe la suposición que los módulos fotovoltaicos al funcionar automáticamente, las tareas de mantenimiento son mínimas o nula, las que provocan el incremento de costos en mantenimiento correctivos, pérdida de generación entre otros, por lo que el mantenimiento de plantas solares fotovoltaicas es una actividad indispensable y necesaria.

Si bien los fabricantes de paneles fotovoltaicos recomiendan tareas de mantenimiento que se debe realizar durante su vida útil del módulo, un plan de mantenimiento de una planta solar fotovoltaica depende estrictamente del contexto operacional y organizacional como de las condiciones geográficas y ambientales donde está instalado los módulos, los equipos complementarios y decisiones organizacionales.

Existen tres principales filosofías de mantenimiento, que son el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo.

La operación de una planta solar fotovoltaica siempre está ligada al mantenimiento, es decir son interdependientes, en consecuencia, para lograr generar la máxima cantidad de energía, toda planta solar fotovoltaica debe contar con un sistema de gestión de mantenimiento.

2.5.1. Mantenimiento basado en RCM

RCM (Reliability Centered Maintenance), mantenimiento centrado en fiabilidad. Es una técnica más para poder elaborar un plan de mantenimiento, que presenta algunas ventajas importantes sobre otras técnicas, ha sido desarrollado para la industria de la aviación civil hace más de 30 años. El proceso permite determinar cuáles son las tareas de mantenimiento adecuadas para cualquier activo físico.

El RCM ha sido utilizado en miles de empresas de todo el mundo: desde grandes empresas petroquímicas hasta las principales fuerzas armadas del mundo utilizan RCM para determinar las tareas de mantenimiento de sus equipos, incluyendo la gran minería, generación eléctrica, petróleo y derivados, metal-mecánica, etc.

El RCM es una herramienta metodológica que permite la gestión del mantenimiento, debe estar enfocado en preservar altos valores de confiabilidad para el cumplimiento de las funciones de los sistemas, equipos o procesos, en lugar de ordenarse a preservar equipos, independientemente de la función que cumplen y de su contexto operativo.

Para aplicar esta metodología, previamente se realizó un estudio del mantenimiento que existe actualmente en este tipo de energía renovable, analizando los tipos de instalaciones que existen hoy en día.

Proceso RCM: El RCM se enfoca en identificar lo que se debe hacer para garantizar las funciones del sistema en forma segura, rentable y confiable. Por lo tanto, el primer paso en el proceso RCM es identificar claramente las funciones del activo desde el punto de vista del usuario.

- ❖ **Funciones:** El análisis de RCM comienza con la redacción de las funciones deseadas. Sin embargo, puede existir otras funciones asociadas. En un análisis de RCM, todas las funciones deben ser listadas.
- ❖ **Fallas funcionales o estados de falla:** Las fallas funcionales o estados de falla identifican todos los estados indeseables del sistema. Notar que los estados de falla están directamente relacionados con las funciones deseadas. Una vez identificadas todas las funciones deseadas de un activo, identificar las fallas funcionales es generalmente muy sencillo.

❖ Modos de falla: Un modo de falla es una posible causa por la cual un equipo puede llegar a un estado de falla. Cada falla funcional suele tener más de un modo de falla. Todos los modos de falla asociados a cada falla funcional deben ser identificados durante el análisis de RCM.

Al identificar los modos de falla de un equipo o sistema, es importante listar la causa-raíz de la falla. La razón es que el modo de falla listado no da una idea precisa de porqué ocurre la falla.

❖ Efectos de falla: Para cada modo de falla deben indicarse los efectos de falla asociados. El efecto de falla es una breve descripción de que pasa cuando la falla ocurre. Los efectos de falla deben indicar claramente cuál es la importancia que tendría la falla en caso de producirse.

❖ Categoría de consecuencias: La falla de un equipo puede afectar a sus usuarios de distintas formas:

Poniendo en riesgo la seguridad de las personas (consecuencias de seguridad)

Afectando al medio ambiente (consecuencias de medio ambiente)

Incrementando los costos o reduciendo el beneficio económico de la empresa (consecuencias operacionales)

Ninguna de las anteriores (consecuencias no operacionales)

Además, existe una quinta categoría de consecuencias, para aquellas fallas que no tienen ningún impacto cuando ocurren salvo que posteriormente ocurra alguna otra falla. Estas fallas corresponden a la categoría de fallas ocultas.

Cada modo de falla identificado en el análisis de RCM debe ser clasificado en una de estas categorías. El orden en el que se evalúan las consecuencias es el siguiente: seguridad, medio ambiente, operacionales, y no operacionales, previa separación entre fallas evidentes y ocultas.

- ❖ Decisiones y tareas: El análisis RCM en esta etapa se refiere al tratamiento que se le va a dar a cada modo de falla va a depender de la categoría de consecuencias en la que se haya clasificado, lo que es bastante razonable: no sería lógico tratar de la misma forma a fallas que pueden afectar la seguridad que aquellas que tienen consecuencias económicas. El criterio por seguir para evaluar las tareas de mantenimiento es distinto si las consecuencias de falla son distintas.

2.6. TIPOS DE MANTENIMIENTO



Figura 2-20. Tipos de mantenimiento.

Fuente: <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/08/03200017/Guia-OPERACION-MANTENIMIENTO-FOTOVOLTAICO.pdf>

2.6.1. Mantenimiento preventivo

En el mantenimiento preventivo las tareas se ejecutan de manera sistemática, es decir periódicamente, estas tareas son ejecutadas independientemente si el equipo (panel solar fotovoltaico, estructura de soporte, cables, etc.) tienen deficiencias o fallas, pero deben ser ejecutadas obligatoriamente. Este tipo de mantenimiento logra una alta disponibilidad y confiabilidad de un equipo o planta, pero en contraprestación generalmente tiene costos elevados.

El mantenimiento preventivo cuenta con protocolos que describen las tareas y procedimientos a realizarse, las cuales dependen de las condiciones propias de cada planta fotovoltaica como el tamaño, tipo y entorno geográfico, de las cuales para plantas fotovoltaicos es relevante la humedad, variaciones de temperatura, altitud, región de ubicación, vientos, contaminación y otros.

2.6.2. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo se establece en inspecciones periódicas, por medio de técnicas predictivas (termografía, ultrasonido, análisis de curva I-V, etc) que tiene el propósito de diagnosticar prematuramente evidencias de fallas, por medio de valores de distintas variables, las cuales por lo general se adquieren cuando el sistema o planta está operando, por lo que el efecto en la operación es nula o mínima. Una vez que se detecta una posible falla futura, se ejecuta una estrategia para la intervención de los equipos y evitar fallas.

El mantenimiento predictivo es la mejor opción para lograr una mejor disponibilidad y confiabilidad a bajos costos.

2.6.3. Mantenimiento correctivo

La filosofía de mantenimiento correctivo es esperar que el equipo mantenible falle para su posterior intervención y recuperación de esto, lo que provoca que genere una parada total de la planta y se incrementen los costos de mantenimiento, en consecuencia, este mantenimiento debe ser evitado en la mayoría de los casos.

2.7. FALLAS TÍPICAS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos son la base de la generación de energía fotovoltaica, por lo tanto, cualquier falla en los módulos fotovoltaicos afecta el funcionamiento global del sistema. A continuación, se describen algunas de las principales causantes de fallas en los módulos fotovoltaicos.

2.7.1. Rotura del vidrio

Este es una falla frecuente en los paneles fotovoltaicos, debido a causas externas como la mala manipulación o instalación, ya que esto se debe al uso de las abrazaderas o sistemas de sujeciones inadecuadas y el no seguir las instrucciones de montaje del fabricante o bien el uso de tornillos excesivamente apretados. También la rotura de vidrio es producto de golpes con algún elemento contundente. Mientras que la planta fotovoltaica está operando, la rotura del vidrio se puede dar por la caída de un rayo afectando un gran número de módulos en un mismo evento.

La rotura del cristal, al ser templado, se produce siempre en forma de astillado total de la superficie del módulo fotovoltaico afectando gran porcentaje del módulo fotovoltaico.

A continuación, se muestra una imagen con el vidrio roto producto de un golpe con algún elemento.



Figura 2-21. Rotura de módulo por impacto mecánico.

Fuente: <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/08/03200017/Guia-OPERACION-MANTENIMIENTO-FOTOVOLTAICO.pdf>

2.7.2. Degradación de laminado

Puede ser causado por las condiciones climáticas (tormentas, calor excesivo, humedad, contaminación, radiación ultravioleta del sol, entre otros) ya que los módulos fotovoltaicos se encuentran expuestos a la intemperie, que puede generar envejecimiento y uno de los mecanismos de degradación más evidente para los módulos fotovoltaicos es la decoloración del encapsulado, que algunas veces toma una coloración entre amarillo y marrón. La degradación puede generarse

también por una mala fabricación de módulos por el uso de materiales de baja calidad, especialmente el encapsulado, ya que esta se formula normalmente con aditivos, incluyendo UV y estabilizadores térmicos. Pero si la elección de aditivos y/o sus concentraciones son inadecuados el material puede llegar a decolorarse, esta decoloración puede modificar la transmisión óptica y, por tanto, se reduce la energía generada por el módulo fotovoltaico.

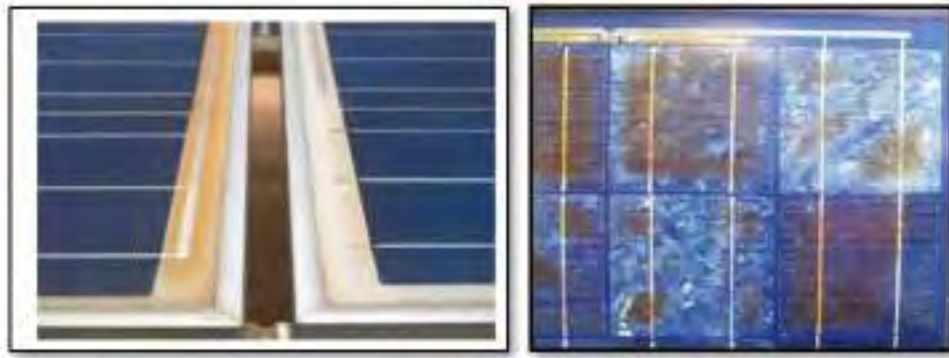


Figura 2-22. Módulo fotovoltaico afectado por decoloración.

2.7.3. Delaminación

Estos son ocasionados por una mala fabricación de los módulos, esto se produce cuando las capas no se laminan correctamente en el equipo encargado, llamado laminador, también por el uso de materiales de baja calidad en los módulos fotovoltaicos, especialmente el encapsulado y la cubierta posterior, son los que pierden su capacidad de unión, además que se encuentran expuestos a la contaminación, como la limpieza inadecuada del vidrio o factores ambientales como temperatura, humedad e irradiación UV, los módulos defectuosos pueden empezar a delaminarse poco tiempo después de su instalación, seguido por la absorción de humedad que incrementaría el riesgo eléctrico, para luego ocasionar corrosión en la célula y con ello una pérdida de rendimiento. También se produce delaminación durante el transporte y la manipulación incorrecta del módulo durante la instalación.

La delaminación en la cubierta frontal es más frecuente que la delaminación en la parte posterior, pero la delaminación en cualquiera de las dos caras del módulo interrumpe la eficiencia en la disipación de calor y aumenta la posibilidad de calentamiento de la célula por polarización inversa.

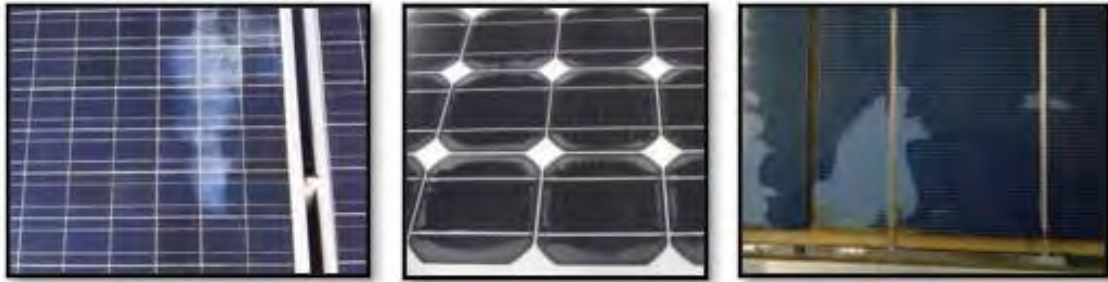


Figura 2-23. Delaminación del módulo fotovoltaico.

2.7.4. Desconexión de células y de cintas de cadenas de interconexión

Una de las principales causas de esta falla son las conexiones defectuosas o debido a la falla de la unión de soldadura en el proceso de fabricación de módulos fotovoltaicos, rotura de la cinta, ya que las cintas de interconexión eléctrica suelen ser de aluminio o acero inoxidable, por lo que pueden estar sometidos a fatiga térmica. También puede ocurrir cuando el área de la unión célula-cinta o cinta-cinta, la conexión tiende a aflojarse o a debilitarse con el tiempo y hasta con su propio uso.

Una soldadura defectuosa provoca un incremento de la resistencia en el circuito eléctrico, incrementa el calentamiento del módulo causando quemaduras en soldaduras, laminado y el folio de la parte posterior.



Figura 2-24. Interconexión defectuosa.

La interconexión defectuosa en paneles fotovoltaicos puede provocar otros problemas como: la caja de conexión quemada por conexión interna defectuosa y destrucción de la caja de conexión con diodos.

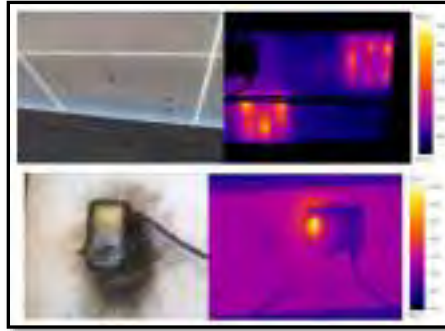


Figura 2-25. Caja de conexión quemada por conexión interna defectuosa.



Figura 2-26. Caja de conexión con diodos bypass destruidos.

2.7.5. Roturas y micro-roturas de células

Puede ser causado por un esfuerzo o temperatura constante sobre las celdas fotovoltaicas durante la fabricación, ya que las células solares son elementos muy frágiles, las grietas a partir de la cinta de conexión de células son causadas por el proceso de soldadura, también se produce debido a un mal empaquetado, en el proceso del transporte y carga de módulos fotovoltaicos y al momento de la instalación o por condiciones climatológicas (cambios bruscos en la temperatura ambiente, viento, tormentas, entre otros); ya que estas podrían traer consigo piedras que provocarían golpes bruscos en los módulos fotovoltaicos y provocar una rotura o micro-rotura y a lo largo del tiempo crecer en tamaño y dañar la efectividad de las células solares.

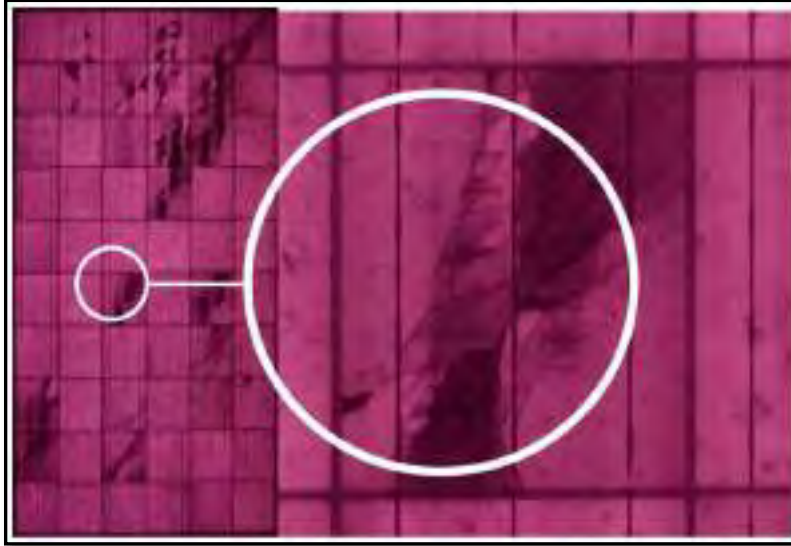


Figura 2-27. Módulo fotovoltaico con roturas.

2.7.6. Puntos calientes (hot spots)

El sobrecalentamiento localizado en una celda ocurre cuando una de ellas está cubierta (por ejemplo, por sombras, suciedad, soldaduras, corrosión, etc.) y actúa como consumidor (disipando calor), alcanzando altas temperaturas. Las causantes principales son por motivos funcionales y motivos operativos.

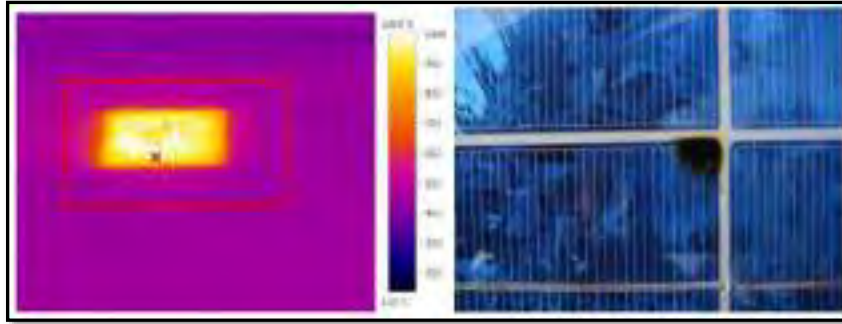


Figura 2-28. Punto caliente causado por excremento de pájaro.

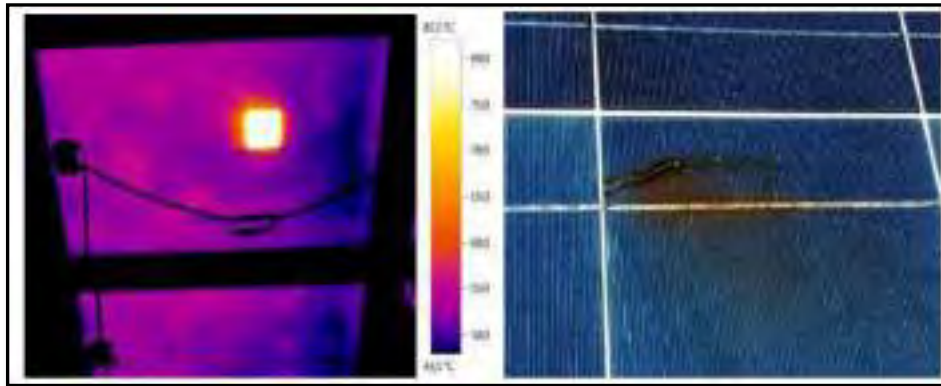


Figura 2-29. Celda con rotura visible.

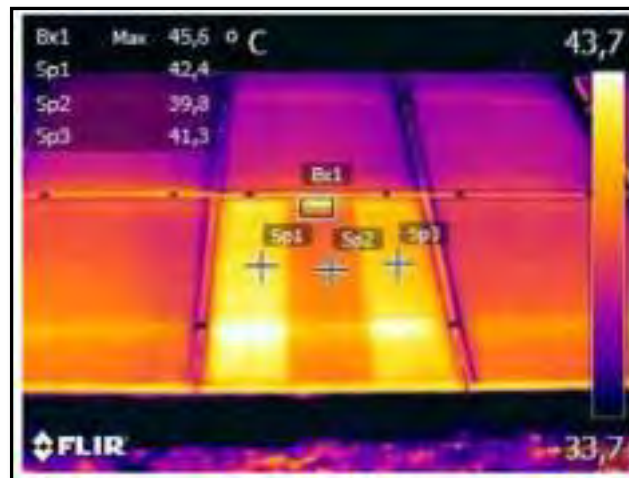


Figura 2-30. Dos tercios del módulo en circuito abierto a causa de dos diodos bypass defectuosos.

2.7.7. Rayaduras (scratches)

Es una de las fallas más comunes en los módulos fotovoltaicos, estas se producen principalmente por la manipulación incorrecta de los paneles durante la etapa de instalación, este daño también es

producido cuando se arrastra un panel que se encuentra apilado uno sobre otro y cuando es levantado por una sola persona bruscamente, además se puede dar en el proceso del transporte y carga de módulos fotovoltaicos y al momento de realizar una limpieza inadecuada de los módulos, utilizando materiales de limpieza de mala calidad o inapropiada.



Figura 2-31. Módulos fotovoltaicos afectados por rayaduras.

2.8. PUNTOS CALIENTES EN PANELES FOTOVOLTAICOS

Recibe el nombre de “puntos calientes” al sobrecalentamiento localizado en la célula o células de un módulo fotovoltaico.

Los puntos calientes se generan en un arreglo de células fotovoltaicas conectadas en serie, cuando una de éstas células fotovoltaicas deja de recibir radiación solar mientras que las demás siguen recibiendo radiación, lo que provoca que está célula fotovoltaica llegue a comportarse como un diodo polarizado inversamente con una tensión que es la suma de las tensiones de las demás células conectadas en serie, en consecuencia la célula fotovoltaica que dejó de recibir radiación alcanza su tensión de ruptura, permitiendo la circulación de una alta corriente (corriente de avalancha), comportándose como una carga, la cual disipa potencia en forma de calor, generando puntos calientes.

Para la protección de puntos calientes, los módulos fotovoltaicos incorporan diodos de paso por grupos de células y así el diodo cortocircuita el grupo de células y el resto del módulo puede seguir

generando electricidad. Este método no soluciona por completo puesto que, ante la presencia de puntos calientes en una célula, todas las células que están en serie con la célula defectuosa quedan fuera de servicio afectando la generación de una planta solar.

Además, la aparición de puntos calientes en un panel fotovoltaico es un problema de gran importancia ya que afecta no sólo a la producción sino también a la vida útil del módulo fotovoltaico (produce un envejecimiento prematuro), lo cual resulta preocupante si se tiene en cuenta que las instalaciones están, normalmente, pensadas para funcionar correctamente durante más de 20 años.

2.8.1. Causas

Los motivos por lo que existen puntos calientes en las células fotovoltaicas son múltiples y se puede clasificar en funcionales y operativos.

Los motivos funcionales:

- **Células fotovoltaicas:** Normalmente, las fallas más comunes de las células son el desajuste de estas (que ocurre cuando células de diferente corriente se conectan en serie), células dañadas (por el manejo o transporte normalmente) o la baja calidad (fabricación deficiente normalmente en los procesos de laminación de silicio).
- **Soldaduras y materiales:** Una unión deficiente tiende a romperse con mayor facilidad, además, para unión entre interconectores y otros elementos utilizan pastas. La utilización de pastas de mala calidad aumenta el riesgo de rotura y degradación. La ruptura de puntos de contacto provoca un “punto caliente” y acarrea los problemas ya descritos.
- **La corrosión:** Suele deberse a una fabricación de baja calidad y ante la exposición a la intemperie y sometidos los paneles a cambios bruscos de temperatura, lluvia, nieve, etc. Los

paneles llegan a filtrar en su interior humedad. Se produce así un deterioro por dentro, con un resultado fatal para el panel solar fotovoltaico.

Los motivos operativos:

- **Sombras sobre los paneles:** Los puntos calientes también aparecen debido a sombras producidos por objetos cercanos a los paneles fotovoltaicos como árboles, postes, construcciones, edificios e incluso paneles fotovoltaicos adyacentes.

Se puede dar que, al haber tanta sombra, no se llegue a hacer uso de los diodos de *bypass*, haciendo que se produzca un aumento de la temperatura de todo el panel que con el tiempo lo degradará.

- **Suciedad en los paneles:** Los paneles fotovoltaicos se ensucian con polvo, arena en suspensión, contaminación, etc. durante su vida útil. La acumulación de suciedad puede tener consecuencias graves para un correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico, así como su operatividad.

2.8.2. Consecuencias

Los puntos calientes provocan procesos irreversibles en la estructura del panel fotovoltaico, llegan hasta quemarse parte o en forma total alcanzando a provocar incendios. Desde el punto de vista operativo los puntos calientes provocan, pérdida de potencia, inconsistencia de energía, producción desigual de energía entre otros.



Figura 2-32. Panel fotovoltaico siniestrado.

Fuente: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/efecto-de-las-sombras-en-un-panel-solar-fotovoltaico/>

2.9. TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO

2.9.1. Por medio del análisis de la curva I-V

Los paneles están constituidos por arreglos de celdas fotovoltaicas en conexión serie y paralelo, estos tipos de arreglos llevan a que la producción de corriente y voltaje adopte características de generación capaces de acoplarse a sistemas estándares de niveles de corriente y tensión.

En las siguientes figuras se muestran las composiciones de la curva I-V en condiciones de igual radiación con arreglos serie y paralelo de las celdas FV.

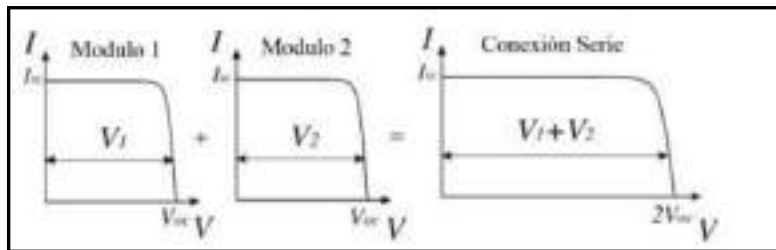


Figura 2-33. Curva I-V compuesta por celdas idénticas conectadas en serie bajo una misma radiación.

Fuente: "Photovoltaic Sources" (Di Piazza & Vitale, 2013).

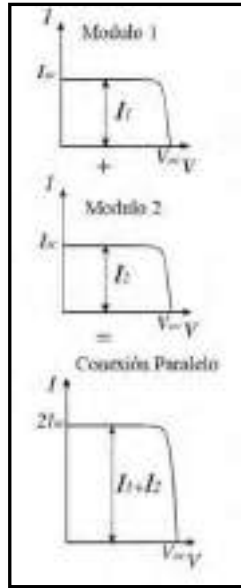


Figura 2-34. Curva I-V compuesta por celdas idénticas conectadas en paralelo bajo una misma radiación.

Fuente: “Photovoltaic Sources” (Di Piazza & Vitale, 2013).

Al interconectarse celdas para formar un panel fotovoltaico, la suma en serie de celdas da como resultado la suma del voltaje de circuito abierto de cada uno de ellos, mientras que las conexiones en paralelo, da como resultado la suma de las corrientes de cada una de las celdas.

Bajo condiciones no uniformes de irradiación, la curva I-V general de módulo fotovoltaico presenta distorsión, como se aprecia en la siguiente figura. Esta distorsión es por la ocurrencia de máximos locales, mientras que, por la conexión en serie, la corriente está limitada por la corriente más baja, en consecuencia, esta celda determina la corriente máxima que fluye a través del módulo.

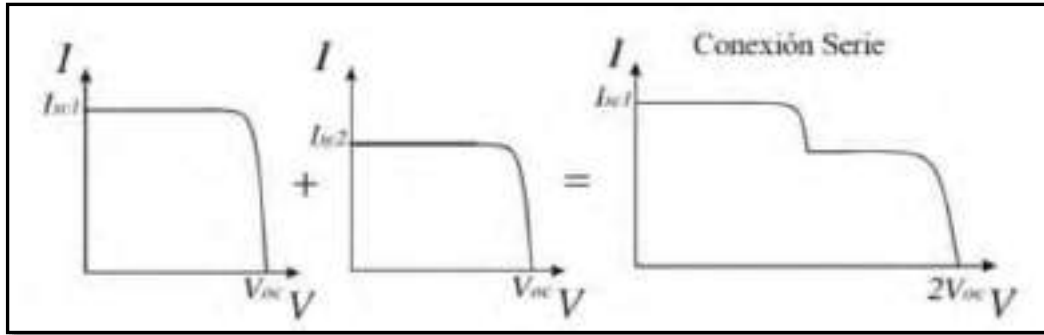


Figura 2-35. Curva I-V compuesta por celdas idénticas conectadas en serie bajo distinta irradiación.

Fuente: “Photovoltaic Sources” (Di Piazza & Vitale, 2013).

En la siguiente figura, se muestra el comportamiento de la curva I-V entre paneles fotovoltaicos con sombras parcialmente, con punto caliente y un panel con una irradiación uniforme, en consecuencia, analizando el comportamiento de la curva I-V es posible detectar puntos calientes en paneles fotovoltaicos.

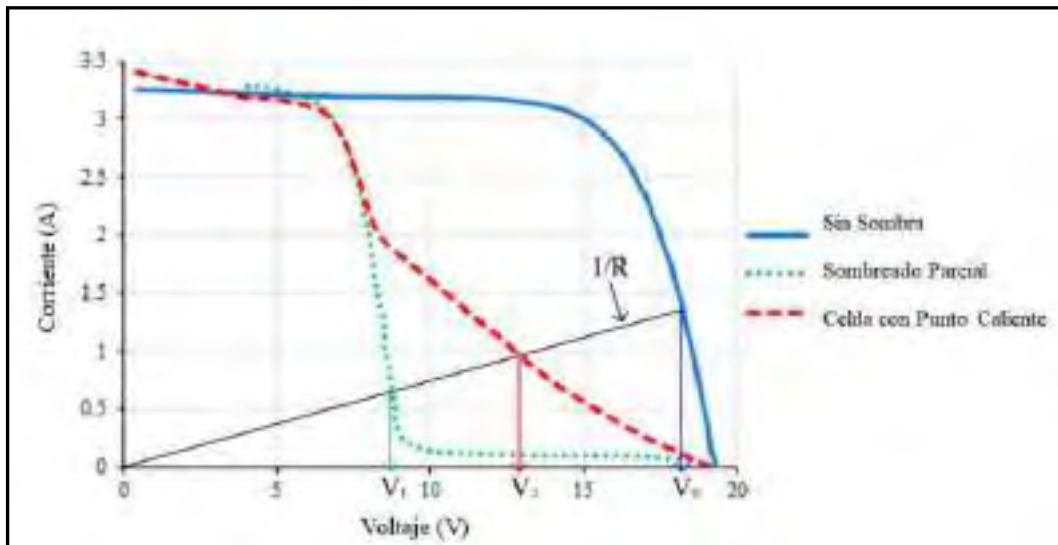


Figura 2-36. Curva I-V bajo efectos de condiciones anormales de irradiancia, sin sombra, sombreado parcial y hot spot (punto caliente).

Fuente: “Voltage-based hot-spot detection method for PV string using projector” (Yadong, Kazutaka, Kudoh, Keishin, & Qiang, 2017).

Si el panel fotovoltaico está conectado a una carga constante, la tensión en el módulo irá disminuyendo debido a la menor corriente generada, sin embargo, dado que las demás celdas sin

sombra están obligadas a producir altos voltajes, actúan como fuentes de polarización inversa en las celdas sombreadas, por lo tanto, estas celdas no generan energía, pero comienzan a disipar potencia y se calientan, dando origen a los puntos calientes.

2.9.2. Por medio de termografía

La termografía es una técnica de inspección no invasiva, cuyo objeto de estudio, es el espectro de radiación infrarroja a través de la obtención de imágenes térmicas o termogramas superficiales de los cuerpos u objetos a analizar. Básicamente, corresponde a una técnica que posibilita la medición de temperaturas aludidas a un cuerpo, sin necesidad de contacto físico, empleando para ello una *Cámara Termográfica*.

La detección de puntos calientes en paneles fotovoltaicos, mediante técnicas de termografía se basa en visualización directa, por medio de una imagen termográfica, las variaciones de temperaturas en un panel fotovoltaico es un posible indicativo de punto caliente.

Al ser este un método directo, se tiene un especial cuidado en el análisis de las imágenes termográficas, puesto que las inspecciones con técnicas termográficas deben realizarse en días secos y sin nubes, con radiación solar intensa y constante, es decir cuando el panel solar está generando su máxima potencia, de esta forma las células dañadas se destacan de forma más caliente que las otras en la imagen infrarroja.

Esta metodología debe ser complementada con exámenes adicionales, como la inspección visual, una medición de curvas características o de electroluminiscencia, para localizar la supuesta causa del fallo.

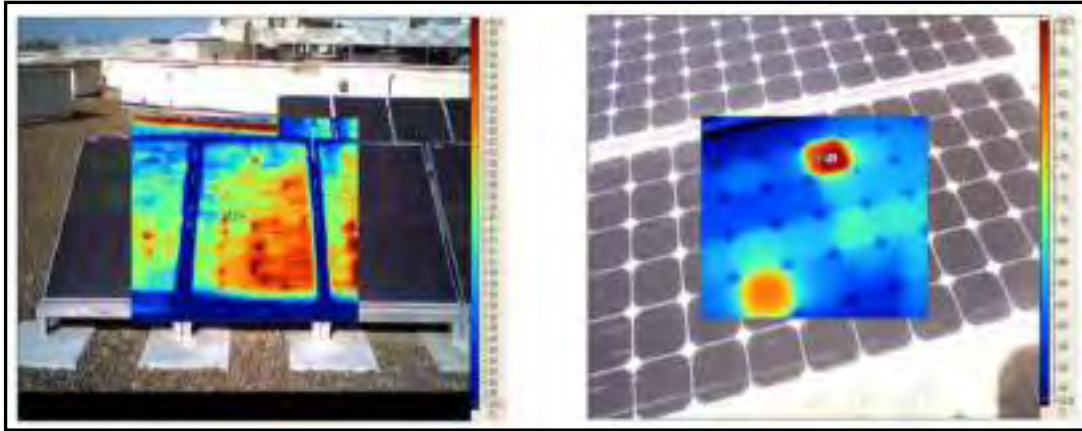


Figura 2-37. Paneles fotovoltaicos que presentan múltiples puntos y zonas calientes.

Fuente: “Utilización de la termografía en el mantenimiento de plantas fotovoltaicas” (Poyato).

2.9.3. Por medio de inspección visual

Este método es realizado por una o varias personas, ya que algunas de las fallas típicas como: rotura de vidrio, degradación de laminado, entre otros, en los paneles fotovoltaicos pueden ser apreciables visualmente. Este es el método más rápido para identificar estos defectos y fallas a simple vista, la desventaja de este método es que visualmente no se puede apreciar fallas como: micro-roturas de células y puntos calientes que pueda tener un módulo fotovoltaico.

2.9.4. Por medio de electroluminiscencia

El método de electroluminiscencia es un procedimiento óptico para la evaluación cualitativa de fallas en módulos fotovoltaicos y es el método más efectivo para encontrar roturas y micro-roturas y que frecuentemente no son visibles a simple vista durante la inspección de la planta pero económicamente es más caro y lleva más tiempo para la detección de fallas debido a que las imágenes por electroluminiscencia se realizan habitualmente de noche debido a que la cantidad de radiación de infrarrojo emitida por el módulo solar es baja comparada con la radiación emitida por la iluminación de fondo.

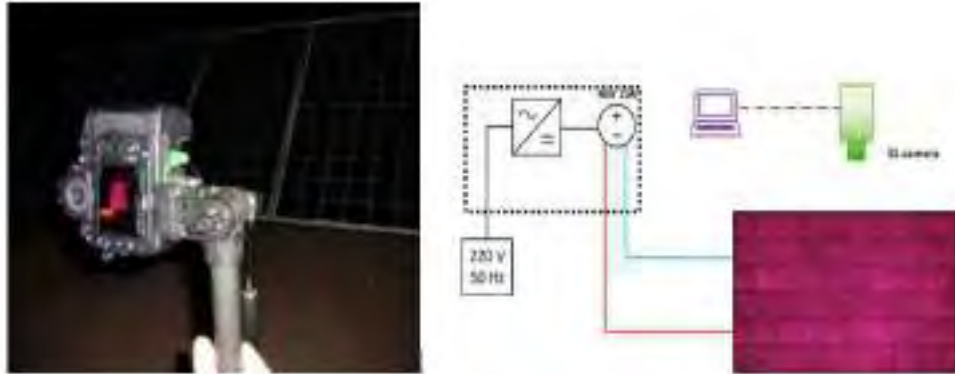


Figura 2-38. Medición con un equipo de electroluminiscencia y esquema de funcionamiento.

Fuente: <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/08/03200017/Guia-OPERACION-MANTENIMIENTO-FOTOVOLTAICO.pdf>

2.10. PROCESAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES

El procesamiento digital de imágenes ha sido y es parte del sistema visual del ser humano, es uno de los mecanismos más poderosos que existen. Este sistema es capaz de detectar, analizar y almacenar patrones, imágenes y colores en un rango limitado de imagen y colores.

La visión es el sentido más empleado por la especie humana y por lo mismo continuamente se olvida su importancia. A lo largo de la historia la humanidad ha ido evolucionando respecto al análisis de imágenes, aunque los seres humanos estemos limitados a la banda visible del espectro electromagnético (EM). Hoy en día las máquinas usan softwares especializados en la computadora, pueden percibir casi el espectro completo desde los rayos gamma, a las ondas de radio. En general, el procesamiento digital de imágenes consiste en alterar la información visual para obtener mejores resultados o para separar algunas características particulares de las imágenes.

Entonces podemos concluir que el impacto del procesamiento digital de imágenes ha sido enorme y afecta a áreas tales como la medicina, telecomunicaciones, control de procesos industriales y al entretenimiento.

- ❖ **Procesos de Nivel Bajo:** Utilizan operaciones como el preprocesamiento de imágenes para disminuir el ruido, corregir el contraste y aplicar filtros. Se caracterizan porque sus entradas son imágenes al igual que sus salidas.
- ❖ **Procesos de Nivel Medio:** Realizan operaciones de segmentación y clasificación de objetos individuales. Se caracterizan porque generalmente sus entradas son imágenes, pero sus salidas son resultados como contornos, bordes, identidad de objetos individuales.
- ❖ **Procesos de Nivel Alto:** Este proceso involucra conseguir algún significado de un conjunto de objetos reconocidos, análisis de imágenes y finalmente realizar las funciones cognitivas asociadas con la vista.

2.10.1. Imagen digital

Se define como imagen a toda representación visual de un objeto que puede realizarse a través de diversas técnicas o procedimientos, como la pintura, fotografía o video. Una imagen digital es aquella representación bidimensional $f(x,y)$ donde “x” e “y” son las coordenadas de un plano que contiene todos los puntos de la misma y $f(x,y)$ es la amplitud en el punto (x,y) a la cual se le llama “intensidad” o “nivel de gris” de la imagen en este punto. Cuando las coordenadas “x” e “y” así como los valores de intensidad sean discretos y finitos se denomina una “imagen digital”.

La imagen digital está compuesta de un número finito de elementos y cada uno tiene un lugar y un valor específico, llamado pixel.

Uno de los parámetros más importantes de la imagen digital es su resolución, que expresa la cantidad de pixeles que forman una imagen, la calidad de una imagen depende directamente de su resolución.

La imagen digital se clasifica de dos formas: Imágenes vectoriales y matriciales.

- ❖ Imagen vectorial: son aquellas imágenes que están compuestas por figuras geométricas simples, polígonos o segmentos de distinta tipología.



Figura 2-39. Imagen vectorial.

Fuente: Wikipedia.

- ❖ Imagen matricial: son aquellas que se forman a partir de pequeños cuadrados que reciben el nombre de píxeles. También son conocidos como imágenes de mapa de bits y son utilizados dentro de la fotografía y cine debido a que poseen una gran calidad y ofrecen una gran variedad de tonalidades de color.



Figura 2-40. Imagen matricial.

Fuente: Wikipedia.

2.10.2. Modelos de colores

Un modelo de color establece un conjunto de colores primarios a partir de los que, mediante mezclas, se pueden obtener otros colores hasta cubrir todo el espectro visible.

- ❖ **Modelo de color RGB**

Este modelo se representa por la combinación de los colores: rojo, verde y azul, es uno de los más utilizados por los sistemas informáticos para crear y reproducir los colores en monitores y pantallas. También es conocido como el modelo aditivo debido a que es posible representar un color mediante la mezcla por adición de los tres colores ya mencionados. Su principal problema

de este modelo es que, por sí solo, no ofrece una definición, es decir distintos modelos RGB pueden emplear distintas tonalidades de rojo, verde y azul. Por lo que los colores resultantes de la síntesis aditiva también variarían de acuerdo al modelo RGB empleado.

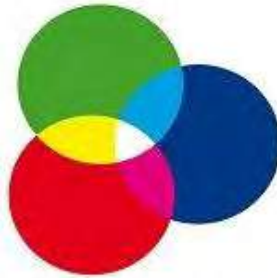


Figura 2-41. Modelo RGB.

Fuente: Wikipedia.

❖ **Modelo de color HSV y HSL**

Estos modelos incluyen dos parámetros adicionales al matiz o croma para obtener el color, que son la saturación (en ambos) y el valor (en HSV) o la luminosidad o tono (en HSL). De ahí sus siglas HSL (H-matiz, S-saturación, L-luminosidad/tono) y HSV (H-matiz, S-saturación, V-valor/brillo).

La diferencia entre estos dos modelos es que en HSV la saturación va del color puro al blanco, el tono va desde el negro al color y en el caso de HSL la saturación va del color puro al gris medio, el tono va desde el negro al blanco. De ahí es que HSL es comúnmente utilizado en fotografía.



Figura 2-42. Modelo HSV.

Fuente: Wikipedia.

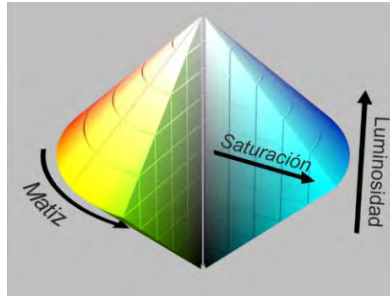


Figura 2-43. Modelo HSL.

Fuente: Wikipedia.

❖ Modelo de color CMYK

Este modelo es conocido como modelo sustractivo y es utilizado en impresión a partir de pigmentos de tres colores básicos: Y-amarillo, C-cian y M-magenta. La K viene del negro, la combinación de los tres colores anteriores produce un negro poco puro, de ahí que se añade un pigmento negro puro al modelo. Es lo contrario a RGB, donde el negro es la usencia de luz, en CMYK el blanco se representa como ausencia de pigmentos.

Los colores intermedios se producen a partir de la mezcla de distintas proporciones de los pigmentos base.

La relación que existe entre los modelos RGB y CMYK es que con la mezcla de cada uno de los colores básicos de un modelo obtenemos los primarios del otro.

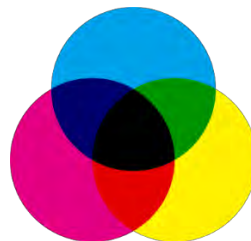


Figura 2-44. Modelo CMYK.

Fuente: Wikipedia.

2.11. TERMOGRÁFIA

Termografía según la ISO 18434-1 se define como mapa térmico o imagen de un blanco donde los tonos grises o tonalidades de color representan la distribución de infrarrojos, energía térmica radiante sobre la superficie del blanco.

La termografía consiste en la detección de las temperaturas de un cuerpo u objeto que emite calor, gracias a la detección de la longitud de onda infrarroja que emite un determinado cuerpo y que no es visible para el ojo humano, estos patrones de calor pueden ser detectados y hacerse visibles.

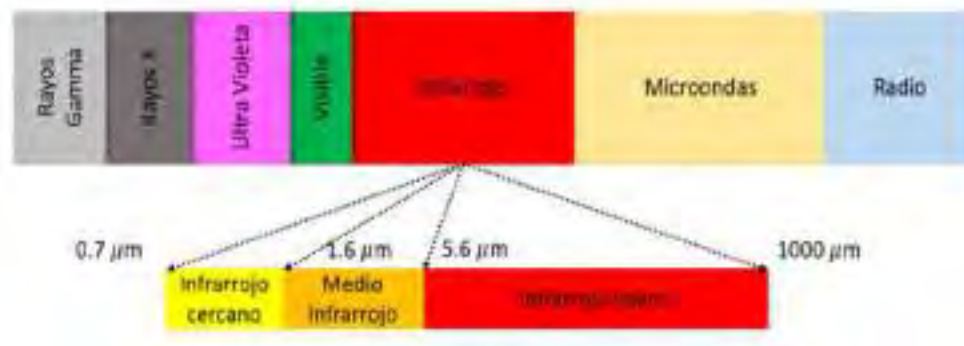


Figura 2-45. Espectro electromagnético.

Fuente: Universidad Autónoma de Queretaro.

2.11.1. Cámara termográfica

También llamada cámara térmica, es un equipo electrónico capaz de medir la temperatura de un objeto o de un cuerpo sin necesidad de contacto. Las cámaras termográficas detectan la energía infrarroja emitida o reflejada por todos los materiales y convierten el factor de energía en una lectura de temperatura o termograma; un termograma es la imagen térmica del objeto que está emitiendo.

Mediante la cámara termográfica se puede llevar a cabo inspecciones de instalaciones y maquinas, así como, tareas de seguridad, principalmente para detectar incidentes que requieren toma de

decisiones en tiempo real y acciones inmediatas. El funcionamiento de las cámaras termográficas esta estrictamente ligada a la termografía.

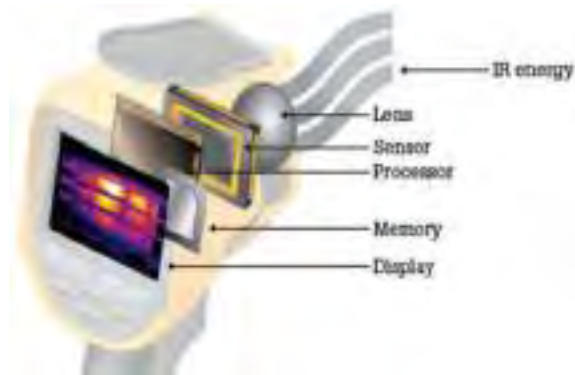


Figura 2-46. Componentes principales de una cámara termográfica.

Fuente: <https://www.fluke.com/es-pe/informacion/blog/captura-de-imagenes-termograficas/como-funcionan-las-cameras-infrarrojas>

2.11.2. Tipos de cámaras termográficas

De acuerdo a las longitudes de onda

Onda corta: Se encuentra de 0.8 a 2.5 μm .

Onda media: Se encuentra de 2.5 a 5.5 μm .

Onda larga: Se encuentra de 7.5 a 14 μm .

De acuerdo a la tecnología empleada en su fabricación

Refrigeradas: Se trata de equipos que tienen un sensor generador de imágenes de radiación térmica que se encuentra en una unidad sellada al vacío y está integrado a un refrigerador que opera a temperaturas muy bajas, este proceso es conocido como enfriamiento criogénico.

Estos equipos tienen un alto costo de fabricación, consumo de energía y mantenimiento, pero permiten tener niveles de sensibilidad muy altos, debido al contraste entre la baja temperatura del sensor y la temperatura ambiente de la escena en cuestión.

No refrigeradas: Estos equipos usan un sensor microbolómetro que no requiere enfriamiento, fabricado con óxido de vanadio, estos son mucho más fáciles de fabricar y su costo es menor, pero

no tienen la misma sensibilidad térmica que los equipos refrigerados, por lo que no son prácticos para usos en largas distancias.

De acuerdo a su modo de operación

Pasivas: Este tipo de cámaras térmicas captan la radiación de calor sin necesidad de agregar un elemento adicional para captar la radiación. Estos equipos son los más usados en múltiples escenarios de aplicaciones.

Activas: Emplean un equipo reflector que puede estar integrado o no a la cámara. Es decir, que puede estar en otro sitio. Pero, en el rango de cobertura de la cámara, este reflector ilumina o irradia el objeto captado por la cámara y por medio del sensor genera la imagen térmica con mayor nivel de sensibilidad.

2.11.3. Cámara radiométrica

Al igual que la cámara termográfica realiza lecturas a distancia de la radiación infrarroja emitida por los cuerpos que se encuentran en sus rangos de visión, para luego ser convertidas en un termograma (imagen termal). Este tipo de cámara posee la capacidad de medir la temperatura de cada pixel en la imagen y de personalizar diversos parámetros para cada cuerpo en la escena, obteniendo una medición precisa de la temperatura, pixel por pixel.



Figura 2-47. Cámara radiométrica.

Fuente: <https://grupoacre.pe/camaras-para-drones-radiometricas/>

CAPÍTULO III

ADQUISICIÓN Y PROCESAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES

3.1. PROCEDIMIENTO PARA LA ADQUISICIÓN DE IMÁGENES TERMOGRÁFICAS

Materiales requeridos.

- Cámara termográfica.
- Medidor de radiación solar.
- Equipos de protección personal (EPPs).
- 1 computadora.

Para la adquisición de imágenes termográficas es necesario tomar en cuenta las siguientes condiciones:

1. Recomendaciones para el uso de la cámara termográfica para la adquisición de imágenes.
2. Condiciones meteorológicas.
3. Determinación de las horas óptimas.
4. Cálculo de cantidad de personal.
5. Análisis de los recursos necesarios.

3.1.1. Recomendaciones para el uso de la cámara termográfica para la adquisición de imágenes

La orientación que debe tener la lente de la cámara influirá para la toma de imágenes infrarrojas de los paneles solares fotovoltaicos.

- En base a lo recomendado por los fabricantes, la inclinación de la cámara con respecto al plano de los paneles solares deberá estar en los rangos de 60° a 90° , en caso de que la orientación este fuera del rango recomendado, la cámara capturará imágenes distorsionadas que pueden entregar información inexacta y que dificulten o limiten el procesamiento digital de imágenes para la detección de puntos calientes.
- La cámara que se utilizará en la futura planta será una que tenga un display (monitor) con ángulo de giro de 180° . Ya que el personal encargado de tomar imágenes con una orientación directa, en muchas ocasiones tomen imágenes distorsionadas por su limitada visión en el display de la cámara termográfica, como se aprecia en la Figura 3-1.



Figura 3-1. Orientación para medición de un módulo fotovoltaico.

Fuente: www.testo.com/ Guía práctica termografía para instalaciones fotovoltaicas.

- En base a lo recomendado por expertos de operación y mantenimiento de centrales fotovoltaicas la resolución de la cámara termográfica tiene que ser mínima de 320×240 pixeles, para poder tener buenas imágenes y ayude al procesamiento digital de imágenes (García Garrido, 2020).
- La toma de imágenes solo se realizará de la parte superior del panel fotovoltaico.
- Considerando el tipo de montaje de los paneles solares fotovoltaicos para la futura planta, éstos estarán a una altura de 1.40 metros desde el piso al punto central del panel solar

fotovoltaico, de esta manera no se va a requerir ningún equipo adicional o movilidad (tractor, manlift, etc) para la toma de las imágenes.

- Una imagen termográfica deberá contener 2x2 paneles fotovoltaicos de un arreglo, en total 4 paneles fotovoltaicos. Esto se determinó por el tipo de arreglo de la futura planta, los arreglos de los módulos solares fotovoltaicos serán de 20 paneles en 2 hileras cada uno de 10 paneles, como se muestra en la Figura 3-7.

3.1.2. Condiciones meteorológicas

- La adquisición de imágenes termográficas se realizará cuando el cielo esté totalmente despejado.
- Durante la adquisición de imágenes infrarrojas la irradiancia solar en Indiana tiene que ser como mínimo 350 W/m². El valor de 350 W/m² se obtuvo mediante pruebas realizadas de toma de imágenes infrarrojas de los paneles fotovoltaicos a distintos niveles de irradiancia, al momento de la toma de imágenes se obtuvo el nivel de irradiancia de la página <https://www.tutiempo.net/radiacion-solar/iqitos.html> que entregó como irradiancia solar de cada hora. En la Tabla 3-1 se muestra los resultados de las pruebas realizadas.

Prueba	Hora	Irradiancia solar	Visualización de puntos calientes
1	07:00	115 W/m ²	No
2	08:00	290 W/m ²	No
3	09:00	350 W/m ²	Si
4	10:00	449 W/m ²	Si
5	11:00	470 W/m ²	Si
6	12:00	524 W/m ²	Si

Tabla 3-1. Cuadro de nivel de irradiancia solar para visualizar puntos calientes.

Fuente: Elaboración propia.

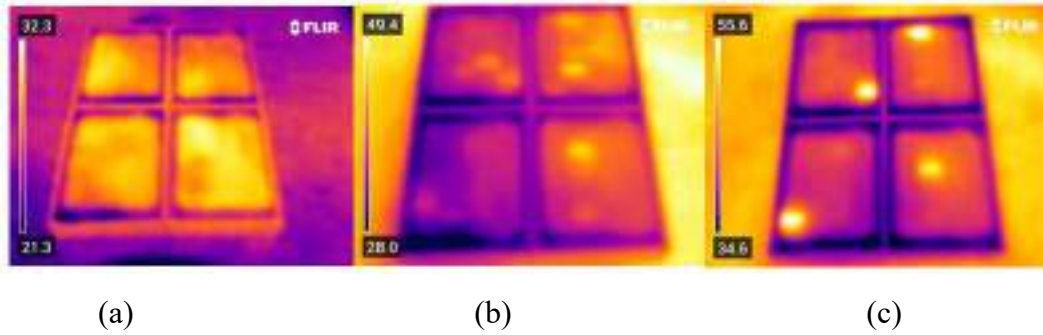


Figura 3-2. a) Imagen sin puntos calientes, b) Imagen con puntos calientes no tan notables y c) Imagen con puntos calientes notables.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 3-2 a) se muestra una imagen sin puntos calientes a una irradiancia de 115 W/m², Figura 3-2 b) se muestra una imagen con puntos calientes no tan notables a una irradiancia de 290 W/m² y en la Figura 3-2 c) se muestra una imagen con puntos calientes notables a una irradiancia de 350 W/m².

3.1.3. Determinación de las horas óptimas

- Para determinar las horas óptimas por día para la toma de imágenes, se realizó un análisis de la irradiancia solar de todo el año 2015 en la zona donde se ubicará la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana información recogida de la base de datos libre de la página Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).
- En el análisis realizado para definir las horas de alta probabilidad de que la irradiancia solar sea como mínimo 350 W/m² se muestra en barras amarillas y la irradiancia menor a 350W/m² se muestra en barras azules. En la Figura 3-3 se ve que las barras amarillas son entre las 10:00 hasta las 15:00 horas, en la Figura 3-4 las barras amarillas son entre las 10:00 hasta las 14:00 horas, en la Figura 3-5 las barras amarillas son entre las 9:00 hasta las 14:00 horas, por lo que en todas las figuras mencionadas se tiene de 4 a 5 horas al día para tomar imágenes, solo en la Figura 3-6 las barras amarillas son entre las 10:00 hasta las 13:00 horas, por lo que se tiene 3 horas al día para tomar imágenes.

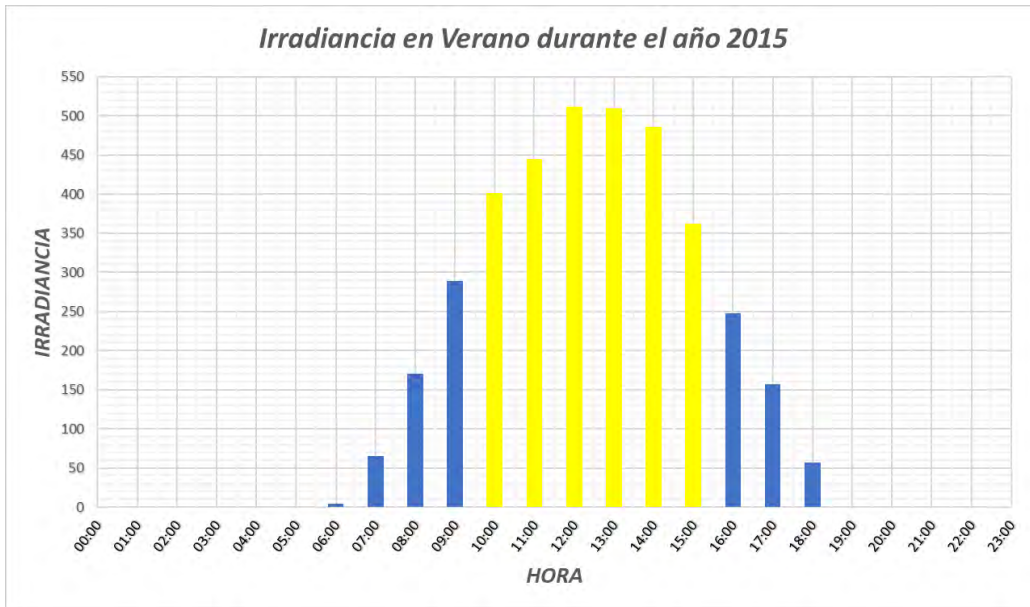


Figura 3-3. Irradiancia solar durante el verano del año 2015 en el poblado de Indiana.

Fuente: Elaboración propia.

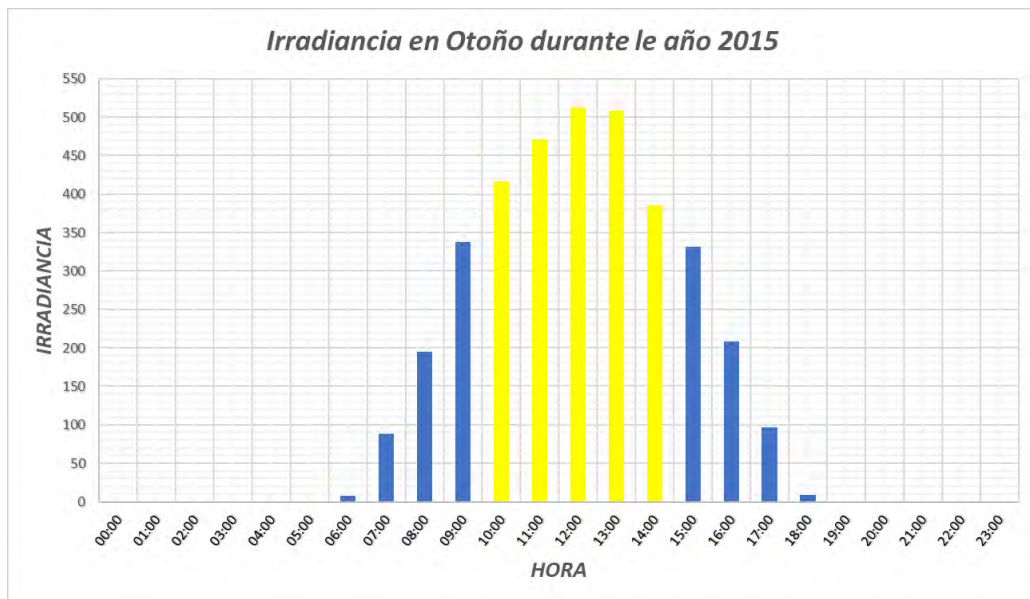


Figura 3-4. Irradiancia solar durante el otoño del año 2015 en el poblado de Indiana.

Fuente: Elaboración propia.

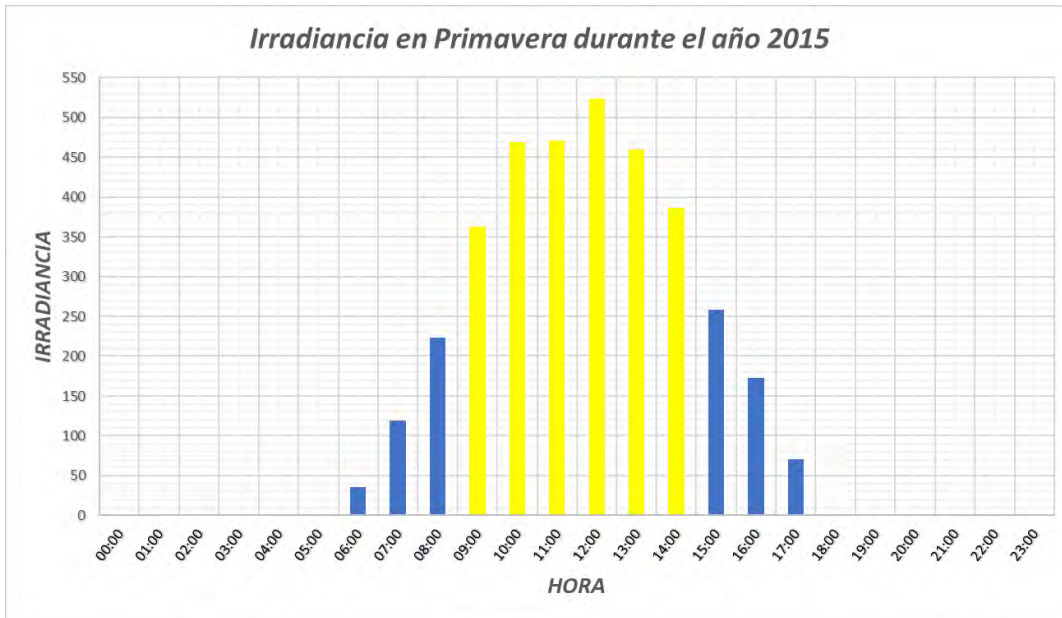


Figura 3-5. Irradiancia solar durante la primavera del año 2015 en el poblado de Indiana.

Fuente: Elaboración propia.

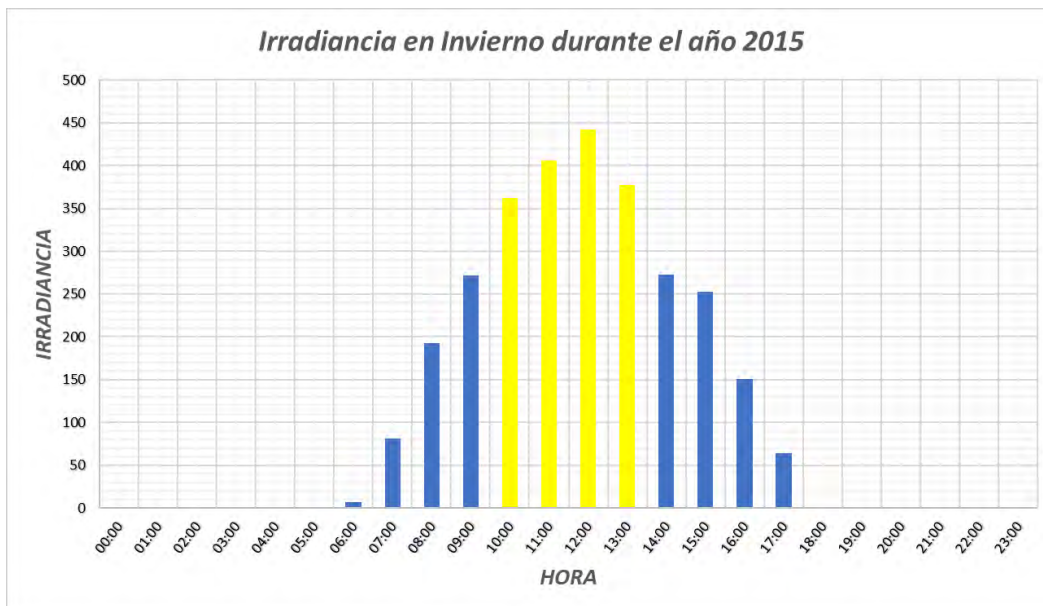


Figura 3-6. Irradiancia solar durante el invierno del año 2015 en el poblado de Indiana.

Fuente: Elaboración propia.

- Es importante mencionar que las horas óptimas para la adquisición de imágenes tienen como principal propósito, calcular la cantidad de personas y número de cámaras infrarrojas

necesarias para cumplir con el plan de mantenimiento de la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana.

3.1.4. Cálculo de cantidad de personal

Los criterios que se tienen que considerar para determinar la cantidad de personal son:

- El número de paneles solares.
- Las horas por días óptimas para la adquisición de imágenes.
- El número de cámaras termográficas y principalmente el rendimiento que debe tener el personal.

En la Figura 3-7 se muestra que un arreglo en la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana estará formado por 20 paneles solares, entonces para tomar todo 1 arreglo se requiere 5 imágenes de 4 paneles, lo que demorará 5×2 minutos más 2 minutos en el desplazamiento al siguiente arreglo, haciendo un tiempo de $10 + 2 = 12$ minutos para tomar imágenes infrarrojas de todo un arreglo.

Un sistema solar estará compuesto de 24 arreglos, así que para tomar imágenes infrarrojas de todo un sistema solar se requiere 24×12 minutos más otros 4 minutos para desplazarse al siguiente sistema solar, requiriendo un total de $288 + 4 = 292$ minutos o 5 horas para tomar imágenes termográficas de todo un sistema solar.

La futura Planta Solar Indiana estará compuesta por 9 sistemas solares, requiriendo un tiempo total de $9 \times 292 = 2628$ minutos o 44 horas.

Según las condiciones definidas en el presente procedimiento, una imagen infrarroja debe tener 4 paneles solares, tomadas con un ángulo de inclinación de la cámara entre 60° y 90° con respecto al plano de los paneles solares, según estimaciones esta imagen se puede lograr en 2 minutos, incluido el desplazamiento para tomar la siguiente imagen.

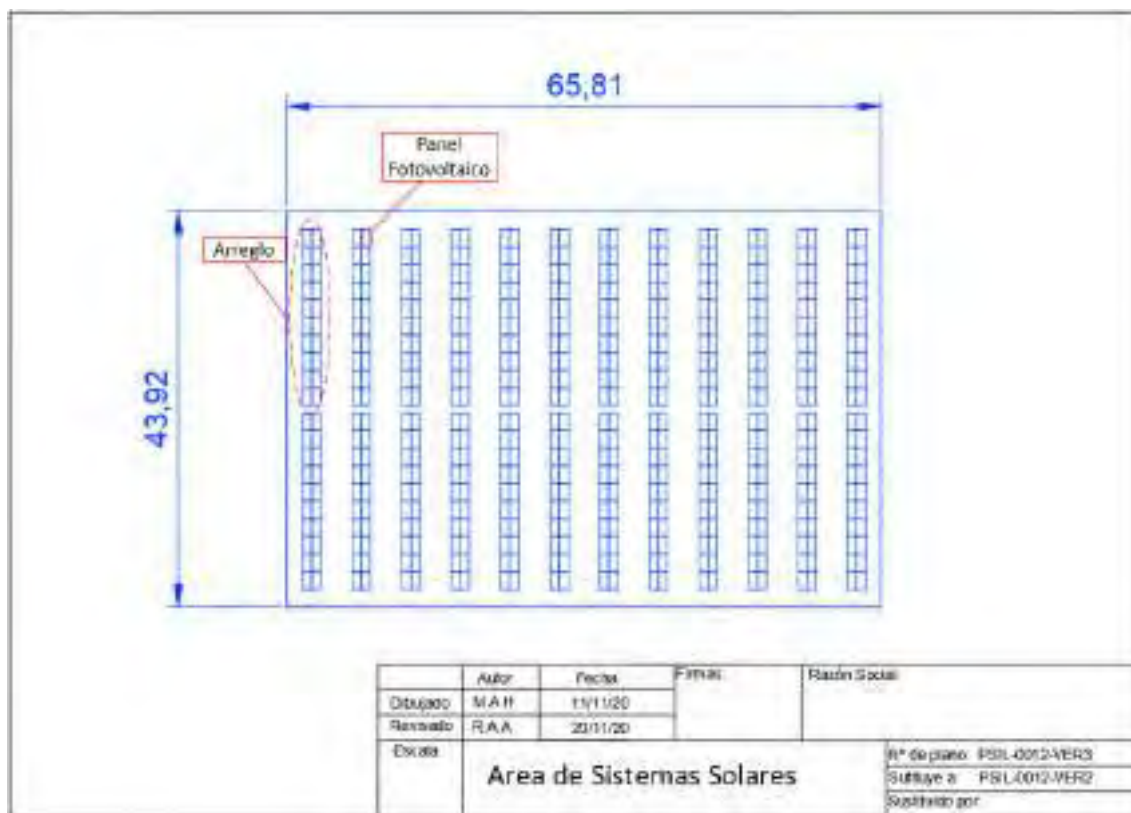


Figura 3-7. Plano del área del sistema solar de la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana.

Fuente: Elaboración propia.

3.1.5. Análisis de los recursos necesarios

Cumpliendo las condiciones definidas en el presente procedimiento se consideró los siguientes recursos para la toma de imágenes:

- Número de horas-hombre: 5 H-H/d si solo trabaja una persona
- Cantidad de cámaras termográficas: va a depender de la cantidad de personas que realicen la toma de imágenes como se muestra en la Tabla 3-2
- Número de computadora: 1 computadora
- Número de horas disponibles para la toma de imágenes infrarrojas: 5 horas por día.
- Número de paneles solares fotovoltaicos de la futura Planta: 4320 paneles.

Número de personas	Plazo para la toma de imágenes en horas	Plazo para la toma de imágenes en días	Número de cámaras termográficas
1 persona	44 horas	9 días	1 cámara
2 personas	22 horas	4 días	2 cámaras
3 personas	14.67 horas	3 días	3 cámaras
4 personas	11 horas	2 días	4 cámaras

Tabla 3-2. Cuadro de cálculo de recursos necesarios.

Fuente: Elaboración propia.

Considerando que, si solo trabaja una persona para tomar imágenes infrarrojas se tiene máximo 9 días, para la adquisición de imágenes se tiene 5 horas por día y para el procesamiento digital de imágenes se tiene el resto de horas de la tarde de los 9 días y en 1 día se tiene que entregar la presentación de los resultados de la detección de puntos calientes.

3.2. PROCESAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES

3.2.1. Diagrama de flujo

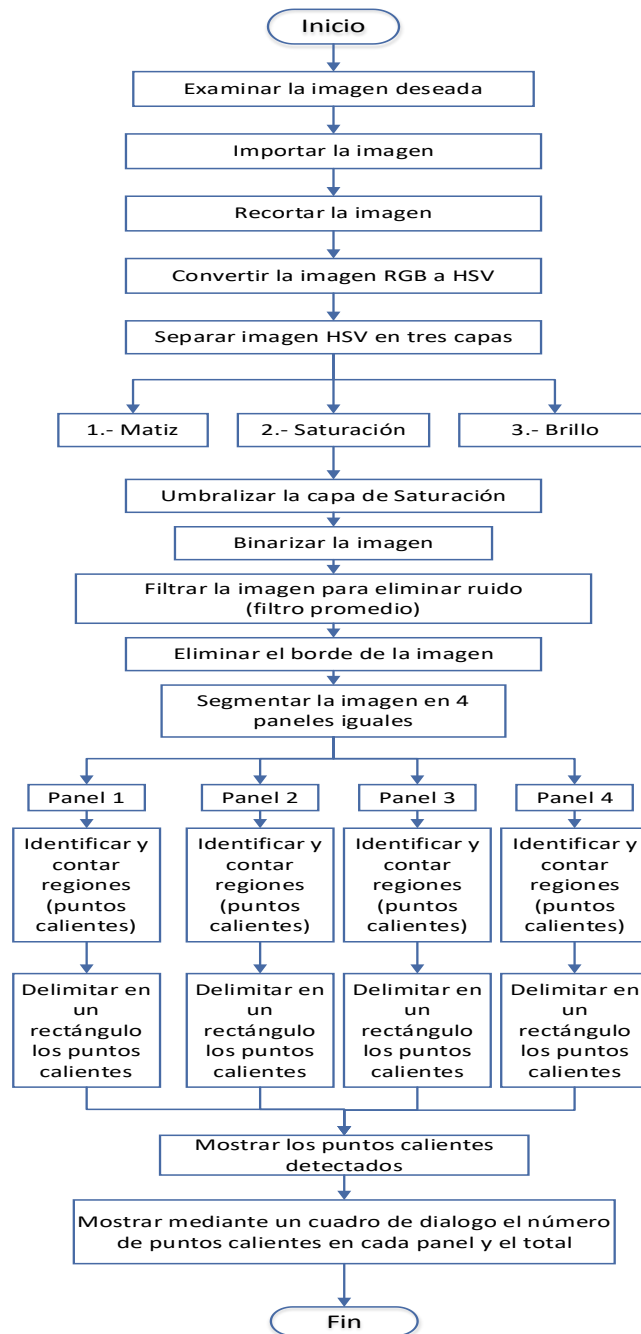


Figura 3-8. Diagrama de flujo del algoritmo.

Fuente: Elaboración propia.

3.2.2. Pre-procesamiento de imágenes

- a) **Importar la imagen a Matlab:** Las imágenes tomadas con la cámara termográfica FLIR se encuentran en formato JPG por lo que se debe de utilizar la función adecuada para la exportación al software de procesamiento.
- b) **Función “uigetfile”:** Esta función de Matlab permite abrir un archivo y obtener su nombre y dirección. Con esta función se puede abrir cualquier archivo o ejecutar cualquier programa.
- c) **Función “imread”:** Esta función de Matlab permite leer datos de imagen de un archivo específico; en este caso leerá las imágenes tomadas con la cámara termográfica que tienen la extensión JPG.

3.2.3. Separación de capas del modelo de color HSV

Para este tipo de imágenes termográficas no se eligió el espacio de color RGB porque este modelo no muestra la imagen en escala de grises por lo que no se puede realizar la binarización, si bien la imagen se puede convertir de RGB a escala de grises, en ese proceso de conversión se pierde información y hace que la nueva imagen limite la detección de puntos calientes.

Por lo tanto, se convirtió la imagen original del espacio de color RGB al espacio de color HSV y a su vez se realizó la separación de capas que se encuentran en dos dimensiones.

- a) **Capa H:** Llamado tono, matiz o tonalidad, hace referencia al valor de la clase de color. Normalmente, los valores típicos para el matiz pueden ir del rango de 0° a 360° en el círculo cromático, el color negro y blanco no aparecen en este círculo, porque son monocromáticos, ya que no los percibimos como colores.
- b) **Capa S:** La saturación representa la pureza e intensidad de un color, es un parámetro que va de 0 a 1 o de 0 a 100, donde el valor de $S=1$ es la saturación pura (color puro) y los valores de

S decrecientes tienden hacia la escala de grises ($S=0$). En consecuencia, representa la gama de grises desde el blanco hasta el negro.

c) Capa V: Representa el brillo de los colores, corresponde a la apreciación de claridad y oscuridad, es un parámetro que normalmente toma valores en el rango de 0 a 1 o de 0 a 100, cuando el valor de $V=1$ el color se percibe blanco y cuando $V=0$ el color es negro.

Cuando se quiere representar una imagen en el espacio de color HSV, es importante determinar cómo influyen los componentes de color, en este caso para imágenes termográficas.

Así, el sistema HSV viene definido por:

$$h_{HSV} = \begin{cases} \frac{g - b}{\max(r, g, b) - \min(r, g, b)} & \text{si } r = \max(r, g, b) \\ \frac{b - r}{\max(r, g, b) - \min(r, g, b)} & \text{si } g = \max(r, g, b) \\ \frac{r - g}{\max(r, g, b) - \min(r, g, b)} & \text{si } b = \max(r, g, b) \end{cases} \quad (3.1)$$

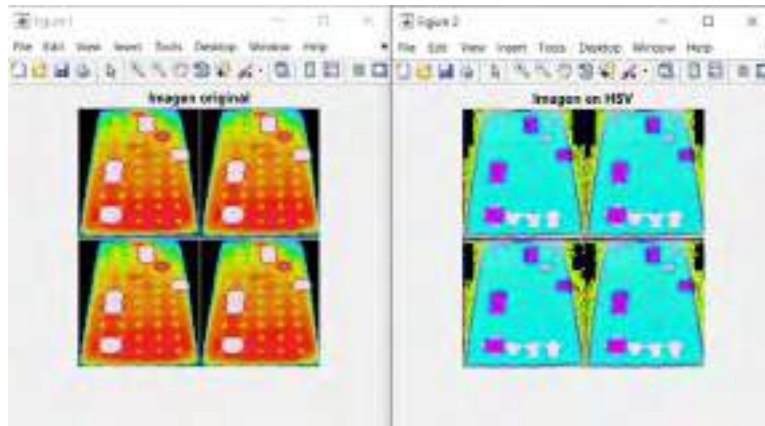
$$s_{HSV} = \frac{\max(r, g, b) - \min(r, g, b)}{\max(r, g, b)} \quad (3.2)$$

$$v_{HSV} = \max(r, g, b) \quad (3.3)$$

Para este proceso, no se eligió la capa H porque esta capa no es monocromático como se muestra en la Figura 3-9 c) y el objetivo para identificar puntos calientes es tener colores blanco y negro, tampoco se eligió la capa V porque para imágenes termográficas tiene el mismo brillo en todo el panel fotovoltaico como se muestra en la Figura 3-9 e) impidiendo detectar los puntos calientes, mientras que con la capa S obtenemos la saturación de la imagen termográfica en forma monocromática, lo cual ayudara a realizar la binarización mediante el método de Otsu.

Código para la separación de capas del espacio de color HSV:

```
[im, direc] = uigetfile('*.jpg'); %primer parámetro es la imagen  
que se ha examinado y el segundo parámetro  
es la extensión  
examinar = strcat(direc, im); %Se tiene que juntar los dos  
parámetros en una sola variable  
I = imread(examinar); %leer la imagen que está dentro de la  
extensión  
G = imcrop(I); %recorta la imagen deseada  
subplot(1,2,1), imshow(G), title('Imagen original')  
b = rgb2hsv(G); %se convierte la imagen rgb a imagen hsv  
H=b(:,:,1); %Matiz, (todas las filas, todas las columnas,  
únicamente la capa 1)  
S=b(:,:,2); %Saturación  
V=b(:,:,3); %Brillo
```



(a)

(b)



(c)

(d)

(e)

Figura 3-9. a) Imagen original, b) Imagen en modelo de color HSV, c) Imagen en la capa H (matiz), d) Imagen en la capa S (saturación), e) Imagen en la capa V (brillo).

Fuente: Elaboración propia.

3.2.4. Segmentación

Los algoritmos de segmentación se basan en propiedades básicas de los valores del nivel de gris.

- Discontinuidad: Los bordes de las regiones son suficientemente diferentes del fondo lo que permite la detección de los mismos basándose en cambios bruscos de nivel de intensidad.
- Similitud: Se divide la imagen basándose en la búsqueda de zonas que tengan valores similares, conforme a unos criterios prefijados.
- Umbralización: Un método básico para diferenciar un objeto del fondo de la imagen es mediante binarización (en realidad se puede considerar una medida de similitud).

3.2.4.1. Umbralización

Un método básico para diferenciar un objeto del fondo de la imagen es mediante la binarización.

Para establecer un umbral es necesario estudiar el histograma, cuando se trata de una imagen en escala de grises, el histograma muestra dos picos: uno corresponde al objeto y el otro al fondo. A través del histograma se obtiene una gráfica donde se muestran el número de píxeles por cada nivel de gris que aparece en la imagen. El resultado final es una imagen binarizada.

La umbralización es una técnica de segmentación simple y eficiente que permite separar los píxeles de una imagen en escala de grises en dos categorías a partir de un valor umbral de intensidad.

3.2.4.2. Umbralización global

Cuando los niveles de intensidad de los objetos y el fondo son suficientemente distintos, es posible segmentar la imagen usando un umbral global aplicable a toda la imagen.

El umbral fijo o global T , es aquel que es único sobre toda la imagen.

$$b(r,c) = \begin{cases} t_0 & \text{si } I(r,c) < T \\ t_1 & \text{si } I(r,c) \geq T \end{cases} \quad (3.4)$$

Donde $b(r,c)$ es la intensidad y t_0 y t_1 son los dos posibles niveles de gris del pixel umbralizado. Cuando el valor $t_0=0$ y el valor $t_1=1$ se dice que la imagen se ha binarizado. Esta estrategia puede resultar muy útil cuando se tiene una iluminación homogénea sobre toda la imagen y un histograma bimodal, como el que se muestra en la Figura 3-10.

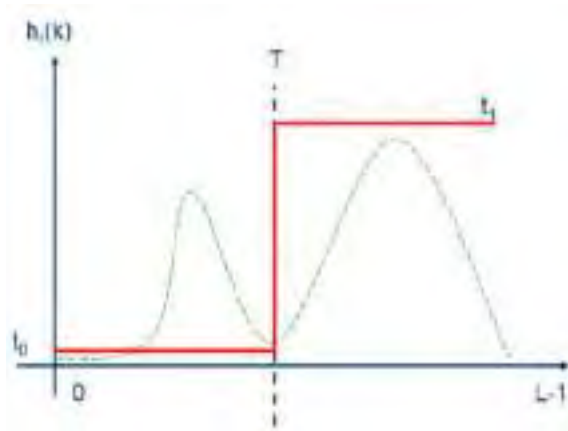


Figura 3-10. Histograma bimodal. T es el valor de intensidad umbral y t_0 y t_1 son los dos posibles niveles de gris de los pixeles de la imagen umbralizada.

Fuente: Técnicas de umbralización para el procesamiento digital de imágenes de GEM-Foils (Triana, Jaramillo, Gutiérrez, & Rodríguez, 2016).

3.2.4.3. Método de Otsu

El método de Otsu, llamado así en honor a Nobuyuki Otsu que lo desarrolló en 1979, utiliza la varianza (en este caso se trata de la dispersión de los niveles de gris). El método de Otsu elige un umbral que minimiza la varianza intraclase de los pixeles en blanco y negro con umbral. El umbral global se puede utilizar para convertir una imagen en escala de grises en una imagen binaria.

El método de Otsu es uno de los más populares en la literatura científica y usada en aplicaciones industriales. Esta técnica se usa cuando existe una diferencia marcada entre el fondo de la imagen y los objetos que se desean extraer. Los principios por el cual se rige este método es la similitud entre los pixeles pertenecientes a un objeto y la diferencia respecto al resto. Por lo tanto, la imagen a analizar debe de contar con un fondo uniforme y con objetos parecidos.

Al aplicar el umbral T , la imagen $f(x,y)$, quedara binarizada, etiquetando con “1” a los pixeles correspondientes al objeto y con “0” aquellos que son del fondo.

$$g(x,y) = \begin{cases} 1 \leftrightarrow f(x,y) > T \\ 0 \leftrightarrow f(x,y) \leq T \end{cases} \quad (3.5)$$

En caso que los objetos sean oscuros respecto al fondo, la asignación de “1” y “0” seria a la inversa:

$$g(x,y) = \begin{cases} 1 \leftrightarrow f(x,y) < T \\ 0 \leftrightarrow f(x,y) \geq T \end{cases} \quad (3.6)$$



Figura 3-11. Ejemplo de umbralización por el método de Otsu.

Fuente: Método de Otsu (Segmentación por umbralización) (López Espejo, s.f.).

Finalmente, por su rapidez y simplicidad, para este trabajo se seleccionó este método de umbralización. La importancia del método de Otsu radica en que es automático, es decir, no necesita supervisión humana ni información previa de la imagen antes de su procesamiento.

El cálculo del umbral por el método de Otsu se realizó aplicando el comando *graythresh* en MATLAB, este calcula un umbral global a partir de la imagen de escala de grises para este caso la capa “S” empleando el método de Otsu.

Para explicar el cálculo de umbral mediante el comando *graythresh*, la imagen digital tiene que ser bidimensional con N pixeles y L posibles niveles, la probabilidad de ocurrencia de nivel de gris “i” en la imagen será:

$$p_i = \frac{f_i}{N} \quad (3.7)$$

Donde f_i es la frecuencia de repetición del nivel de gris, con $i=1, 2, \dots, L$. Cuando se realiza la binarización (umbralización de 2 niveles), los pixeles son divididos en 2 clases: C_1 , con niveles de gris $[1, \dots, t]$ y C_2 , con niveles de gris $[t+1, \dots, L]$, entonces la distribución de probabilidad de niveles de gris para estas clases es:

$$C_1: \frac{p_1}{\omega_1(t)}, \dots, \frac{p_t}{\omega_1(t)} \quad (3.8)$$

$$C_2: \frac{p_{t+1}}{\omega_2(t)}, \frac{p_{t+2}}{\omega_2(t)}, \dots, \frac{p_L}{\omega_2(t)} \quad (3.9)$$

Donde:

$$\omega_1(t) = \sum_{i=1}^t p_i \quad y \quad \omega_2(t) = \sum_{i=t+1}^L p_i \quad (3.10)$$

Para hallar la media para las clases C_1 y C_2 , la formula se define como:

$$\mu_1 = \sum_{i=1}^t \frac{i \cdot p_i}{\omega_1(t)} \quad y \quad \mu_2 = \sum_{i=t+1}^L \frac{i \cdot p_i}{\omega_2(t)} \quad (3.11)$$

Siendo μ_T la intensidad media de toda la imagen, se demuestra que:

$$\omega_1 \cdot \mu_1 + \omega_2 \cdot \mu_2 = \mu_T \quad y \quad \omega_1 + \omega_2 = 1 \quad (3.12)$$

Utilizando el análisis discriminante, Otsu definió la varianza entre clases de una imagen umbralizada como:

$$\sigma_B^2 = \omega_1 \cdot (\mu_1 - \mu_T)^2 + \omega_2 \cdot (\mu_2 - \mu_T)^2 \quad (3.13)$$

Para la binarización (umbralización de 2 niveles), el umbral óptimo t , se determina de tal manera que σ^2_B sea máxima:

$$t^* = \text{Max}\{\sigma^2_B(t)\} \quad (3.14)$$

Donde se debe de cumplir:

$$1 \leq t \leq L \quad (3.15)$$

Para este caso el umbral de la capa "S" $U_S = 0.8431$ es mayor que los umbrales de las otras capas, $U_H = 0.4745$, $U_V = 0.7804$, estos valores se obtuvieron mediante el comando *graythresh* en MATLAB.

Código para la binarización mediante el método de Otsu:

```
umbral = graythresh(S); %se umbraliza la imagen deseada en este
caso la imagen saturada utilizando el método de Otsu
BW = ~im2bw(S,umbral); % se binariza la imagen ya umbralizada
```

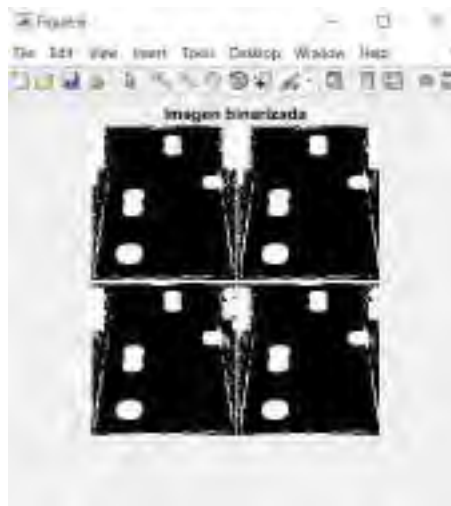


Figura 3-12. Imagen binarizada aplicando umbralización por el método de Otsu.

Fuente: Elaboración propia.

3.2.5. Filtrado de imágenes

3.2.5.1. Filtro pasa bajo

Atenúa las frecuencias altas y mantiene sin variaciones las bajas. El resultado en el dominio espacial es equivalente al de un filtro de suavizado, donde las altas frecuencias que son filtradas corresponden con los cambios fuertes de intensidad. Consigue reducir el ruido suavizando las transiciones existentes.

El objetivo de los filtros pasa bajo es suavizar la imagen; es decir eliminar pequeños detalles antes de la segmentación de un objeto de interés, rellenar pequeños espacios y eliminar ruido. También pueden utilizarse para resaltar la información correspondiente a una determinada escala (tamaño de la matriz de filtrado).

- a) **Filtro de la media:** Asigna al pixel central la media de todos los pixeles incluidos en la ventana. La matriz de filtrado estaría compuesta por unos y el divisor sería el número total de elementos en la matriz.

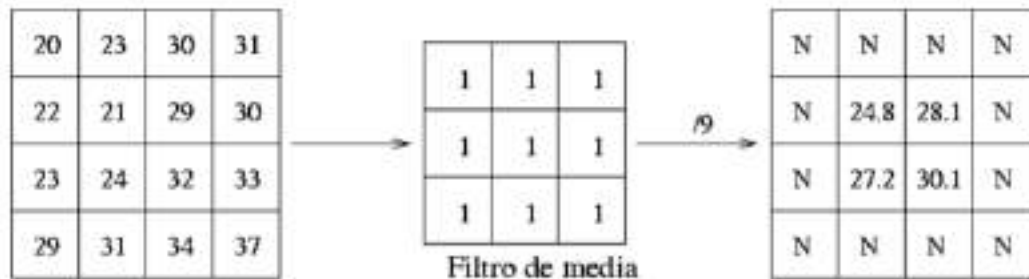


Figura 3-13. Ejemplo de filtro de la media.

Fuente: <https://www.um.es/geograf/sigmur/teledet/tema06.pdf>

- b) **Filtro de la mediana:** Se suele usar para eliminar ruido en la imagen, el filtro de la mediana revisa cada pixel y lo reemplaza por la mediana de los pixeles vecinos. Se calcula ordenando los valores de los pixeles vecinos en orden y seleccionando el que queda en medio, tiene la ventaja de que el valor final del pixel es un valor real presente en la imagen y no un promedio, de este modo se reduce el efecto borroso que tienen las imágenes que han sufrido un filtro de media.

Además, el filtro de la mediana es menos sensible a valores extremos. El inconveniente es que resulta más complejo de calcular ya que hay que ordenar los diferentes valores que aparecen en los pixeles incluidos en la ventana y determinar cuál es el valor central.

Considerando $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$ son datos de una muestra ordenada en orden creciente, la mediana quedaría definida como:

$$M_e = \frac{X_{n+1}}{2} \tag{3.16}$$

Si “n” es impar será M_e , la observación central de los valores, una vez que estos han sido ordenados en orden creciente o decreciente. Si “n” es par será el promedio aritmético de las dos observaciones centrales, esto es:

$$M_e = \frac{\frac{X_n}{2} + \frac{X_{n+1}}{2}}{2} \tag{3.17}$$



Figura 3-14. Ejemplo de filtro de la mediana.

Fuente: <https://slideplayer.es/slide/3421896/>

c) Filtro promedio: Dada una imagen $f(x,y)$ de tamaño $N \times N$, el valor del nivel de gris de la imagen suavizada $g(x,y)$ en el punto (x,y) se obtiene promediando los valores de nivel de gris de los puntos de f contenidos en una cierta vecindad de (x,y) .

$$g(x,y) = \frac{1}{M} \sum_{(n,m) \in S} f(n,m) \tag{3.18}$$

Donde: $x, y = 0, 1, \dots, N-1$. S es el conjunto de coordenadas de los puntos vecinos a (x, y) , incluyendo el propio (x, y) , y M es el número de puntos de la vecindad.

Por ejemplo, imaginemos la subimagen y la máscara siguiente:

		\vdots		
	$(x-1, y-1)$	$(x, y-1)$	$(x+1, y-1)$	
\dots	$(x-1, y)$	(x, y)	$(x+1, y)$	\dots
	$(x-1, y+1)$	$(x, y+1)$	$(x+1, y+1)$	
		\vdots		

$1/9$	$1/9$	$1/9$
$1/9$	$1/9$	$1/9$
$1/9$	$1/9$	$1/9$

Figura 3-15. Ejemplo de filtro promedio.

Fuente: Filtrado de imágenes (González, Wintz, & Addison-Wesley, 1996).

Y que queremos reemplazar el valor de $f(x, y)$ por el promedio de los puntos de una región de tamaño 3×3 centrada en (x, y) , es decir, queremos asignar el valor promedio a $f(x, y)$:

$$g(x, y) = \frac{1}{9} \{f(x-1, y-1) + f(x-1, y) + f(x+1, y-1) + f(x-1, y) + f(x, y) + f(x+1, y) + f(x-1, y-1) + f(x, y+1) + f(x+1, y+1)\} \quad (3.19)$$

Esta operación se puede realizar de forma general centrando la máscara en (x, y) y multiplicando cada punto debajo de la máscara por el correspondiente coeficiente de la máscara y sumando el resultado.

Para filtrar la imagen ya binarizada, se aplicó el comando `fspecial('average', hsize)` en MATLAB que suaviza todas esas características de alta frecuencia que se encuentran en la imagen, que en procesamiento se considera como ruido.

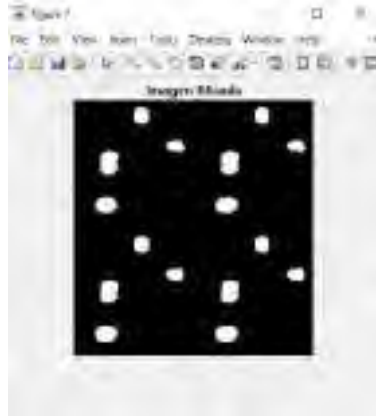


Figura 3-16. Imagen filtrada.

Fuente: Elaboración propia.

3.2.5.2. Filtro pasa alto

Atenúa las frecuencias bajas manteniendo invariables las frecuencias altas. Puesto que las altas frecuencias corresponden en las imágenes a cambios bruscos de densidad, este tipo de filtros es usado, porque entre otras ventajas, ofrece mejoras en la detección de bordes en dominio espacial, ya que estos contienen gran cantidad de dichas frecuencias. Refuerza los contrastes que se encuentran en la imagen.

Intensifica los detalles, bordes y cambios de alta frecuencia, mientras que atenúa las zonas de tonalidad uniforme. Esto permite una mejor identificación posterior de los objetos que se encuentren en la imagen, puesto que el brillo se hace mayor en las zonas con frecuencias más altas, al mismo tiempo que se oscurecen las zonas de frecuencias bajas.

3.2.6. División de la imagen

Para la identificación y etiquetado de puntos calientes en los paneles fotovoltaicos, dividimos la imagen en cuatro partes iguales, y cada parte representa un panel como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$P1 = B(1: R/2,1: C/2) \tag{3.20}$$

$$P2 = B(1: R/2,(C/2+1): C) \tag{3.21}$$

$$\tag{3.22}$$

$$P3 = B(R/2+1: R,1: C/2)$$

$$P4 = B((R/2+1): R,(C/2+1): C) \quad (3.23)$$

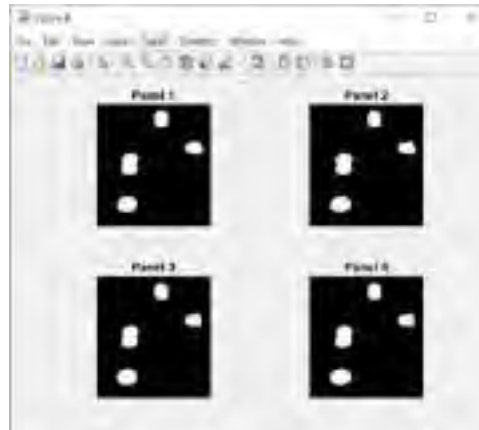


Figura 3-17. Imagen dividida en 4 paneles.

Fuente: Elaboración propia.

3.2.7. Identificación y etiquetado

Cuando se hace una búsqueda de un objeto por color se busca su valor de umbral y una vez encontrado, se modifica cambiándolo a un valor definido. De esta forma aparecen valores homogéneos definidos en la imagen.

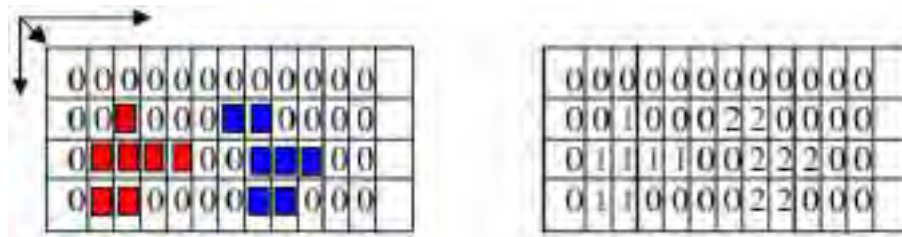


Figura 3-18. Algoritmo de etiquetamiento.

De esta forma a cada valor homogéneo se le asigna un valor o etiqueta, por lo que se puede conocer el número de objetos existentes en la imagen y de esta forma se identifica dentro del sistema, siendo identificados todos los objetos totalmente, como se muestra en la Figura 3-18.

Para el etiquetado de puntos calientes, se aplicó el comando `bwlabel(BW)` en MATLAB, esta es una función que crea regiones dentro de una imagen binarizada de dos dimensiones y comienza a etiquetar a cada región que encuentre.

Código para la identificación y etiquetado de puntos calientes:

```
%Identificación y etiquetado de objetos presentes en la imagen
P1 = B(1:R/2,1:C/2);
[L1 N1] =bwlabel(P1); %identifica regiones dentro de la imagen y
genera una matriz contabilizando los puntos calientes presentes
en el panel 1
propied1=regionprops(L1); %Ahora aplicamos la función regionprops
para obtener algunas propiedades, usando boundingbox(cuadro
delimitador)ancho y altura
figure;
subplot(2,2,1), imshow(P1), title('Panel 1')
%Grafica los puntos calientes en rectángulos
for n=1:N1
rectangle('Position',propied1(n).BoundingBox,'EdgeColor','g','Lin
eWidth',2)
end

P2 = B(1:R/2,(C/2+1):C);
[L2 N2] =bwlabel(P2);
propied2=regionprops(L2);
subplot(2,2,2), imshow(P2), title('Panel 2')
for n=1:N2
rectangle('Position',propied2(n).BoundingBox,'EdgeColor','r','Lin
eWidth',2)
end

P3 = B(R/2+1:R,1:C/2);
[L3 N3] =bwlabel(P3);
propied3=regionprops(L3);
subplot(2,2,3), imshow(P3), title('Panel 3')
for n=1:N3
rectangle('Position',propied3(n).BoundingBox,'EdgeColor','b','Lin
eWidth',2)
end

P4 = B((R/2+1):R,(C/2+1):C);
[L4 N4] =bwlabel(P4);
propied4=regionprops(L4);
subplot(2,2,4), imshow(P4), title('Panel 4')
for n=1:N4
rectangle('Position',propied4(n).BoundingBox,'EdgeColor','y','Lin
eWidth',2)
end
```

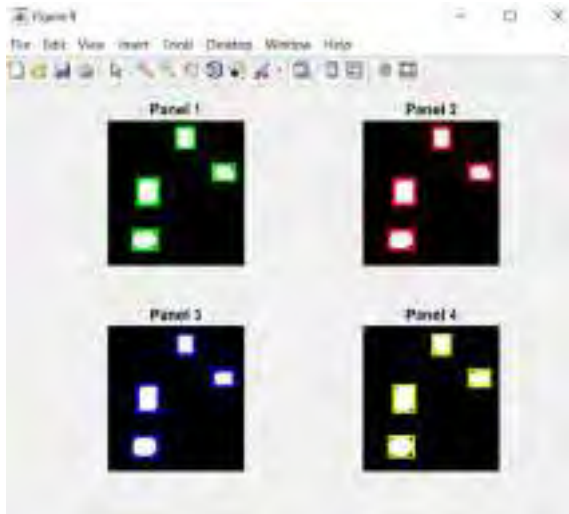


Figura 3-19. Imagen de los paneles con los puntos calientes etiquetados.

Fuente: Elaboración propia.

Para la última parte del algoritmo que es mostrar el mensaje de usuario, lo que se debe hacer es convertir esos números que están en formato numérico a un formato del tipo carácter para eso se hará uso de la función de MATLAB “*num2str*” (número a cadena) que le permite convertir la matriz L doble a una matriz compuesta de datos carácter, como se muestra en la Figura 3-20.

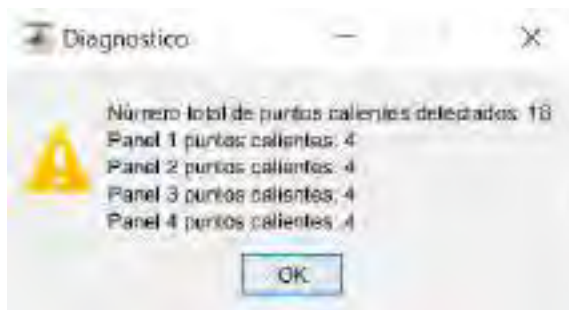


Figura 3-20. Cuadro de mensaje de usuario.

Fuente: Elaboración propia.

3.3. RESULTADOS

Para las pruebas de la toma de imágenes termográficas de los paneles fotovoltaicos no se utilizó una cámara con las características como se indica en el punto 3.1.1 de la presente tesis debido a que los paneles fotovoltaicos utilizados fueron pequeños 245x190x17 mm de dimensión, por lo

que se pudo trabajar con una cámara con resolución de 160 x 120 pixeles. En cambio, para la toma de imágenes de los paneles fotovoltaicos para la futura planta solar Indiana se tendrá que cumplir con las características explicadas en el punto 3.1.1 de la presente tesis debido a que estos paneles serán de una dimensión mucho más grande.

3.3.1. Características de la cámara termográfica

Cámara termográfica	
Nombre del modelo	FLIR C5
Modelo	C5 1.2
Software	2.2.17
Almacenamiento	1501 MB
Lente	54°
Resolución	160 x 120 pixeles

Tabla 3-3. Características de la cámara termográfica.

3.3.2. Características del panel fotovoltaico

Panel solar 5 W_p 12V	
Potencia Máxima	5 Vatios
Voltaje nominal	12 Voltios
Voltaje @ Potencia Máxima	18.27 Voltios
Corriente @ Potencia Máxima	0.27 Amperios
Voltaje de Circuito Abierto	22.33 Voltios
Corriente de Corto Circuito	0.29 Amperios
Dimensiones	245x190x17 mm
Peso	1.0 kg

Tipo	Monocristalino
------	----------------

Tabla 3-4. Características del panel fotovoltaico.

3.3.3. Características del computador

Para el desarrollo de este trabajo se utilizó una laptop con las siguientes características:

- Procesador i7 de 7ma generación con una frecuencia básica mayor o igual a 2.8 Ghz.
- Memoria RAM de 16GB para realizar sin problemas el procesamiento digital de imágenes.

3.3.4. Software

- Sistema operativo: Windows 10 (x86_64) requerimiento mínimo.
- Lenguaje de programación: Matlab R2016a

3.3.5. Secuencia de toma de imágenes

Las imágenes que se utilizaron para el trabajo cumplieron con los estándares planteados en el desarrollo del proyecto. Estas fueron tomadas con una cámara termográfica para captar las características deseadas. También se consideró el rango de temperatura que esta de -20°C a 150°C .

Para obtener mediciones de temperaturas exactas, es importante establecer los parámetros correctos:

Emisividad: la emisividad determina la cantidad de radiación que se origina en el objeto en lugar de reflejarse en él.

Temperatura reflejada: este parámetro permite compensar la radiación de los alrededores que el objeto refleja en la cámara.

Humedad relativa: la humedad relativa del aire medida entre la cámara y el objeto de interés.

Temperatura atmosférica: la temperatura del aire que hay entre la cámara y el objeto de interés.

Distancia: la distancia entre la cámara y el objeto de interés.

Para realizar la toma de imágenes se configura los parámetros de medición:

Parámetros de medición	
Emisividad (ϵ)	0.97
Temperatura reflejada	30°C
Humedad relativa	93%
Temperatura atmosférica	30°C
Distancia	1m

Tabla 3-5. Cuadro de los parámetros de medición.

Para realizar las pruebas de la toma de imágenes de los paneles fotovoltaicos se realizó los siguientes pasos:

1. Se simuló sombras en los paneles fotovoltaicos con papeles como se muestra en la figura 3-21, para que se genere puntos calientes, por lo tanto, la celda solar sombreada, se ve obligada a comportarse como una carga. En vez de producir energía, la consume, y comienza a disipar la energía en forma de calor generada por las demás. La célula sombreada eleva su temperatura y

se calienta, a tal punto, que el material de encapsulación produce una disminución de eficiencia del panel fotovoltaico.



Figura 3-21. Simulación de sombras con papeles para los paneles fotovoltaicos.

Fuente: Elaboración propia.

2. Se quitó los papeles para realizar la toma de imágenes con la cámara termográfica a 350 W/m^2 y 500 W/m^2 de irradiancia solar y poder visualizar los puntos calientes.
3. Se realizó procesamiento digital a las imágenes y se obtuvo los siguientes resultados.

3.3.6. Resultados del procesamiento digital de imágenes

Según pruebas realizadas en la presente tesis que fueron explicadas en el punto 3.1.2 de la Tabla 3-1, recién al nivel de 350 W/m^2 de irradiancia solar es posible tener una clara visualización de los puntos calientes; por debajo de este nivel la visualización de puntos calientes es mínimo o nulo, lo que dificulta y/o disminuye la eficacia del algoritmo que detectará los puntos calientes.

En la Figura 3-22 se aprecia a la izquierda lo que se denomina escala de temperatura, cada uno de los colores significa una temperatura distinta, temperaturas recogidas en la imagen, donde las temperaturas más bajas aparecen con colores oscuros hasta el límite inferior de la escala y las temperaturas más altas con colores claros en el límite superior de la escala de manera que la temperatura medida más elevada aparece en color blanco.

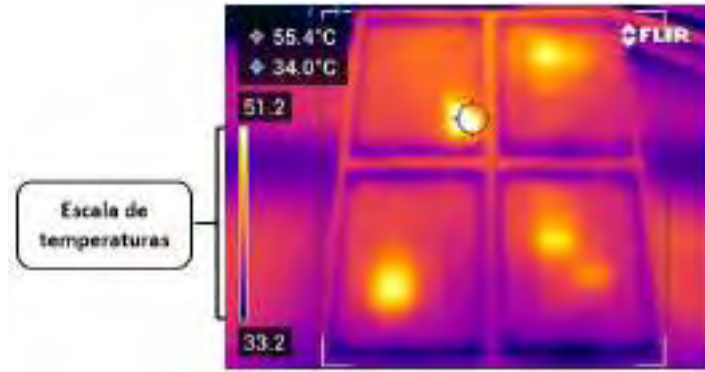


Figura 3-22. Imagen termográfica con puntos calientes.

Fuente: Elaboración propia.

Se realizó pruebas de procesamiento digital de imágenes para cada caso, como se muestra a continuación:

CASO I: IMÁGENES SIN PUNTOS CALIENTES

Prueba 1: Se configuró la cámara para una imagen de color hierro, a una irradiancia de 350 W/m², como resultado del procesamiento de imagen, el algoritmo detectó que no hay puntos calientes.

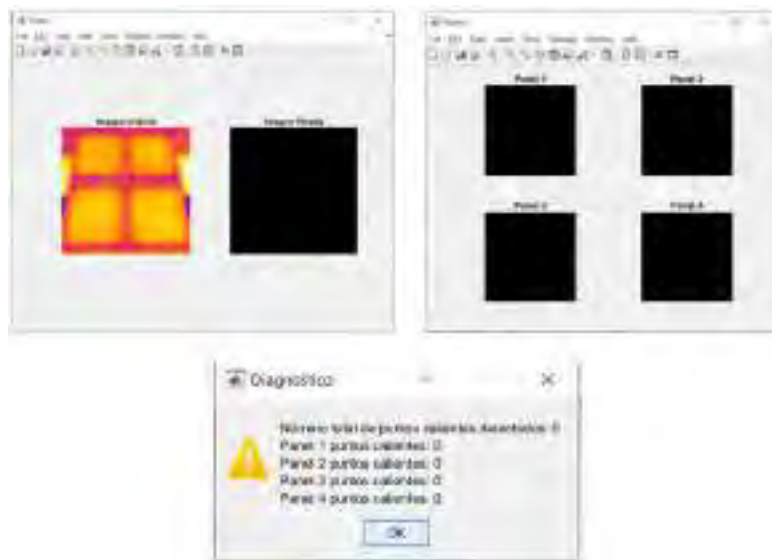


Figura 3-23. Paneles sin puntos calientes a una irradiancia solar de 350 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

Prueba 2: Se configuró la cámara para una imagen de color hierro, a una irradiancia de 500 W/m², como resultado del procesamiento de imagen, el algoritmo detectó que no hay puntos calientes.

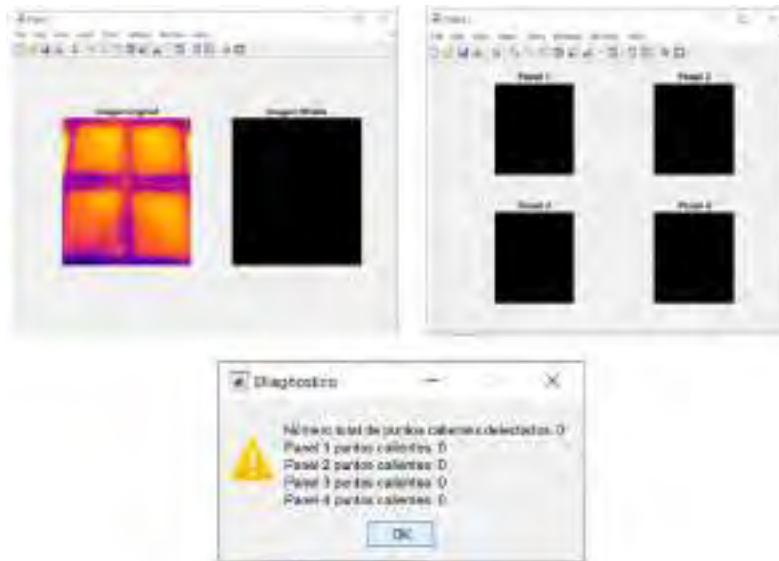


Figura 3-24. Paneles sin puntos calientes a una irradiancia solar de 500 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

CASO II: IMÁGENES CON PUNTOS CALIENTES

Prueba 1: Se configuró la cámara para una imagen de color hierro, a una irradiancia de 350 W/m², como resultado del procesamiento de imagen, el algoritmo detectó todos los puntos calientes de interés.

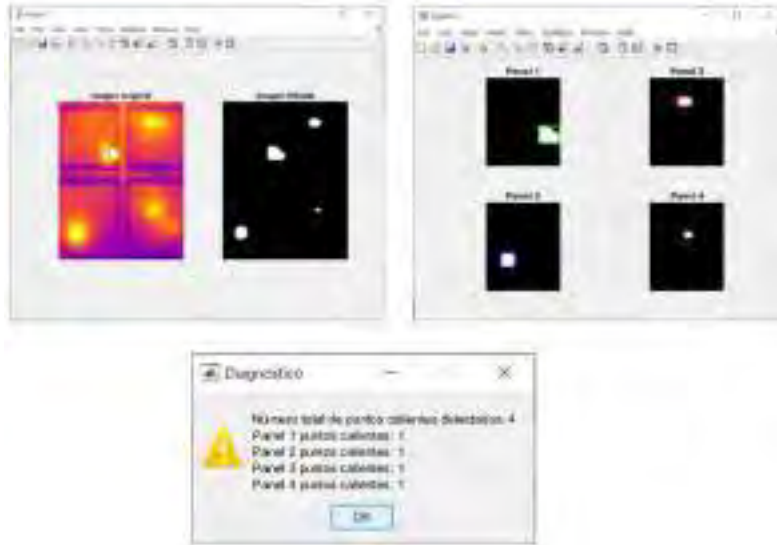


Figura 3-25. Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 350 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

Prueba 2: Se configuró la cámara para una imagen de color hierro, a una irradiancia de 500 W/m², como resultado del procesamiento de imagen, el algoritmo detectó todos los puntos calientes de interés.



Figura 3-26. Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 500 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

Prueba 3: Se configuró la cámara para una imagen de color arcoíris, a una irradiancia de 350 W/m², como resultado del procesamiento de imagen, el algoritmo detectó todos los puntos calientes y también consideró como un punto caliente al contraste de colores.

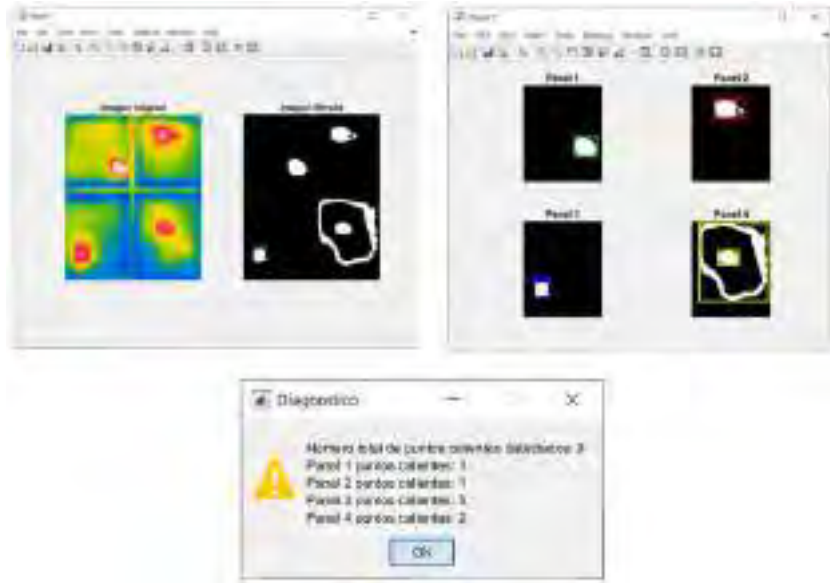


Figura 3-27. Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 350 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

Prueba 4: Se configuró la cámara para una imagen de color arcoíris, a una irradiancia de 500 W/m², como resultado del procesamiento de imagen, el algoritmo detectó todos los puntos calientes deseados.



Figura 3-28. Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 500 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

Prueba 5: Se configuró la cámara para una imagen de color ártico, a una irradiancia de 350 W/m², como resultado del procesamiento de imagen, el algoritmo no detectó todos los puntos calientes.

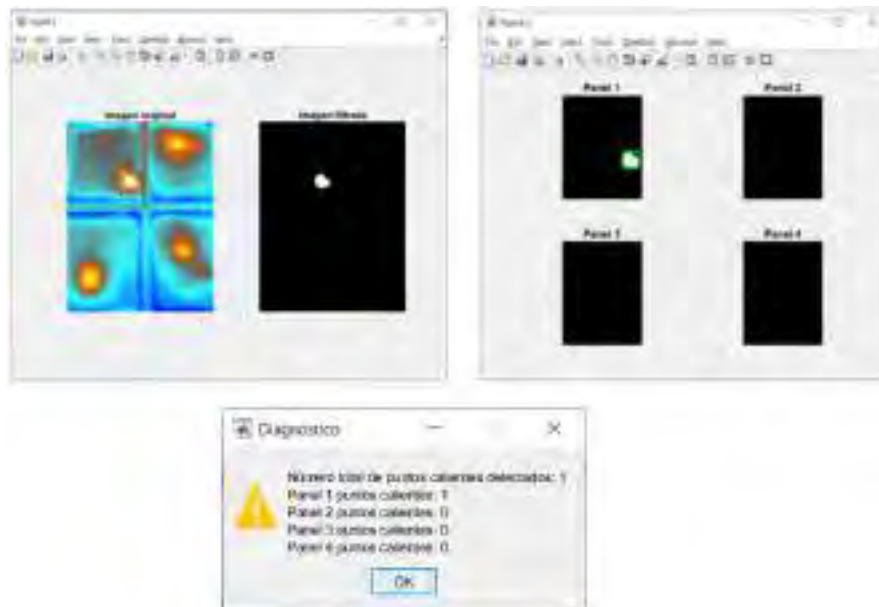


Figura 3-29. Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 350 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

Prueba 6: Se configuró la cámara para una imagen de color ártico, a una irradiancia de 500 W/m², como resultado del procesamiento de imagen, el algoritmo no detectó todos los puntos calientes deseados.



Figura 3-30. Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 500 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

Prueba 7: Se configuró la cámara para una imagen de color lava, a una irradiancia de 350 W/m², como resultado del procesamiento de imagen, el algoritmo no detectó todos los puntos calientes y al mismo tiempo detectó parte del marco de los paneles como un punto caliente.



Figura 3-31. Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 350 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

Prueba 8: Se configuró la cámara para una imagen de color lava, a una irradiancia de 500 W/m², como resultado del procesamiento de imagen, el algoritmo no detectó todos los puntos calientes y también consideró parte del marco de los paneles como un punto caliente.

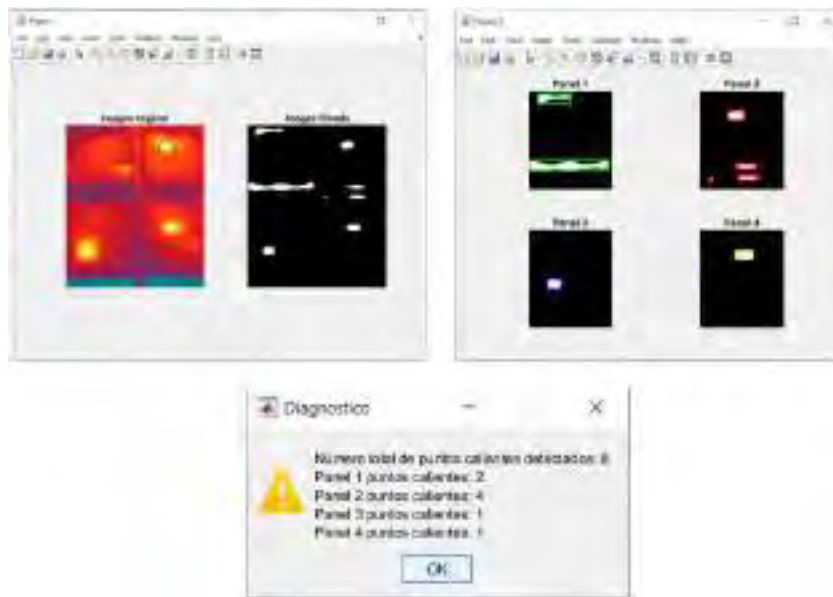


Figura 3-32. Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 500 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

Prueba 9: Se configuró la cámara para una imagen de color arcoíris alto contraste, a una irradiancia de 350 W/m², como resultado del procesamiento de imagen, el algoritmo no fue capaz de detectar fácilmente todos los puntos calientes.

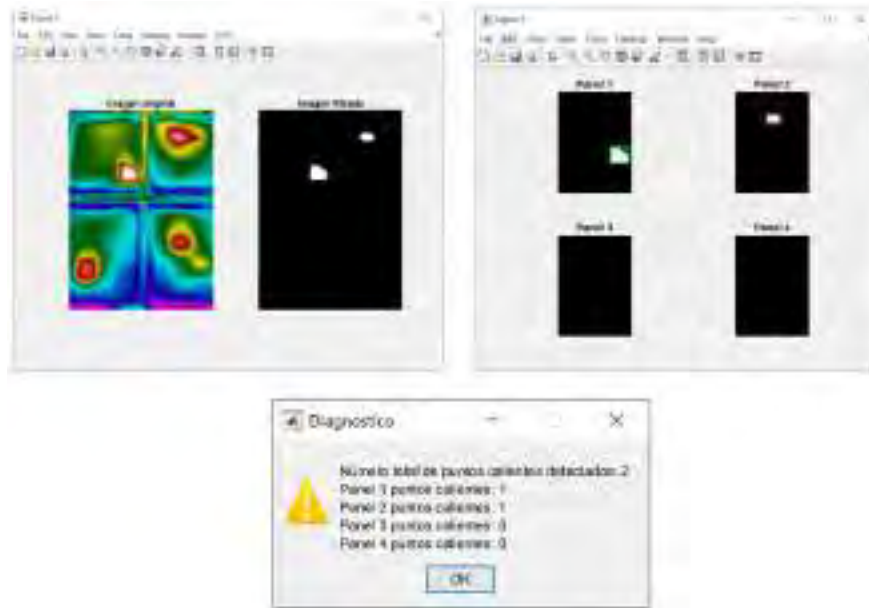


Figura 3-33. Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 350 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

Prueba 10: Se configuró la cámara para una imagen de color arcoíris alto contraste, a una irradiancia de 500 W/m², como resultado del procesamiento de imagen, a pesar de que tiene varios contrastes de colores el algoritmo fue capaz de detectar fácilmente todos los puntos calientes.

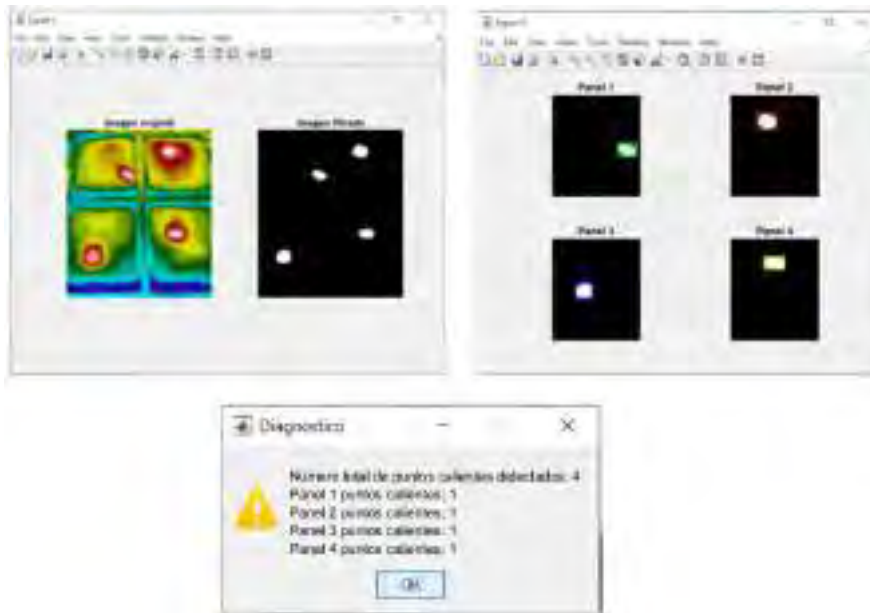


Figura 3-34. Paneles con puntos calientes a una irradiancia solar de 500 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO COMPARATIVO DE IMÁGENES CON PUNTOS CALIENTES			
PRUEBA	COLOR	IRRADIANCIA (W/m²)	OBSERVACIÓN
1	Hierro	350	Para ambas irradiancias el algoritmo es capaz de detectar todos los puntos calientes.
2	Hierro	500	
3	Arcoiris	350	El algoritmo detectó todos los puntos calientes y también consideró como un punto caliente al contraste de colores.
4	Arcoiris	500	El algoritmo detectó todos los puntos calientes deseados.
5	Ártico	350	Para ambas irradiancias el algoritmo no logró detectar todos los puntos calientes.
6	Ártico	500	
7	Lava	350	Para ambas irradiancias el algoritmo no detectó todos los puntos calientes y al mismo tiempo detectó parte del marco de los paneles como un punto caliente.
8	Lava	500	
9	Arcoiris alto contraste	350	El algoritmo no fue capaz de detectar fácilmente todos los puntos calientes.

10	Arcoiris alto contraste	500	El algoritmo fue capaz de detectar fácilmente todos los puntos calientes.
----	-------------------------	-----	---

Tabla 3-6. Cuadro comparativo de imágenes con puntos calientes.

Fuente: Elaboración propia.

3.3.7. Conclusión de los resultados del procesamiento digital de imágenes

Se concluyó de las pruebas de las imágenes termografías que para ambas irradiancias de 350 W/m² y 500 W/m², el algoritmo es capaz de detectar fácilmente todos los puntos calientes, cuando la cámara termográfica está configurada para color hierro como se puede observar en la Figura 3-25 y Figura 3-26.

CAPÍTULO IV

MÉTODO DE VALIDACIÓN

4.1. PRUEBA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS A UNA IRRADIANCIA SOLAR MÍNIMA

- Para corroborar el funcionamiento del algoritmo, se realizó pruebas con los paneles fotovoltaicos sometidas a una irradiancia solar mínima de 350 W/m², el propósito de tener este nivel de irradiancia es lograr que los paneles fotovoltaicos alcancen su máxima potencia como sea posible y las celdas defectuosas alcancen altas temperaturas y se detecte puntos calientes y así se obtuvo datos de corriente y tensión y luego se realizó el gráfico correspondiente de la curva I-V y curva P-V en Excel.

4.1.1. Características del controlador de carga

Controlador de carga	
Voltaje de funcionamiento	DC 5V-16V
Corriente de salida	0-5A
Potencia de salida	90W
Ciclo de trabajo PWM	1%-100%
PWM frecuencia	20KHz
Tamaño del producto	50x30x15 mm/1,97x1,18x0,59"

Tabla 4-1. Características del controlador de carga.

4.1.2. Materiales

- 4 paneles fotovoltaicos monocristalinos
- 1 voltímetro
- 1 amperímetro
- 1 controlador de carga

- 1 protoboard
- 3 resistencias de $10\ \Omega$ de 20 W
- Cables para conectar
- Soporte metálico para paneles fotovoltaicos

4.1.3. Procedimiento

1. Se conectó los 4 paneles monocristalinos en paralelo, porque para las pruebas la tensión tenía que mantenerse y las corrientes se tenían que sumar ya que el controlador de carga solo soportaba 16V.
2. Luego los 4 paneles en paralelo se conectaron a la entrada del controlador de carga y a la salida de éste se conectó la carga que está compuesta por tres resistencias de $10\ \Omega$ en paralelo, como se muestra en la Figura 4-1.
3. Finalmente se conectó un amperímetro en serie y un voltímetro en paralelo para sacar datos de corriente - tensión y graficar la curva I-V de los 4 paneles fotovoltaicos.



Figura 4-1. Esquema general del circuito para la obtención de la curva I-V.

Fuente: Elaboración propia.

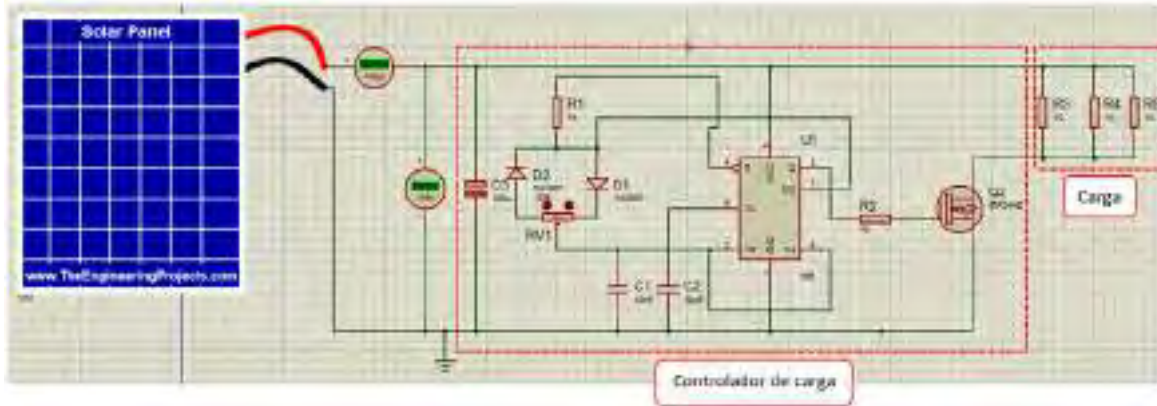


Figura 4-2. Esquema del circuito eléctrico para la obtención de la curva I-V.

Fuente: Elaboración propia.

Para la obtención de la curva característica (I-V) de los 4 paneles fotovoltaicos, se utilizó un controlador de carga que genera ciclos de trabajo variables, (modulación por ancho de pulso – PWM), de este modo se logró tener una carga variable que variaba entre cortocircuito y circuito abierto, el cual permite generar un conjunto de valores de corriente y tensión necesarios para obtener la curva I-V.

4.2. DATOS TOMADOS DEL CIRCUITO ELÉCTRICO

4.2.1. Curva I-V de los 4 paneles fotovoltaicos sin puntos calientes

Primera prueba:

En esta primera prueba se obtuvo datos del circuito eléctrico a una irradiancia de 350 W/m² a las 9:40 am del día 10 de febrero de 2021 a una temperatura ambiente de 28°C, como se muestra en el **Anexo II**.

La Figura 4-3 es una imagen termográfica sin puntos calientes y se graficó las dos curvas corriente-voltaje y potencia-voltaje, como se muestra en la Figura 4-4 y Figura 4-5 respectivamente.

Con estas dos curvas se está validando el algoritmo, porque en las dos últimas figuras se puede observar la curva característica de un panel fotovoltaico sin puntos calientes.

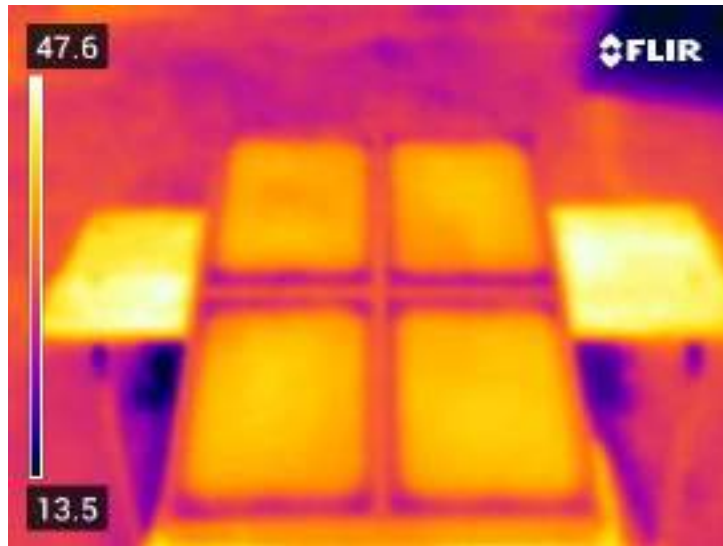


Figura 4-3. Imagen termográfica sin puntos calientes a una irradiancia de 350 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

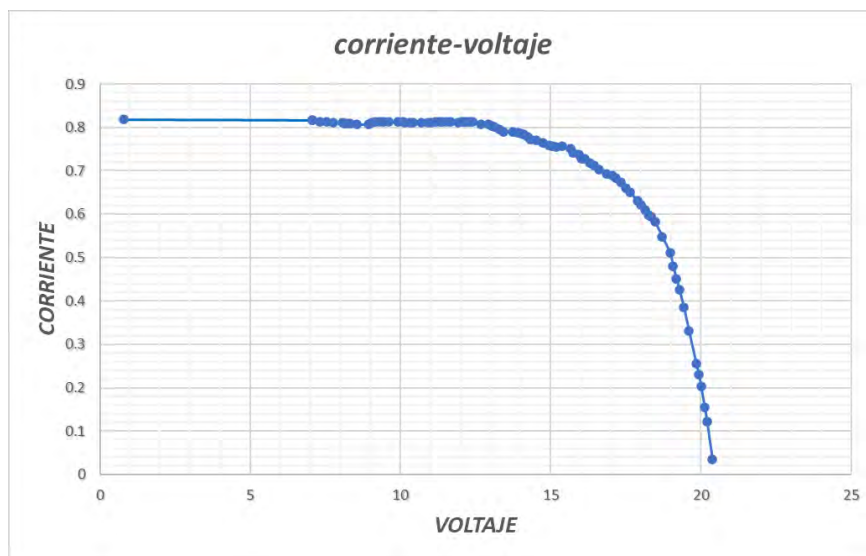


Figura 4-4. Gráfico de la curva I-V sin puntos calientes a una irradiancia de 350 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

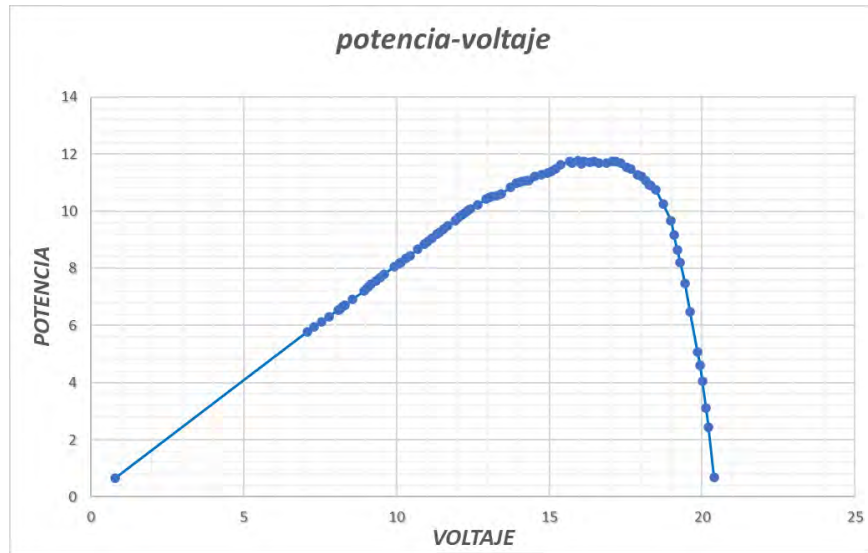


Figura 4-5. Gráfico de la curva P-V sin puntos calientes a una irradiancia de 350 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

Segunda prueba:

En la segunda prueba se obtuvo datos del circuito eléctrico a una irradiancia de 500 W/m² a las 12:15 pm del día 13 de febrero de 2021 a una temperatura ambiente de 31°C, como se muestra en el **Anexo II**.

La Figura 4-6 es una imagen termográfica sin puntos calientes y se graficó las dos curvas corriente-voltaje y potencia-voltaje, como se muestra en la Figura 4-7 y Figura 4-8 respectivamente.

Con estas dos curvas se está validando el algoritmo, porque en las dos últimas figuras se puede observar la curva característica de un panel fotovoltaico sin puntos calientes.

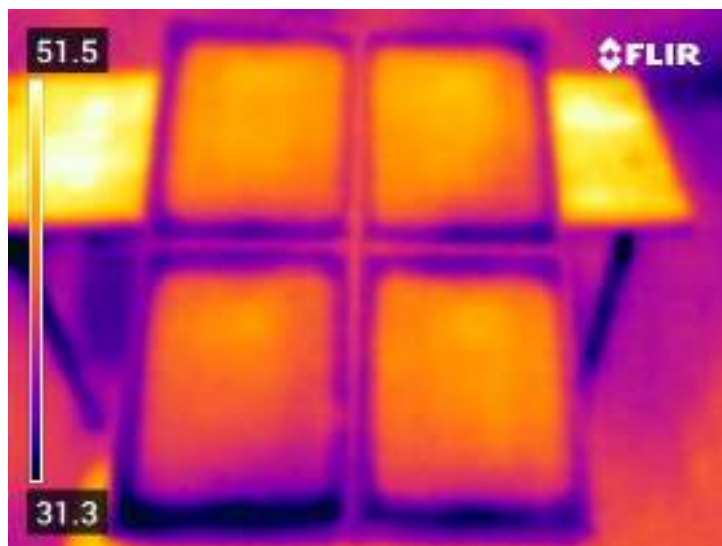


Figura 4-6. Imagen termográfica sin puntos calientes a una irradiancia de 500 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

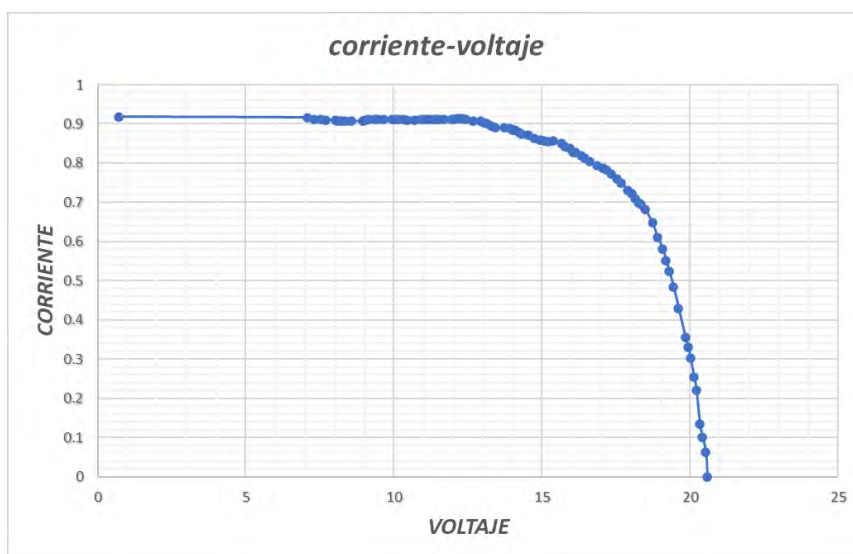


Figura 4-7. Gráfico de la curva I-V sin puntos calientes a una irradiancia de 500 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

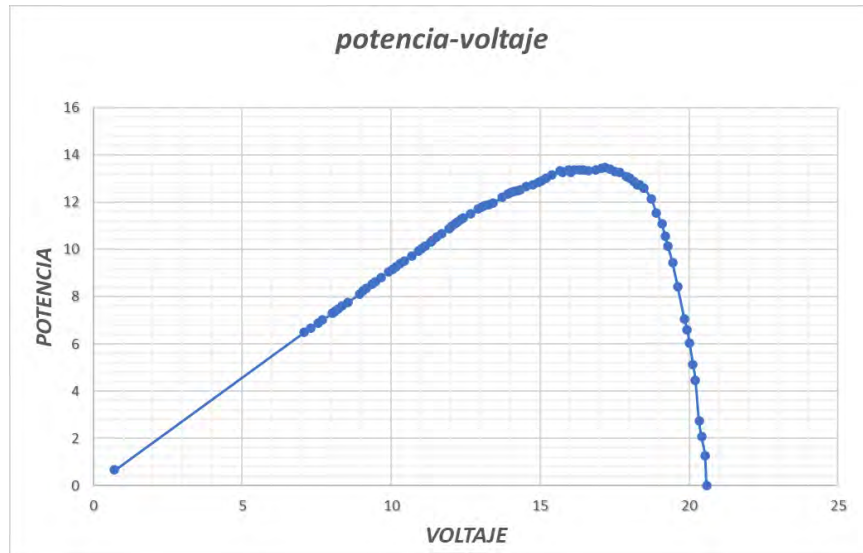


Figura 4-8. Gráfico de la curva P-V sin puntos calientes a una irradiancia de 500 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2. Curva I-V de los 4 paneles fotovoltaicos con puntos calientes

Primera prueba:

En esta primera prueba se obtuvo datos del circuito eléctrico a una irradiancia de 350W/m² a las 9:30 am del día 3 de marzo de 2021 a una temperatura ambiente de 29°C, como se muestra en el

Anexo III.

La Figura 4-9 es una imagen termográfica con puntos calientes y se graficó las dos curvas corriente-voltaje y potencia-voltaje, como se muestra en la Figura 4-10 y Figura 4-11 respectivamente.

Con estas dos curvas se está validando el algoritmo, porque en las dos últimas figuras se puede observar que existe una distorsión de la curva, esto quiere decir que existe puntos calientes en los paneles fotovoltaicos.

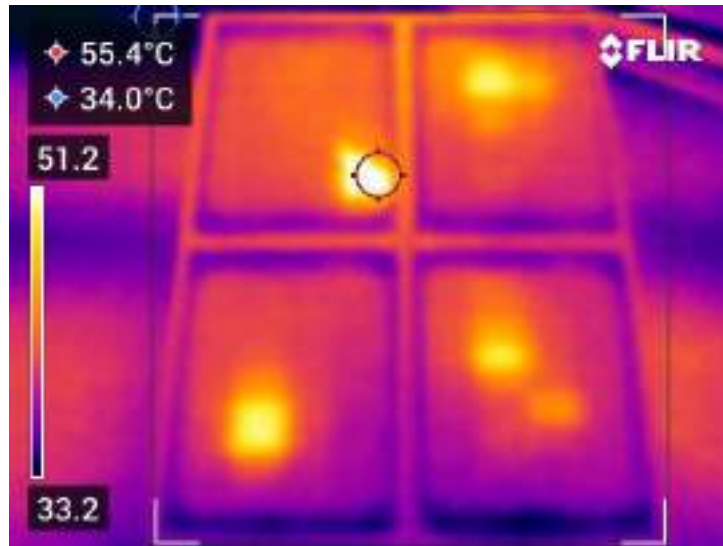


Figura 4-9. Imagen termográfica con puntos calientes a una irradiancia de 350 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

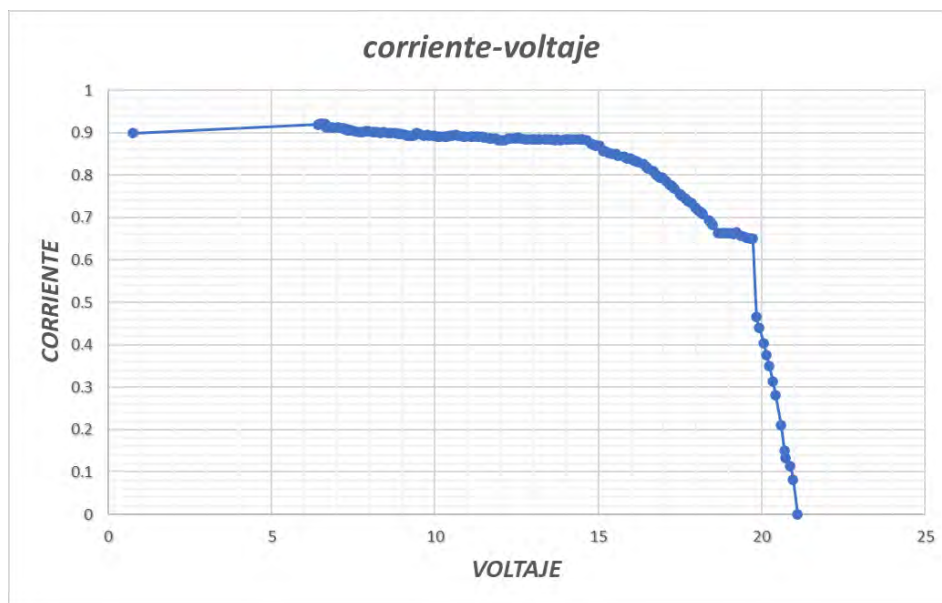


Figura 4-10. Gráfico de la curva I-V con puntos calientes a una irradiancia de 350 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

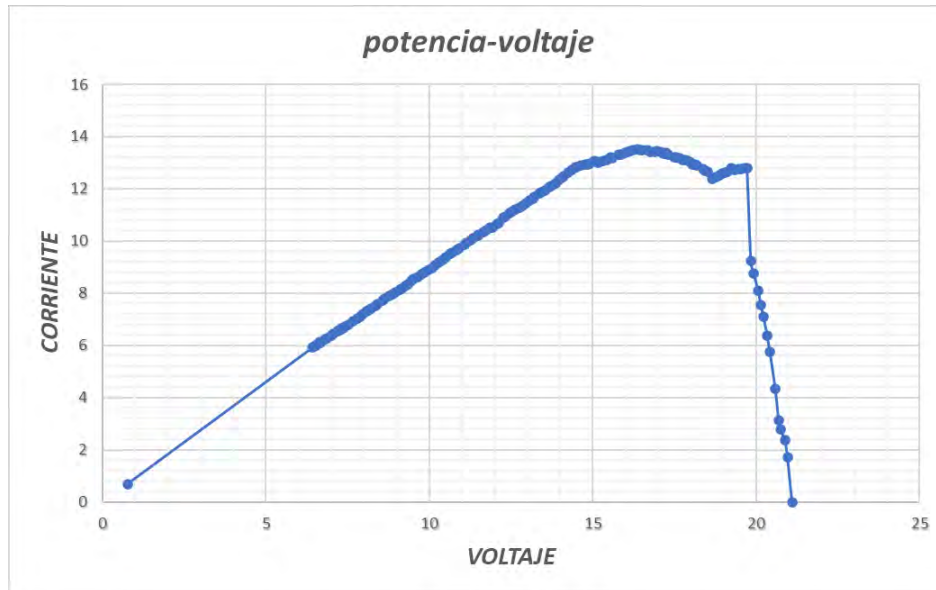


Figura 4-11. Gráfico de la curva P-V con puntos calientes a una irradiancia de 350 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

Segunda prueba:

En la segunda prueba se obtuvo datos del circuito eléctrico a una irradiancia de 500W/m² a las 12:00 pm del día 20 de marzo de 2021 a una temperatura ambiente de 33°C, como se muestra en el **Anexo III**.

La Figura 4-12 es una imagen termográfica con puntos calientes y se graficó las dos curvas corriente-voltaje y potencia-voltaje, como se muestra en la Figura 4-13 y Figura 4-14 respectivamente.

Con estas dos curvas se está validando el algoritmo, porque en las dos últimas figuras se puede observar que existe una distorsión de la curva, esto quiere decir que existe puntos calientes en los paneles fotovoltaicos.

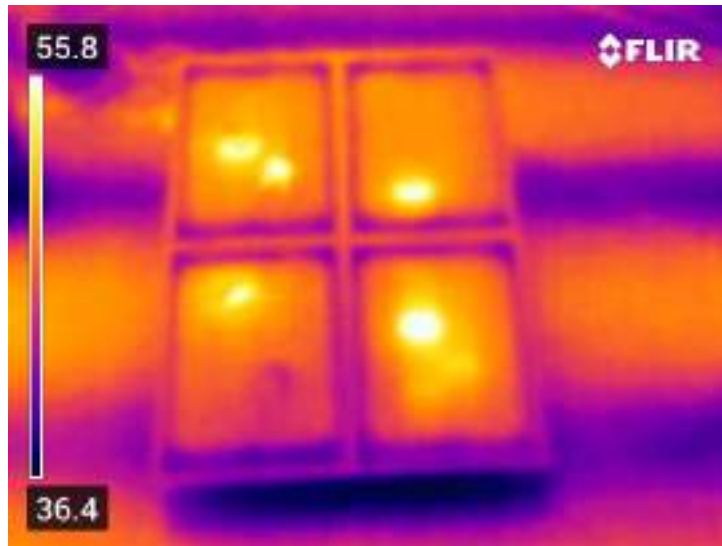


Figura 4-12. Imagen termográfica con puntos calientes a una irradiancia de 500 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

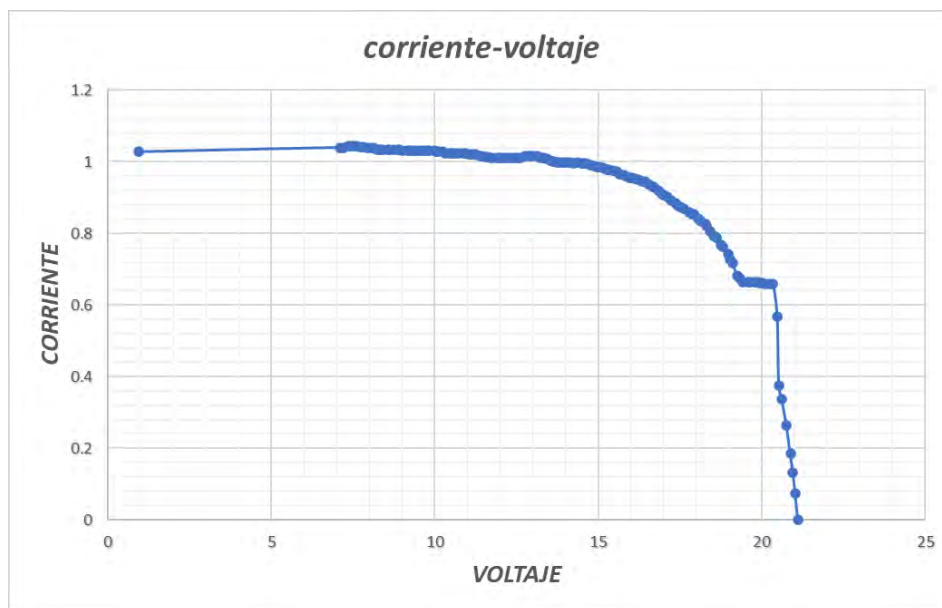


Figura 4-13. Gráfico de la curva I-V con puntos calientes a una irradiancia de 500 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

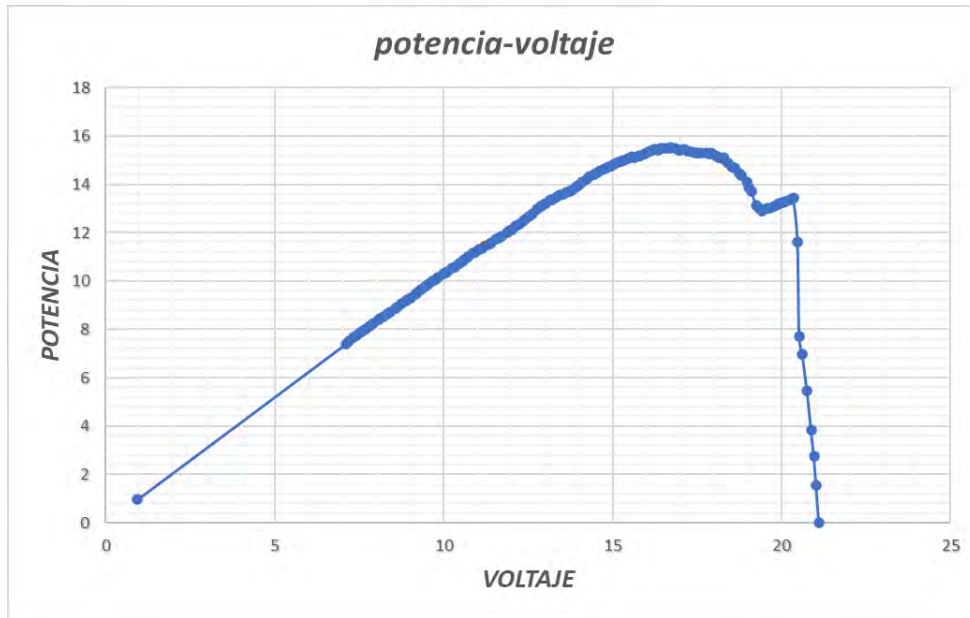



Figura 4-14. Gráfico de la curva P-V con puntos calientes a una irradiancia de 500 W/m².

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO V

PLAN DE MANTENIMIENTO

5.1. PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO

		PROTOCOLO DE MANTENIMIENTO
Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica Indiana		Elaborado por: Ana Nuñez
PANELES FOTOVOLTAICOS, ESTRUCTURA DE SOPORTE DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS, CABLES DE CONEXIÓN Y SUPERFICIE		
Actividades	Tareas	Procedimiento
Realizar termografía a los paneles fotovoltaicos	Tomar imágenes termográficas.	<p>La actividad se debe realizar en un día soleado, el nivel de irradiancia ≥ 350 W/m², este valor se encontrará entre la 9:00 am hasta las 2:00 pm (información en el centro de meteorología de la planta solar fotovoltaica de generación).</p> <p>Fijarse que la cámara tenga los parámetros de medición correctos, emisividad = 0.97, temperatura reflejada = 30°C, humedad relativa = 93%, temperatura atmosférica = 30°C, distancia = 1m, también se debe considerar el rango de temperatura -20°C a 150°C.</p> <p>La superficie de los paneles fotovoltaicos deben estar libres de todo tipo de objetos (hojas, ramas, residuos sólidos, etc).</p> <p>Se debe realizar la toma de imágenes durante el funcionamiento (generando) de los paneles fotovoltaicos.</p> <p>La toma de imagen solo se realiza de la parte superior del panel fotovoltaico.</p> <p>En la toma de imagen, la cámara debe tener una inclinación de 60° a 90° con respecto al plano de los paneles fotovoltaicos.</p> <p>Una imagen termográfica deberá contener 2x2 paneles fotovoltaicos de un arreglo, en total 4 paneles fotovoltaicos.</p> <p>La toma de imágenes se debe realizar siguiendo un orden, según codificación de la planta solar fotovoltaica.</p>
	Procesar las imágenes termográficas.	<p>Eliminar imágenes duplicadas y las que no se deseen procesar.</p> <p>Asegurarse que las imágenes estén en formato jpg.</p> <p>Procesar las imágenes utilizando el algoritmo desarrollado en Matlab.</p> <p>Generar el reporte de los paneles detectados con fallas.</p>

Realizar inspecciones termográficas a los cables de conexión de los paneles fotovoltaicos	Buscar posibles fallas en los cables de energía eléctrica, mediante termografía.	<p>Fijarse que la cámara tenga los parámetros correctos de medición, emisividad = 0.94, temperatura reflejada = 30°C, humedad relativa = 93%, temperatura atmosférica = 30°C, distancia = 1m, también se debe considerar el rango de temperatura -20°C a 150°C.</p> <p>Observar los colores que se presentan en el display de la cámara termográfica, ya que estos colores significan una temperatura distinta, la cámara entregará la temperatura en °C del punto que se desea medir.</p> <p>Registrar las fallas encontradas para su mantenimiento.</p>
Realizar inspecciones	Verificar el estado del cableado y conexión eléctrico.	Realizar medición de corriente y tensión.
	Verificar la caja de conexión de diodos bypass.	<p>Desconectar el panel fotovoltaico.</p> <p>Probar el estado del diodo con un multímetro.</p> <p>Verificar que la caja de conexión de diodos bypass se encuentren en buen estado, también realizar el ajuste de borneras si es necesario.</p>
	Verificar el posicionamiento de los paneles fotovoltaicos.	<p>Verificar que los paneles fotovoltaicos estén a una altura de 1.40 metros desde el piso al punto central de éste, además deben tener una inclinación correcta (15°).</p> <p>Ajustar con ayuda de un destornillador todas las borneras de los paneles fotovoltaicos que se encuentren sueltas.</p>
Realizar limpieza y lavar los paneles fotovoltaicos	Lavar los paneles solares.	<p>Apagar el inversor.</p> <p>Inspeccionar los paneles si se encuentran vidrios rotos o cables expuestos, porque puede haber riesgo eléctrico.</p> <p>Preparar el equipo de limpieza de paneles fotovoltaicos (tractor, cisterna, brazo hidráulico con escobilla, etc.).</p> <p>Lavar los paneles echando una gota de jabón para evitar espumas, luego dejar correr el agua y con el cepillo poliéster realizando movimientos suaves dejar que los paneles se limpien de la suciedad, el polvo y los excrementos de aves e insectos.</p>
	Retirar restos de excremento de aves e insectos.	<p>Después de lavar los paneles, secarlos con el paño industrial (Wypall), para que no quede manchas, ya que esto puede interferir con la termografía en los paneles fotovoltaicos.</p> <p>Realizar el lavado o muy temprano por la mañana o en las tardes noches, cuando la radiación solar es baja y los módulos ya se encuentren fríos.</p> <p>No pararse encima de los paneles, ya que estos se pueden romper.</p> <p>No limpiar los paneles, cuando estos estén en funcionamiento.</p>
Realizar limpieza de la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos	Identificar puntos de corrosión y oxidación.	Verificar que la estructura metálica de soporte de los paneles fotovoltaicos no tenga puntos de corrosión ni oxidación o presenten zonas decoloradas, además verificar pernos sueltos. En caso de presencia de oxidación, limpiarlos con la ayuda del solvente dieléctrico SS-25 y trapo industrial hasta que no quede restos de ello, sin retirar la capa de pintura.

	Retirar restos de excremento de aves e insectos.	Limpiar con apoyo del solvente dieléctrico SS-25 y trapo industrial todos los excrementos de aves e insectos hasta que no quede restos de ello, sin retirar la capa de pintura.
Realizar mantenimiento del circuito eléctrico.	Limpieza y verificación del cableado eléctrico y conexión de los paneles solares.	<p>No realizar el mantenimiento cuando los paneles estén en funcionamiento, deben estar desenergizados.</p> <p>Apagar el inversor.</p> <p>Inspeccionar los paneles si se encuentran cables expuestos, porque puede haber riesgo eléctrico.</p>
	Verificación del estado de la bornera.	<p>Verificar con la ayuda de un multímetro si existe continuidad en la conexión de los paneles fotovoltaicos y el estado de todas las borneras.</p> <p>Limpiar excesos de polvo de los cables de conexión con trapo industrial.</p> <p>Ajustar con ayuda de un destornillador todas las borneras que se encuentren sueltas.</p>

5.2. PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO

5.2.1. Mantenimiento basado en RCM

El RCM se enfoca en identificar lo que se debe hacer para garantizar las funciones del sistema en forma segura, rentable y confiable. Por lo tanto, el primer paso en el proceso RCM es identificar claramente las funciones del activo desde el punto de vista del usuario.

El cuadro que se realizó del mantenimiento basado en RCM se realizó de la siguiente manera:

- ❖ Primero se analizaron todos los equipos que existen en la planta solar fotovoltaica, hasta decir en cuál de ellos es recomendable aplicar esta técnica.
- ❖ Segundo se seleccionaron todos los equipos a los que se les realizará mantenimiento.
- ❖ Se identificaron las funciones que realizan cada uno de estos equipos seleccionados tanto funciones principales como funciones secundarias.
- ❖ Luego se identificó los estados de falla que están directamente relacionados con las funciones identificadas.
- ❖ Seguidamente se definió los modos de falla para cada falla funcional respondiendo a las 3 preguntas: ¿Qué falló? ¿Qué pasó? ¿Debido a qué?.
- ❖ Luego se describió detalladamente los efectos globales y locales que producen estos modos de falla.
- ❖ Luego se eligió el tipo de consecuencia para cada modo de falla, con la ayuda de un diagrama de decisión RCM, como se muestra en el **Anexo VI**, donde se contestó algunas preguntas para saber si pertenece a una consecuencia de falló oculto, consecuencia para la seguridad o el medio ambiente, consecuencia operacional o consecuencia no operacional.

- ❖ Posteriormente se determinó que tipo de estrategia es según al cuadro de algoritmo de la decisión RCM, como se muestra en el **Anexo VII**, respondiendo a cada una de las preguntas que hay en el cuadro de la hoja de RCM.
- ❖ Finalmente se describió muy detalladamente las decisiones y tareas que se debe realizar, una vez detectado el estado de falla, modo de falla, descripción de los efectos globales, las consecuencias y estrategias.

Una vez realizado el cuadro de mantenimiento basado en RCM, teniendo claro cuáles son las decisiones y tareas a realizar se procede a elaborar el plan de mantenimiento preventivo y predictivo para los paneles fotovoltaicos, estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos, cables de conexión y superficie de la futura planta solar fotovoltaica Indiana-Loreto.

MANTENIMIENTO BASADO EN RCM

Funciones <small>(Requerimientos de desempeño cuantitativos)</small>	Estados de falla <small>(Maneras de perder el rendimiento)</small>	Modos de falla	Efectos globales y locales	Consecuencia <small>H = Ocultas S = Seguridad E = M. Ambiente O = Operacional N = No operacional</small>	Estrategias <small>C T D 2 N R</small>	Tareas <small>Decisiones</small>
Paneles fotovoltaicos que generan energía a una potencia de 300 kWp	Pérdida de generación en su totalidad del módulo fotovoltaico	Panel fotovoltaico no genera energía en su totalidad por desconexión interna de células generando puntos calientes.	Al no detectarse este modo de falla anticipadamente, se va a generar incendios, el cual puede provocar la destrucción del módulo fotovoltaico e infraestructura mecánica de soporte, además provocará contaminación del medio ambiente. Este modo de falla va a generar disminución en la generación de energía de la planta solar.	O	C	Realizar mantenimiento predictivo utilizando técnicas de termografía cada 2 meses. Realizar pruebas de electroluminiscencia cada 5 años para determinar el estado de los paneles fotovoltaicos. Los paneles fotovoltaicos con células desconectadas se reemplazarán con nuevos paneles.
		Panel fotovoltaico no genera energía por desconexión o falso contacto del cableado principal de conexión del panel a la red.	Este modo de falla provoca que genere puntos calientes en la conexión del módulo con el circuito eléctrico.	O	T	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales del cableado eléctrico cada 2 meses. En caso se detecte cables defectuosos cambiar todo el tramo del cable.
		Panel fotovoltaico no genera energía por cortocircuito en los diodos bypass	Este modo de falla permite que el módulo fotovoltaico quede fuera de servicio, el módulo fotovoltaico queda aislado de la red, módulo fotovoltaico no genera energía.	O	T	Ejecutar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales de la caja de conexión de diodo bypass cada 2 meses. En caso se detecte conexiones defectuosas se debe cambiar toda la caja de conexiones con diodo bypass.
	Genera energía menor a su potencia efectiva	Módulo fotovoltaico reduce su generación por rotura de vidrio.	Este modo de falla afecta en el rendimiento en los módulos fotovoltaicos aproximadamente en un 30%, ya que, al no ser detectado anticipadamente, va a conducir a la pérdida de rendimiento progresivo de las células y a la corrosión del circuito eléctrico en el interior del módulo fotovoltaico.	O	2	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses. También se puede realizar mantenimiento predictivo utilizando técnicas de termografía cada 2 meses. Los paneles fotovoltaicos con vidrio roto que están muy comprometidos se cambian con otros módulos fotovoltaicos nuevos.
		Módulo fotovoltaico sufre pérdida de su función parcialmente, por presencia de sombras.	Este modo de falla afecta en el rendimiento en forma progresiva de los módulos fotovoltaicos, porque al principio se genera puntos calientes y consecuentemente se incrementa la temperatura	O	2	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses.

			de todo el panel y con el tiempo se degrada el módulo provocando daños en la infraestructura.			Realizar mantenimiento predictivo utilizando técnicas de termografía cada 2 meses. Realizar tala de árboles al rededor del parque fotovoltaico cada 3 meses. Lavar los paneles fotovoltaicos cada 2 meses.
Genera energía menor a su potencia efectiva	Módulo fotovoltaico sufre pérdida de su función parcialmente por degradación de laminado.		Este modo de falla afecta en el rendimiento progresivo en los módulos fotovoltaicos por la decoloración del encapsulado modificando la transmisión óptica. También provoca en un porcentaje menor el incremento de temperatura del módulo fotovoltaico.	O	2	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses. Realizar mantenimiento predictivo utilizando técnicas de termografía cada 2 meses. Los paneles fotovoltaicos con células que presentan degradación de laminado se sustituyen con nuevos paneles.
	Módulo fotovoltaico sufre pérdida de su función parcialmente por delaminación.		Este modo de falla afecta en el rendimiento progresivo en los módulos fotovoltaicos, porque al producirse delaminación ocasiona corrosión y aumenta la posibilidad de calentamiento de las células por polarización inversa y así provocar daños en la infraestructura.	O	2	Realizar mantenimiento predictivo utilizando técnicas de termografía cada 2 meses para detectar incremento de temperatura por polarización inversa. Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses. Los paneles fotovoltaicos con células que presentan delaminación se sustituyen con nuevos paneles.
	Módulo fotovoltaico sufre pérdida de su función parcialmente por interconexiones defectuosas.		Este modo de falla afecta en el rendimiento progresivo en los módulos fotovoltaicos. Las interconexiones defectuosas generan resistencias altas a la circulación de corriente lo que provoca puntos calientes.	O	2	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses. Realizar mantenimiento predictivo utilizando técnicas de termografía cada 2 meses. Los paneles fotovoltaicos con interconexiones defectuosas se debe realizar la sustitución con nuevos paneles.
	Módulo fotovoltaico sufre pérdida de su función parcialmente por roturas y micro-roturas en la estructura de la célula.		Al no detectarse este tipo de falla anticipadamente, genera puntos calientes provocando la destrucción de paneles y contaminación del medio ambiente.	O	2	Realizar mantenimiento predictivo utilizando técnicas de termografía cada 2 meses. Realizar pruebas de electroluminiscencia cada 5 años para ver el estado de los paneles. Los paneles fotovoltaicos con roturas y micro-roturas en la estructura de la célula se reemplazan con nuevos módulos fotovoltaicos.

	Genera energía menor a su potencia efectiva	Módulo fotovoltaico sufre pérdida de su función parcialmente por rayadura del vidrio superior.	Este modo de falla en los módulos fotovoltaicos afecta a la capa antirreflejante del vidrio y así provoca daños en la infraestructura y también en costos de reparación.	O	2	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses. También se puede realizar mantenimiento predictivo utilizando técnicas de termografía cada 2 meses para determinar el estado de los paneles fotovoltaicos. Los paneles fotovoltaicos que presentan rayadura del vidrio superior se puede realizar cambio con otros módulos fotovoltaicos debido a que esto puede afectar en el rendimiento del panel.
		Módulo fotovoltaico sufre pérdida de su función parcialmente por incorrecto ensamblaje mecánico.	Esto afecta en el rendimiento progresivo en los módulos fotovoltaicos, ya que si la estructura no está bien fijada puede provocar daños en la infraestructura.	O	T	Ejecutar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales de la estructura que este bien fijado, cada 2 meses. En caso se detecte que los tornillos y fijaciones no estén correctos tienen que ajustarse todo de nuevo.
		Módulo fotovoltaico sufre pérdida de su función parcialmente por acumulación de suciedad.	Esto afecta en el rendimiento progresivo en los módulos fotovoltaicos, ya que la acumulación de suciedad provoca puntos calientes en los módulos, daños en la infraestructura y en costos de reparación.	O	T	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses para determinar el estado de los paneles fotovoltaicos. Realizar limpieza y lavar los paneles fotovoltaicos cada 2 meses.
		Módulo fotovoltaico sufre pérdida de su función parcialmente por una mala posición debido al desajuste de los pernos de sujeción.	Este modo de falla afecta en el rendimiento progresivo en los módulos fotovoltaicos, porque al perder la posición provoca pérdida de generación.	O	T	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses para determinar el estado de los paneles fotovoltaicos. Los paneles fotovoltaicos que no se encuentren correctamente ajustados los pernos de sujeción a la estructura, se deberán de volver a posicionar.
Reducir la contaminación ambiental	Contaminación del medio ambiente	Acumulación de módulos fotovoltaicos en desuso.	La acumulación de paneles fotovoltaicos defectuosos que salieron de servicio por que fueron reemplazados con otros paneles generan la contaminación del medio ambiente.	E	D (correctivo)	Tener un sistema de gestión de residuos sólidos mediante una empresa tercera especializada, para que cada vez que se presente una cierta cantidad de paneles defectuosos lo recoja y gestione su acumulación fuera de la central fotovoltaica.
		Módulos fotovoltaicos se incendian generados por puntos calientes no controlados.	Este modo de falla contamina el medio ambiente por humos y otros gases tóxicos provocados por el incendian de los módulos fotovoltaicos, además provocaría daños al personal.	E	2	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses. Realizar mantenimiento predictivo utilizando técnicas de termografía cada 2 meses para determinar el estado de los paneles fotovoltaicos.

						Realizar limpieza de los paneles fotovoltaicos cada 2 meses. Realizar el cambio de paneles fotovoltaicos defectuosos una vez que sean detectados (actividad que depende del estado del panel).
Estructura de soporte encargado de mantener en su posición al módulo fotovoltaico	No soportar el peso del módulo fotovoltaico	Estructura de soporte del módulo fotovoltaico sufre corrosión por exposición a condiciones ambientales.	Esto provoca una disminución progresiva en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, ya que al sufrir corrosión provoca daños en la infraestructura y también en costos de reparación.	E	T	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses para determinar el estado de la estructura de los paneles fotovoltaicos. La estructura de los paneles fotovoltaicos que se encuentren con corrosión deberá ser limpiados cada 3 meses. La estructura de los paneles fotovoltaicos que se encuentren con corrosión deberá ser pintados cada 12 meses.
		Estructura de soporte del módulo fotovoltaico sufre deterioro por una mala fabricación.	Esto provoca una disminución progresiva en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, ya que ocasiona daños en la infraestructura y también en costos de reparación.	O	D (correctivo)	Realizar una sustitución y devolución de las estructuras de soporte del módulo fotovoltaico a la empresa de la cual se adquirió. Es recomendable adquirir de empresas reconocidas con procesos de fabricación certificados para asegurar el manejo y el buen funcionamiento.
		Estructura de soporte del módulo fotovoltaico sufre oxidación por humedad.	Esto provoca una disminución progresiva en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, ya que al sufrir oxidación provoca daños en la infraestructura y también en costos de reparación.	O	T	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses para determinar el estado de la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos. La estructura de los paneles fotovoltaicos que se encuentren oxidados deberá ser limpiados cada 3 meses. La estructura de los paneles fotovoltaicos que se encuentren con corrosión deberá ser pintados cada 12 meses.
	No mantiene la posición correcta del panel fotovoltaico	Estructura de soporte del módulo fotovoltaico sufre pérdida de su función por mala instalación.	Este modo de falla afecta en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos.	O	D (correctivo)	Realizar la corrección o sustitución de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos. Se debe seguir las instrucciones de montaje del fabricante para asegurar el correcto montaje.
		Estructura de soporte del módulo fotovoltaico sufre pérdida de equilibrio por desajuste de anclaje al piso.	Este modo de falla afecta en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos.	O	T	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses para determinar el estado de la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos. Una vez detectado el desequilibrio por desajuste de anclaje al piso, corregir la falla.

		Estructura de soporte del módulo fotovoltaico pierde posición debido a oxidación y deterioro de pernos.	Este modo de falla afecta en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos.	O	T	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales cada 2 meses para determinar el estado de la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos. Realizar limpieza de la estructura de soporte cada 3 meses. Realizar el pintado de la estructura de soporte cada 12 meses. Cuando se detecte pernos oxidados deben ser cambiados por otros pernos climatizados.
		Estructura de soporte del módulo fotovoltaico sufre pérdida de equilibrio por condiciones ambientales (vientos, terremotos, tormentas, etc.).	Este modo de falla afecta en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos.	O	D (correctivo)	Realizar la corrección o sustitución de las estructuras de soporte del módulo fotovoltaico posterior a la falla.
Superficie donde se encuentran instalados los paneles fotovoltaicos	Presencia de arbustos en el área que impide la incidencia del sol	Superficie contaminada debido a la acumulación de arbustos.	Este modo de falla genera riesgo biológico para el personal, debido a que en los arbustos puede haber presencia de serpientes, insectos u otros animales. También incrementa la probabilidad de deterioro de la infraestructura, módulo fotovoltaico, dificultad en la detección de otros modos de falla, incremento en el tiempo de ejecución de mantenimiento.	S	T	Contar con una gestión de 5S (Clasificar, ordenar, limpiar, estandarizar y disciplina). Realizar 5S cada 3 meses.
		Superficie contaminada debido al crecimiento de pasto.	Este modo de falla genera riesgo biológico para el personal, debido a que entre la maleza puede haber presencia de serpientes, insectos u otros animales. Este modo de falla incrementa la probabilidad de deterioro de la infraestructura, módulo fotovoltaico, dificultad en la detección de otros modos de falla, incremento en el tiempo de ejecución de mantenimiento.	S	T	Contar con una gestión de 5S (Clasificar, ordenar, limpiar y estandarizar). Podar el pasto dentro de los jardines de los paneles fotovoltaicos y alrededor cada 3 meses.
		Superficie contaminada debido a residuos como botellas, plásticos, etc.	Este modo de falla incrementa la probabilidad de deterioro de la infraestructura, módulo fotovoltaico, dificultad en la detección de otros modos de falla, incremento en el tiempo de ejecución de mantenimiento.	E	T	Contar con una gestión de 5S (Clasificar, ordenar, limpiar, estandarizar y disciplina). Realizar 5S cada 3 meses.
	Inundación de la superficie de la planta fotovoltaica	Superficie de la Central Solar Fotovoltaica inundada debido a acumulación de agua por las lluvias intensas y/o desborde del río.	Este modo de falla provoca la parada total de la planta, por seguridad de riesgo eléctrico para el personal. Incrementa el deterioro de la infraestructura en general e incluso provocaría la destrucción de la planta fotovoltaica.	O	T	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales del sistema de drenaje cada 2 meses. Realizar limpieza y mantenimiento del sistema de drenaje cada 2 meses. Evaluar cada 6 meses los riesgos de inundación, principalmente en temporadas de lluvias o crecida del río. La superficie con acumulación de agua, debe realizarse mediante el sistema de

						drenaje o mediante un sistema externo (electrobombas).
		Superficie inundada debido a acumulación de sedimentos.	Este modo de falla provoca la parada total de la planta, por seguridad de riesgo eléctrico para el personal. Incrementa el deterioro de la infraestructura en general e incluso provocaría la destrucción de la planta fotovoltaica.	O	T	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales del sistema de drenaje cada 2 meses. Realizar limpieza y mantenimiento del sistema de drenaje (ductos, sardineles, canaletas, trampas, etc) cada 2 meses.
Cables de conexión para los paneles fotovoltaicos	Cables de conexión defectuosos	Cables de conexión roto en aislamiento debido a daños por roedores u otros animales.	Este modo de falla afecta en la producción de energía.	O	T	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales de los cables de conexión cada 2 meses. Los cables de conexión que se encuentren defectuosos tienen que ser cambiados todo el tramo de cables de conexión cada 6 meses. Contar con un sistema de gestión para ahuyentar a roedores u otros animales.
		Cables de conexión roto por una mala instalación.	La generación de energía se vería interrumpida y generaría sobre costos de reparación.	O	D (correctivo)	Realizar una sustitución de todo el tramo de cables de conexión para asegurar el manejo y el buen funcionamiento en los módulos fotovoltaicos. Es recomendable realizar el cambio cada 6 meses ya que esto provocaría que se pierda energía.
		Cables de conexión desconectados debido a falsos contactos.	Este modo de falla afecta en la producción de energía.	O	T	Realizar mantenimiento preventivo mediante ajuste de borneras de conexión, revisar y hermetizar las tapas de las cajas de conexiones para que no ingrese humedad. Tareas a ejecutar cada 6 meses.
		Cables de conexión quemados debido a puntos calientes.	La generación de energía se vería interrumpida y generaría sobre costos de reparación.	O	2	Realizar mantenimiento preventivo mediante inspecciones visuales de los cables de conexión cada 2 meses. Realizar mantenimiento predictivo utilizando técnicas de termografía cada 6 meses para determinar el estado de las conexiones.

5.3. COSTOS DE MANTENIMIENTO

Los costos de mantenimiento son los gastos que se ocasionan al ejecutar las actividades del plan de mantenimiento para conservar los paneles fotovoltaicos en buen estado y funcionamiento, o restaurarlos a un estado específico de funcionamiento.

Los costos de mantenimiento se analizaron de acuerdo al plan de mantenimiento, donde se ha valorizado los recursos para cada actividad, recursos como mano de obra, consumibles e insumos, herramientas e instrumentos, materiales y mano de obra no calificada, por un periodo de un año. Estos costos están estrictamente calculados para los sistemas solares, no incluye equipos como inversores, banco de baterías, transformadores, infraestructura de media o alta tensión, etc.

Los costos de los recursos son de acuerdo a la región donde se encuentra instalada la planta solar fotovoltaica y a cotizaciones que se realizaron a diferentes empresas en el mercado local.

Los costos de mantenimiento se realizaron para dos escenarios:

Costos con procesamiento digital de imágenes: cuando se realiza las inspecciones termográficas utilizando procesamiento digital de imágenes, los costos de mantenimiento se reducen, porque se va a requerir menor cantidad de horas-hombre para detectar puntos calientes, debido a que el algoritmo realiza esta tarea en menos tiempo. Para los costos del mantenimiento de los sistemas solares, se ahorraría S/ 30,755.01 en un año.

Costos sin procesamiento digital de imágenes: al no utilizar procesamiento digital de imágenes, se incrementa la frecuencia de inspecciones visuales de 6 inspecciones a 12 al año, se va a requerir mayor cantidad de horas-hombre para el tiempo de detección de puntos calientes, debido a que el técnico debe invertir más tiempo para detectar las mismas fallas, además según la norma ISO18436-7 la formación que un técnico necesita para realizar inspecciones mediante termografía

es un curso de 32 horas y ser de nivel II, generando un incremento en los costos del plan de mantenimiento.

Finalmente, los costos de mantenimiento para la misma Planta Solar Fotovoltaica Indiana sin considerar el algoritmo son de S/ 95,807.59.

COSTOS CON PROCESAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES

ACTIVIDAD	RECURSOS										
	HORAS-HOMBRE (H-H)	COSTO DE H-H	COSTO DE H-H NO CALIFICADO	H-H (TÉCNICO)	CONSUMIBLES E INSUMOS	HERRAMIENTAS E INSTRUMENTOS	MATERIALES	MANO DE OBRA NO CALIFICADA	COSTO TOTAL POR ACTIVIDAD	PERIODICIDAD	COSTO ANUAL
Realizar termografía a los paneles fotovoltaicos	50	S/ 28.50		S/ 1,228.00		S/ 271.55			S/ 1,981.55	6	S/ 11,887.40
Realizar inspecciones termográficas a los cables de conexión de los paneles fotovoltaicos	22	S/ 28.50		S/ 627.00		S/ 135.62			S/ 792.62	2	S/ 1,525.23
Realizar topografía	12	S/ 28.50		S/ 342.00	S/ 235.00	S/ 390.00			S/ 1,127.00	6	S/ 5,762.00
Realizar tala de árboles alrededor del campo fotovoltaico	144		S/ 7.50					S/ 1,080.00	S/ 1,080.00	6	S/ 4,320.00
Realizar limpieza y lavar los paneles fotovoltaicos	30	S/ 28.50		S/ 855.00	S/ 1,290.00	S/ 178.07	S/ 300.00		S/ 2,623.07	6	S/ 15,738.45
Realizar limpieza de la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos	22	S/ 28.50		S/ 627.00	S/ 325.00				S/ 1,152.00	4	S/ 4,608.00
Realizar el pintado de la estructura de soporte	22	S/ 28.50		S/ 627.00	S/ 1,386.50	S/ 1,293.00			S/ 3,308.50	1	S/ 3,308.50
Podar el pasto dentro de los terrenos de los paneles fotovoltaicos y alrededores	144		S/ 7.50					S/ 1,080.00	S/ 1,080.00	6	S/ 4,320.00
Realizar limpieza y mantenimiento del sistema de drenaje (ductos, canchales, canales, fríos, etc)	144		S/ 7.50					S/ 1,080.00	S/ 1,080.00	6	S/ 4,320.00
Evitar los riesgos de inundación, principalmente en temporadas de lluvias o crecidas de río	22	S/ 28.50		S/ 627.00					S/ 627.00	2	S/ 1,254.00
Realizar mantenimiento del cable eléctrico	44	S/ 28.50		S/ 1,254.00	S/ 235.00	S/ 380.00	S/ 538.00		S/ 2,427.00	2	S/ 4,854.00
										TOTAL	S/ 65,053.58

COSTOS SIN PROCESAMIENTO DIGITAL DE IMÁGENES

ACTIVIDAD	RECURSOS										
	HORAS-HOMBRE (HH)	COSTO DE H-H	COSTO DE H-H NO CALIFICADO	H-H (TÉCNICO)	CONSUMIBLES E INSUMOS	HERRAMIENTAS E INSTRUMENTOS	MATERIALES	MANO DE OBRA NO CALIFICADA	COSTO TOTAL POR ACTIVIDAD	PERIODICIDAD	COSTO ANUAL
Realizar termografía a los paneles fotovoltaicos	110	S/ 37.50		S/ 4,125.00		S/ 715.07			S/ 5,065.07	6	S/ 30,390.41
Realizar inspecciones termográficas a los cables de conexión de los paneles fotovoltaicos	100	S/ 37.50		S/ 3,750.00		S/ 130.00			S/ 3,960.00	1	S/ 3,911.23
Realizar inspecciones	10	S/ 37.50		S/ 450.00	S/ 235.00	S/ 550.00			S/ 1,235.00	12	S/ 14,820.00
Realizar tala de árboles alrededor del parque fotovoltaico	144		S/ 7.50					S/ 1,080.00	S/ 1,080.00	4	S/ 4,320.00
Realizar limpieza y lavar los paneles fotovoltaicos	60	S/ 37.50		S/ 2,250.00	S/ 1,290.00	S/ 178.07	S/ 300.00		S/ 3,898.07	6	S/ 23,358.45
Realizar limpieza de la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos	32	S/ 37.50		S/ 1,200.00	S/ 325.00				S/ 1,525.00	4	S/ 6,100.00
Realizar el pintado de la estructura de soporte	20	S/ 37.50		S/ 750.00	S/ 1,896.50	S/ 1,290.00			S/ 3,936.50	1	S/ 3,901.50
Podar el pasto dentro de las jardinas de los paneles fotovoltaicos y alrededor	144		S/ 7.50					S/ 1,080.00	S/ 1,080.00	4	S/ 4,320.00
Realizar limpieza y mantenimiento del sistema de drenaje (ductos, cartones, canaletas, trampas, etc)	144		S/ 7.50					S/ 1,080.00	S/ 1,080.00	4	S/ 4,320.00
Evaluar los riesgos de inundación, principalmente en temporadas de lluvias o crecida del río	20	S/ 37.50		S/ 750.00					S/ 750.00	1	S/ 1,050.00
Realizar mantenimiento del circuito eléctrico	44	S/ 37.50		S/ 1,650.00	S/ 235.00	S/ 390.00	S/ 558.00		S/ 2,823.00	1	S/ 5,646.00
										TOTAL	S/ 95,807.59

CONCLUSIONES

1. Se desarrolló una metodología para la adquisición de imágenes infrarrojas para la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana, donde se tomaron en cuenta diferentes condiciones como conocer el uso correcto de la cámara termográfica, condiciones meteorológicas, determinación de las horas óptimas, cálculo de cantidad de personal y el análisis de los recursos materiales; con el fin de detectar a tiempo puntos calientes que acortan la vida útil y hasta causan daños irreparables en los paneles fotovoltaicos.
2. Se logró elaborar un algoritmo capaz de detectar fallas en los paneles fotovoltaicos a través de la presencia de puntos calientes mediante procesamiento digital de imágenes. Concluyendo que la imagen tiene que ser convertida de RGB a HSV y al mismo tiempo separar en sus tres capas; para trabajar con estas imágenes termográficas se elegirá la capa “S” para poder binarizar la imagen empleando el método de Otsu.
3. De los resultados del procesamiento digital de imágenes, se concluyó que, para detectar fallas en los paneles fotovoltaicos, la irradiancia debe de ser mayor o igual a 350 W/m^2 , en la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana este nivel de irradiancia se presenta entre las 9:00 am hasta las 3:00 pm.
4. Al realizar las pruebas de validación mediante la curva I-V se halló que los paneles fotovoltaicos tienen que estar sometidos a una irradiancia solar mínima de 350 W/m^2 , para que los puntos calientes se vean reflejados en la curva I-V y sean detectados mediante el algoritmo.
5. Se concluye que el método de procesamiento digital de imágenes mediante el software es eficaz como el método de la curva I-V, asimismo es más eficiente en un 93%, es decir logra el mismo objetivo con menos recursos.

6. Se cumplió con el objetivo de elaborar un plan de mantenimiento preventivo-predictivo para los paneles fotovoltaicos correctamente organizado y estructurado para el beneficio de la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana, donde se especifica que las actividades se deben realizar periódicamente. Además, se especifica los recursos necesarios para el cumplimiento de dicho plan de mantenimiento.
7. Se analizó los costos de mantenimiento con procesamiento y sin procesamiento digital de imágenes de la Planta Solar Fotovoltaica Indiana, obteniendo S/ 65,052.58 con procesamiento y S/ 95,807.59 sin procesamiento, concluyendo que se tiene una diferencia de S/ 30,755.01 a favor del mantenimiento con procesamiento digital de imágenes.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda ejecutar el plan de mantenimiento desde la puesta en operación de la planta solar fotovoltaica, ya que ésta es la solución más eficiente para reducir costos de operación y daños irreparables en los paneles fotovoltaicos.
- En este trabajo se elaboró un plan de mantenimiento preventivo-predictivo para los paneles fotovoltaicos para la futura Planta Solar Fotovoltaica Indiana-Loreto, se recomienda que este plan de mantenimiento se ejecute para otras regiones geográficas similares a la planta solar Indiana.
- Se recomienda realizar un estudio para adquirir imágenes infrarrojas con un Dron, con el objetivo de disminuir el tiempo de toma de imágenes.
- Para lavar los paneles fotovoltaicos se recomienda que se realice con agua desmineralizada, ya que el agua con altos niveles de minerales puede dejar residuos en la superficie de los mismos.

BIBLIOGRAFÍA

Abella, M. A. (s.f.). *Sistemas Fotovoltaicos*. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.

Altamirano, Y., & Zavaleta, M. (2016). *Plan de gestión de mantenimiento preventivo para mejora de la productividad en la empresa Naylamp-Chiclayo 2016*. Gestión empresarial, Universidad Señor de Sipán, Facultad de Ingeniería, Arquitectura y Urbanismo, Pimentel.

Area tecnología. (s.f.). Obtenido de *Area tecnología*:
<https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html>

AREATECNOLOGIA. (s.f.). Obtenido de *AREATECNOLOGIA*:
<https://www.areatecnologia.com/electronica/union-pn.html>

Asitimbay, M. (2018). *Método de detección de puntos calientes en paneles solares*. (Tesis de maestría), Universidad Politécnica Salesiana, Control y Automatización industrial , Cuenca.

Bustamante, K., & Mirabá, B. (2018). *Algoritmo de detección de puntos calientes en paneles fotovoltaicos*. Proyecto técnico investigativo, Universidad Politécnica Salesiana, Facultad de Ingeniería, Cuenca.

Cayllahua, F. (2019). *Diseño y construcción de un sistema de seguimiento solar para sistemas fotovoltaicos basado en procesamiento de imágenes*. (Tesis de ciencia), Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Facultad de Ciencia Naturales y Formales, Arequipa.

Di Piazza, M. C., & Vitale, G. (2013). *Photovoltaic Sources*. London: Springer.

Efecto Fotoeléctrico. (s.f.). Obtenido de *Efecto Fotoeléctrico*:
<https://www.vix.com/es/btg/curiosidades/4619/que-es-el-efecto-fotoelectrico>

Energías Renovables. (s.f.). Obtenido de *Energías Renovables:*
<https://www.factorenergia.com/es/blog/noticias/energias-renovables-caracteristicas-tipos-nuevos-retos/>

Especialización en Sistemas Fotovoltaicos. (2015). Obtenido de *Especialización en Sistemas Fotovoltaicos:* http://seslab.org/fotovoltaico/13_el_mdulo_fotovoltaico.html

Europe, A. &. (2018). *Guía de Mejores Prácticas de Operación y Mantenimiento (O&M) de Sistemas fotovoltaicos* (2da ed.). México, México.

García Garrido, S. (2020). *Mantenimiento de Parques Solares Fotovoltaicos.* Madrid: Renovetec.

González, R., Wintz, P., & Addison-Wesley. (1996). *Procesamiento digital de imágenes.*

Herrera, A. (2014). *Modelos de color (RGB, CMYK, HSV/HSL).* Obtenido de *Modelos de color (RGB, CMYK, HSV/HSL):* <https://ahenav.com/2014/04/09/modelos-de-color/>

Hot Spot en Paneles Fotovoltaicos. (s.f.). Obtenido de *Hot Spot en Paneles Fotovoltaicos:*
<https://www.solarsymphony.mx/puntos-calientes-en-los-paneles-solares/>

LIRA SEGURA, J. (18 de ABRIL de 2019). MEM INVERTIRÁ S/ 15.1 MILLONES EN CENTRAL SOLAR QUE DOTARÁ DE ENERGÍA A UCAYALI. *GESTIÓN*, pág. 1.

López Espejo, I. (s.f.). *World Documents.* Obtenido de *Método de Otsu (Segmentación por umbralización):* <https://fddocuments.net/document/metodo-de-otsu.html>

Perpiñan Lamigueiro, O. (2015). *Energía solar fotovoltaica.*

PERUANO, E. (13 de SETIEMBRE de 2010). LEGISLACIÓN DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES. *DECRETO LEGISLATIVO DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES.* PERÚ - ESTADOS UNIDOS.

Planta de Energía Solar. (s.f.). Obtenido de Planta de Energía Solar: <http://www.solar-center.mx/noticias/item/como-funciona-una-planta-de-energia-solar>

Poyato, R. (s.f.). Utilización de la termografía en el mantenimiento de plantas fotovoltaicas. Fluke.

Soto, G., Renovables, D. E., Energía, M. d., Hernández, J., Almarza, D., División de Ingeniería Eléctrica, S. d., . . . Ukar, A. (s.f.). *Guía de Operación y mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos* (Ministerio de energía de Chile ed.).

Termografía. (s.f.). Obtenido de Termografía: <http://www.misecingenieria.cl/termografia.html>

Triana, N., Jaramillo, A. E., Gutiérrez, R. M., & Rodríguez, C. A. (2016). Técnicas de umbralización para el procesamiento digital de imágenes de GEM-Foils. Pereira, Colombia.

Wikipedia. (2016). *Procesamiento digital de imágenes.* Obtenido de Procesamiento digital de imágenes: https://es.wikipedia.org/wiki/Procesamiento_digital_de_im%C3%A1genes

Yadong, W., Kazutaka, I., Kudoh, T., Keishin, K., & Qiang, G. (2017). Voltage Based Hot Spot Detection Method for Photovoltaic String Using a Projector. China: Tapas Mallick.

ANEXO I: CÓDIGO DE DETECCIÓN DE PUNTOS CALIENTES EN MATLAB

```
clear; close all; clc;
```

```
[im, direc] = uigetfile('*.jpg'); %primer parámetro es la  
imagen que se examinó y el segundo parámetro es lo que va a  
devolver, la dirección de donde esta guardada la imagen (es  
la extensión)
```

```

examinar = strcat(direc, im); %se tiene que juntar los dos
parámetros en una sola variable
I = imread(examinar); %leer la imagen que está dentro de la
dirección
G = imcrop(I); %recortar la imagen deseada
subplot(1,2,1), imshow(G), title('Imagen original')
b = rgb2hsv(G); %convertir la imagen rgb a imagen hsv
H=b(:, :, 1); %Matiz (todas las filas, todas las columnas,
únicamente la capa 1)
S=b(:, :, 2); %Saturación
V=b(:, :, 3); %Brillo

%Umbral de imagen global utilizando método de Otsu
umbral = graythresh(S); %umbralizar la imagen deseada en
este caso la imagen saturada
BW = ~im2bw(S,umbral); %binarizar la imagen ya umbralizada
%Filtro de suavizado
h = fspecial('average',8); %llamar el filtro predefinido de
promedio
E = imfilter(BW,h);%Aplicar el filtro creado previamente a
la imagen binarizada
B = imclearborder(E); %eliminar el borde de la imagen
subplot(1,2,2), imshow(B), title('Imagen filtrada')

%Extraer valores de la imagen cargada
[R C D] = size(B) %rows, column,dimensión
%División de la imagen en cuatro partes iguales

P1 = B(1:R/2,1:C/2);
%Identificación y etiquetado de objetos presentes en la
imagen
[L1 N1] =bwlabel(P1); %identifica regiones dentro de la
imagen y genera una matriz contabilizando los puntos
calientes presentes en el panel 1
propied1=regionprops(L1); %aplicar la función regionprops
para obtener el ancho y la altura (cuadro delimitador-
boundingbox)
figure;
subplot(2,2,1), imshow(P1), title('Panel 1')
tic
%Graficar los puntos calientes en rectángulos
for n=1:N1

```

```

        rectangle('Position',propied1(n).BoundingBox,'EdgeColor
        ','g','LineWidth',2)
end

P2 = B(1:R/2,(C/2+1):C);
[L2 N2] =bwlabel(P2);
propied2=regionprops(L2);
subplot(2,2,2), imshow(P2), title('Panel 2')

for n=1:N2
    rectangle('Position',propied2(n).BoundingBox,'EdgeColor
    ','r','LineWidth',2)
end

P3 = B(R/2+1:R,1:C/2);
[L3 N3] =bwlabel(P3);
propied3=regionprops(L3);
subplot(2,2,3), imshow(P3), title('Panel 3')

for n=1:N3
    rectangle('Position',propied3(n).BoundingBox,'EdgeColor
    ','b','LineWidth',2)
end

P4 = B((R/2+1):R,(C/2+1):C);
[L4 N4] =bwlabel(P4);
propied4=regionprops(L4);
subplot(2,2,4), imshow(P4), title('Panel 4')

for n=1:N4
    rectangle('Position',propied4(n).BoundingBox,'EdgeColor
    ','y','LineWidth',2)
end
toc

%Mostrar mensaje de usuario mediante la etiqueta de la
imagen
[L N] =bwlabel(B); %Aqui L es la matrix de etiquetas y N
muestra el número total de objetos
k = max(max(L)); %número total de objetos etiquetados
k1 = max(max(L1));
k2 = max(max(L2));
k3 = max(max(L3));
k4 = max(max(L4));

```

```
M=num2str(k);
M1=num2str(k1);
M2=num2str(k2);
M3=num2str(k3);
M4=num2str(k4);

msgbox(['Número total de puntos calientes detectados: ',M];['Panel 1 puntos calientes: ',M1];['Panel 2 puntos calientes: ',M2];['Panel 3 puntos calientes: ',M3];['Panel 4 puntos calientes: ',M4]},'Diagnostico','warn','modal');
```

ANEXO II: DATOS DE VOLTAJE, CORRIENTE Y POTENCIA PARA GRAFICAR LA CURVA I-V SIN PUNTOS CALIENTES

PRIMERA PRUEBA

Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (W)
0.8	0.818	0.6544
7.09	0.816	5.78544
7.31	0.812	5.93572
7.54	0.812	6.12248
7.78	0.81	6.3018
8.08	0.81	6.5448
8.14	0.808	6.57712
8.23	0.808	6.64984
8.32	0.808	6.72256
8.56	0.807	6.90792
8.93	0.807	7.20651
9.06	0.81	7.3386
9.17	0.812	7.44604
9.31	0.812	7.55972
9.45	0.812	7.6734
9.6	0.812	7.7952
9.92	0.812	8.05504
10.08	0.812	8.18496
10.13	0.811	8.21543
10.31	0.811	8.36141
10.43	0.81	8.4483
10.69	0.81	8.6589
10.91	0.811	8.84801
11.02	0.811	8.93722
11.16	0.812	9.06192
11.31	0.812	9.18372
11.4	0.812	9.2568
11.53	0.812	9.36236
11.68	0.812	9.48416
11.93	0.811	9.67523
12.03	0.812	9.76836
12.13	0.813	9.86169
12.21	0.813	9.92673
12.32	0.813	10.01616
12.41	0.812	10.07692
12.67	0.807	10.22469
12.93	0.807	10.43451
13.04	0.803	10.47112
13.12	0.801	10.50912
13.28	0.795	10.5576
13.43	0.79	10.6097
13.73	0.79	10.8467
13.92	0.788	10.96896

14.02	0.785	11.0057
14.1	0.784	11.0544
14.24	0.778	11.07872
14.33	0.773	11.07709
14.53	0.771	11.20263
14.74	0.764	11.26136
14.94	0.759	11.33946
15.06	0.757	11.40042
15.2	0.755	11.476
15.38	0.756	11.62728
15.67	0.75	11.7525
15.76	0.741	11.67816
15.94	0.738	11.76372
16.04	0.727	11.66108
16.14	0.727	11.73378
16.32	0.718	11.71776
16.45	0.713	11.72885
16.62	0.703	11.68386
16.87	0.693	11.69091
17.05	0.688	11.7304
17.18	0.684	11.75112
17.35	0.673	11.67655
17.52	0.659	11.54568
17.66	0.65	11.479
17.89	0.631	11.28859
18.02	0.622	11.20844
18.15	0.61	11.0715
18.26	0.598	10.91948
18.33	0.594	10.88802
18.48	0.582	10.75536
18.72	0.548	10.25856
18.98	0.51	9.6798
19.08	0.48	9.1584
19.19	0.451	8.65469
19.29	0.425	8.19825
19.44	0.385	7.4844
19.61	0.33	6.4713
19.85	0.256	5.0816
19.94	0.231	4.60614
20.01	0.202	4.04202
20.13	0.155	3.12015
20.21	0.121	2.44541
20.39	0.034	0.69326

Tabla 4-2. Datos de voltaje, corriente y potencia.

SEGUNDA PRUEBA

Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (W)			
0.71	0.918	0.65178	14.1	0.884	12.4644
7.07	0.916	6.47612	14.24	0.878	12.50272
7.3	0.912	6.6576	14.33	0.873	12.51009
7.54	0.912	6.87648	14.53	0.871	12.65563
7.7	0.91	7.007	14.74	0.864	12.73536
8.02	0.91	7.2982	14.94	0.859	12.83346
8.1	0.908	7.3548	15.06	0.857	12.90642
8.23	0.908	7.47284	15.2	0.855	12.996
8.37	0.908	7.59996	15.38	0.856	13.16528
8.55	0.907	7.75485	15.67	0.85	13.3195
8.94	0.907	8.10858	15.76	0.841	13.25416
9.05	0.91	8.2355	15.94	0.838	13.35772
9.15	0.912	8.3448	16.04	0.827	13.26508
9.35	0.912	8.5272	16.14	0.827	13.34778
9.46	0.912	8.62752	16.32	0.818	13.34976
9.66	0.912	8.80992	16.45	0.813	13.37385
9.92	0.912	9.04704	16.62	0.803	13.34586
10.04	0.912	9.15648	16.87	0.793	13.37791
10.16	0.911	9.25576	17.05	0.788	13.4354
10.31	0.911	9.39241	17.18	0.784	13.46912
10.43	0.91	9.4913	17.33	0.773	13.39609
10.69	0.91	9.7279	17.52	0.759	13.29768
10.91	0.911	9.93901	17.66	0.75	13.245
11.02	0.911	10.03922	17.89	0.731	13.07759
11.13	0.912	10.15056	18.02	0.722	13.01044
11.32	0.912	10.32384	18.15	0.71	12.8865
11.4	0.912	10.3968	18.26	0.698	12.74548
11.53	0.912	10.51536	18.33	0.694	12.72102
11.68	0.912	10.65216	18.48	0.682	12.60336
11.95	0.911	10.88645	18.72	0.648	12.13056
12.03	0.912	10.97136	18.91	0.61	11.5351
12.13	0.913	11.07469	19.08	0.58	11.0664
12.21	0.913	11.14773	19.19	0.551	10.57369
12.32	0.913	11.24816	19.29	0.525	10.12725
12.41	0.912	11.31792	19.44	0.485	9.4284
12.67	0.907	11.49169	19.61	0.43	8.4323
12.91	0.907	11.70937	19.84	0.356	7.06304
13.04	0.903	11.77512	19.94	0.331	6.60014
13.15	0.901	11.84815	20.01	0.302	6.04302
13.28	0.895	11.8856	20.13	0.255	5.13315
13.43	0.89	11.9527	20.21	0.221	4.46641
13.73	0.89	12.2197	20.33	0.134	2.72422
13.92	0.888	12.36096	20.42	0.101	2.06242
14.02	0.885	12.4077	20.53	0.062	1.27286
			20.58	0	0

Tabla 4-3. Datos de voltaje, corriente y potencia.

ANEXO III: DATOS DE VOLTAJE, CORRIENTE Y POTENCIA

PARA GRAFICAR LA CURVA I-V CON PUNTOS CALIENTES

PRIMERA PRUEBA

Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (W)
0.764	0.898	0.686072
6.428	0.919	5.907332
6.471	0.92	5.95332
6.521	0.92	5.99932
6.564	0.92	6.03888
6.648	0.92	6.11616
6.671	0.913	6.090623
6.812	0.913	6.219356
6.857	0.912	6.253584
6.991	0.911	6.368801
7.049	0.911	6.421639
7.196	0.909	6.541164
7.203	0.909	6.547527
7.252	0.907	6.577564
7.308	0.908	6.635664
7.314	0.906	6.626484
7.326	0.905	6.63003
7.355	0.905	6.656275
7.415	0.906	6.71799
7.521	0.903	6.791463
7.672	0.902	6.920144
7.796	0.901	7.024196
7.868	0.903	7.104804
7.961	0.903	7.188783
8.081	0.902	7.289062
8.142	0.902	7.344084
8.217	0.902	7.411734
8.348	0.9	7.5132
8.415	0.901	7.581915
8.57	0.9	7.713
8.636	0.9	7.7724
8.774	0.9	7.8966
8.862	0.897	7.949214
8.945	0.897	8.023665
9.085	0.894	8.12199
9.157	0.892	8.168044
9.272	0.893	8.279896
9.334	0.893	8.335262
9.44	0.898	8.47712
9.52	0.896	8.52992
9.65	0.892	8.6078
9.76	0.894	8.72544
9.83	0.893	8.77819
9.97	0.892	8.89324
10.08	0.89	8.9712
10.16	0.891	9.05256
10.29	0.891	9.16839
10.37	0.89	9.2293
10.44	0.892	9.31248
10.51	0.893	9.38543

10.64	0.894	9.51216
10.7	0.892	9.5444
10.84	0.891	9.65844
10.92	0.89	9.7188
11.08	0.891	9.87228
11.13	0.891	9.91683
11.27	0.89	10.0303
11.33	0.89	10.0837
11.48	0.89	10.2172
11.5	0.889	10.2235
11.67	0.886	10.33962
11.73	0.887	10.40451
11.86	0.886	10.50796
11.93	0.882	10.52226
12.06	0.882	10.63692
12.13	0.881	10.68653
12.26	0.887	10.87462
12.32	0.887	10.92784
12.47	0.887	11.06089
12.53	0.888	11.12664
12.61	0.887	11.18507
12.75	0.885	11.28375
12.83	0.884	11.34172
12.96	0.883	11.44368
13.06	0.883	11.53198
13.17	0.883	11.62911
13.21	0.884	11.67764
13.37	0.883	11.80571
13.43	0.883	11.85869
13.52	0.883	11.93816
13.68	0.882	12.06576
13.72	0.883	12.11476
13.85	0.882	12.2157
13.97	0.884	12.34948
14.07	0.884	12.43788
14.11	0.884	12.47324
14.24	0.885	12.6024
14.36	0.885	12.7086
14.47	0.885	12.80595
14.51	0.884	12.82684
14.64	0.881	12.89784
14.78	0.874	12.91772
14.86	0.871	12.94306
14.9	0.87	12.963
15.04	0.869	13.06976
15.15	0.857	12.98355
15.21	0.856	13.01976
15.32	0.852	13.05264
15.43	0.85	13.1155
15.54	0.849	13.19346

15.6	0.845	13.182
15.78	0.844	13.31832
15.87	0.839	13.31493
15.98	0.838	13.39124
16.08	0.835	13.4268
16.15	0.833	13.45295
16.22	0.83	13.4626
16.37	0.826	13.52162
16.45	0.819	13.47255
16.51	0.816	13.47216
16.67	0.808	13.46936
16.76	0.8	13.408
16.89	0.794	13.41066
16.95	0.793	13.44135
17.08	0.785	13.4078
17.18	0.777	13.34886
17.24	0.775	13.361
17.32	0.768	13.30176
17.49	0.755	13.20495
17.56	0.751	13.18756
17.67	0.745	13.16415
17.74	0.739	13.10986
17.86	0.734	13.10924
17.98	0.724	13.01752
18.05	0.716	12.9238
18.14	0.713	12.93382
18.2	0.708	12.8856
18.38	0.693	12.73734
18.45	0.688	12.6936
18.51	0.683	12.64233
18.67	0.662	12.35954
18.78	0.6621	12.434238
18.87	0.6623	12.497601
18.95	0.6634	12.57143
19.04	0.6621	12.606384
19.13	0.6607	12.639191
19.23	0.6659	12.805257
19.36	0.6567	12.713712
19.46	0.6548	12.742408
19.54	0.6531	12.761574
19.65	0.6508	12.78822
19.72	0.6493	12.804196
19.84	0.465	9.2256
19.93	0.439	8.74927
20.06	0.404	8.10424
20.15	0.375	7.55625
20.23	0.35	7.0805
20.34	0.314	6.38676
20.42	0.282	5.75844
20.59	0.21	4.3239
20.69	0.151	3.12419
20.74	0.134	2.77916
20.88	0.113	2.35944
20.96	0.082	1.71872
21.1	0	0

Tabla 4-4. Datos de voltaje, corriente y potencia.

SEGUNDA PRUEBA

Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (W)
0.946	1.028	0.972488
7.105	1.04	7.3892
7.207	1.04	7.49528
7.345	1.044	7.66818
7.412	1.044	7.738128
7.532	1.043	7.855876
7.607	1.043	7.934101
7.702	1.042	8.025484
7.818	1.042	8.146356
7.928	1.04	8.24512
8.087	1.039	8.402393
8.117	1.039	8.433563
8.228	1.035	8.51598
8.329	1.035	8.620515
8.408	1.035	8.70228
8.573	1.035	8.873055
8.611	1.035	8.912385
8.752	1.035	9.05832
8.884	1.035	9.19494
8.912	1.035	9.22392
9.021	1.032	9.309672
9.175	1.032	9.4686
9.227	1.032	9.522264
9.334	1.032	9.632688
9.446	1.032	9.748272
9.56	1.032	9.86592
9.67	1.032	9.97944
9.77	1.032	10.08264
9.82	1.032	10.13424
9.99	1.032	10.30968
10.04	1.03	10.3412
10.1	1.028	10.3828
10.25	1.028	10.537
10.32	1.025	10.578
10.46	1.025	10.7215
10.54	1.025	10.8035
10.6	1.025	10.865
10.72	1.025	10.988
10.87	1.025	11.14175
10.93	1.023	11.18139
11.05	1.022	11.2931
11.13	1.021	11.36373
11.25	1.02	11.475
11.38	1.015	11.5507
11.42	1.015	11.5913
11.56	1.014	11.72184

11.62	1.014	11.78268
11.72	1.012	11.86064
11.87	1.012	12.01244
11.95	1.01	12.0695
12.02	1.01	12.1402
12.13	1.011	12.26343
12.23	1.011	12.36453
12.34	1.011	12.47574
12.42	1.011	12.55662
12.51	1.011	12.64761
12.63	1.011	12.76893
12.77	1.016	12.97432
12.89	1.016	13.09624
12.91	1.016	13.11656
13.01	1.015	13.20515
13.16	1.015	13.3574
13.22	1.012	13.37864
13.35	1.01	13.4835
13.42	1.009	13.54078
13.55	1.003	13.59065
13.63	1.002	13.65726
13.73	0.999	13.71627
13.82	0.998	13.79236
13.94	0.998	13.91212
14.01	0.998	13.98198
14.11	0.998	14.08178
14.24	0.997	14.19728
14.33	0.999	14.31567
14.47	0.996	14.41212
14.53	0.996	14.47188
14.62	0.996	14.56152
14.77	0.99	14.6223
14.88	0.988	14.70144
14.95	0.987	14.75565
15.03	0.986	14.81958
15.15	0.983	14.89245
15.25	0.979	14.92975
15.31	0.979	14.98849
15.45	0.976	15.0792
15.57	0.972	15.13404
15.64	0.966	15.10824
15.78	0.962	15.18036
15.83	0.96	15.1968
15.96	0.956	15.25776
16.03	0.956	15.32468
16.12	0.954	15.37848
16.23	0.951	15.43473
16.33	0.945	15.43185

16.42	0.944	15.50048
16.53	0.938	15.50514
16.67	0.93	15.5031
16.7	0.929	15.5143
16.84	0.92	15.4928
16.95	0.91	15.4245
17.01	0.907	15.42807
17.12	0.902	15.44224
17.24	0.892	15.37808
17.37	0.884	15.35508
17.46	0.876	15.29496
17.52	0.874	15.31248
17.62	0.868	15.29416
17.78	0.86	15.2908
17.86	0.854	15.25244
17.92	0.854	15.30368
18.05	0.842	15.1981
18.15	0.833	15.11895
18.28	0.826	15.09928
18.3	0.822	15.0426
18.43	0.807	14.87301
18.53	0.794	14.71282
18.62	0.788	14.67256
18.76	0.769	14.42644
18.82	0.763	14.35966
18.97	0.743	14.09471
19.04	0.728	13.86112
19.11	0.717	13.70187
19.26	0.681	13.11606
19.33	0.673	13.00909
19.41	0.664	12.88824
19.59	0.664	13.00776
19.64	0.663	13.02132
19.77	0.663	13.10751
19.88	0.663	13.18044
19.93	0.662	13.19366
20.02	0.662	13.25324
20.11	0.66	13.2726
20.24	0.66	13.3584
20.35	0.66	13.431
20.48	0.567	11.61216
20.53	0.375	7.69875
20.62	0.338	6.96956
20.76	0.263	5.45988
20.88	0.184	3.84192
20.96	0.132	2.76672
21.03	0.074	1.55622
21.11	0	0

Tabla 4-5. Datos de voltaje, corriente y potencia.

ANEXO IV: FICHAS TÉCNICAS



LUMISOLAR
EMBARCAMOS LA ENERGÍA DEL SOL

Ficha Técnica
Panel Solar 5Wp 12V



Panel Solar 5 Wp 12V	
Potencia Máxima (W)	5 Watts
Voltaje @ Potencia Máxima	18.27 Voltios
Corriente @ Potencia Máxima	0.27 A
Voltaje de Circuito Abierto	22.33 Voltios
Corriente de Corto Circuito	0.29 Amperios
Dimensiones	245 x 190 x 17 mm
Peso	1.0 KG

LUMISOLAR S.R.L. | RUC: 20585388798
Av. Prado de la República 5054, Miraflores
Lima 4, Perú
www.lumisolar.com



Distribuidor Oficial: www.apliter.com

FLIR C5

P/N: 89401-0101

Copyright

© 2020, FLIR Systems, Inc.

All rights reserved. All trademarks, names and marks appearing herein are either registered trademarks or trademarks of FLIR Systems and/or its subsidiaries. All other trademarks, trade names or company names mentioned herein are used in identification only and are the property of their respective owners.

Document identity

Full P/N: 89401-0101

Doc#: 60256

Language:

Model#: 2020-01-01

Revised: 2020-07-23

Website

<http://www.flir.com>

Customer support

usa@flir.com

Disclaimer

Specifications subject to change without further notice. Camera models and accessories subject to regional, market and regulatory. License procedure may apply. Products described herein may be subject to US Export Regulations. Please refer to www.flir.com for more details.



Imaging and optical data	
IR wavelength	8-14 μm
Thermal sensitivity (NETD)	< 70 mK
Field of view (FOV)	54° x 42°
Wireless video resolution	<ul style="list-style-type: none"> Thermal: 1280 x 1024 (2K) Video: 1920 x 1080 (2K)
Spatial resolution (IFOV)	0.0025 mrad
F number	1.1
Image frequency	3.7 Hz
Focus	Fixed-focus
Detector data	
Detector type	Pyroelectric uncooled non-intrinsically cooled
Spectral range	8-14 μm
Detector pitch	12 μm
Image presentation	
Display resolution	640 x 480 pixels
Screen size	2.5 in.
Aperture ratio	4:3
Auto operation	Yes
Touch screen	Yes, capacitive
Display technology	IPD
Image adjustment	<ul style="list-style-type: none"> Automatic, Manual, Auto Manual (white/gain, gain) 1 touch control screen
Image modes	<ul style="list-style-type: none"> Image freeze Shut down MSX Picture-in-picture (PIP) (in visual image)
Display	Yes, 2K, 60 FPS and 60 FPS (Black Frame)



FLIR C5

PN: 89401-0101
 © 2020 FLIR Systems, Inc.
 89401-0101.r.06290

Measurement	
Object temperature range	-20 to 400°C (-4 to 752°F)
Accuracy at ambient temp. 15 to 30°C (59 to 86°F) and object temp. above 0°C (32°F)	0 to 100°C (32 to 212°F): ±0.3°C (±0.5°F) 100 to 400°C (212 to 752°F): ±0.5°C
Measurement analysis	
Measurement functions	<ul style="list-style-type: none"> Spot Box with max/min
Measurements correction	<ul style="list-style-type: none"> Emissivity, materials-materials-glossy+ custom value Reflected apparent temperature <ul style="list-style-type: none"> Atmospheric compensation
Color palettes	<ul style="list-style-type: none"> Iron Gray Rainbow Arctic Lava Rainbow HD
Set-up	
Setup commands	<ul style="list-style-type: none"> Local adaptation of units, language, date and time format Screen brightness (high, medium, low)
Language	Arabic, Czech, Danish, Dutch, English, Finnish, French, German, Greek, Hungarian, Italian, Japanese, Korean, Norwegian, Polish, Portuguese, Russian, simplified Chinese, Spanish, Swedish, traditional Chinese, Turkish
Service functions	
Camera software update	<ul style="list-style-type: none"> Automatic over WiFi USB via computer
Storage of images	
Storage media	Bufile
Image storage capacity	> 9999 sets of images
Image file format	Standard JPEG, 14-bit measurement data included
Image interaction	
Tool	Soft keyboard on touchscreen
Digital camera	
Resolution	5 MP
Focus	Fixed
Field of view	71.5° × 50° (84° diagonal)
Video loop	Yes
Data communication interfaces	
USB	USB 2.0, Type-C connector
Bluetooth	BT4
Power system	
Battery type	Rechargeable Li-ion battery (built-in)
Battery voltage	3.7 V



FLIR C5

FIR-89401-0101
 © 2022 FLIR Systems, Inc.
 0505010101 | 06280

Power system	
Battery capacity	1800 mAh
Battery operating time	4 hours
Battery longevity	>500 cycles
Charging system	USB-C (1 A)
Charging time	2 hours
Charging temperature	35°C (95°F)
External power connection	A.V. (USB-C)
Power management	Adjustable stand-by and automatic shut-down
Environmental data	
Operating temperature range	-10 to 50°C (-14 to 122°F)
Storage temperature range	-40 to 70°C (-40 to 158°F)
Humidity (operating and storage)	EC 60068-2-30 24h 25% relative humidity 25°C to 40°C (77°F to 104°F) / 2 cycles
Relative humidity	20% to 90% relative humidity 25°C to 40°C (77°F to 104°F) non-condensing
EMC	<ul style="list-style-type: none"> • EN 301 487-1 • EN 301 489-17 • FCC 47 CFR Part 15 Class B
Magnetic field	EN 61010-4 0 level 2
Radio protocol	No
Battery regulations	<ul style="list-style-type: none"> • UL 1642 • EN 62133 cat 2
Battery charging efficiency	<ul style="list-style-type: none"> • IEC 62424 • IEC TR 62424 42022 (44)
Encapsulation	Conformal coating (see Part 6 of EC 60068)
Lead	25 g (IEC 60068-2-67)
Mercury	2 g (IEC 60068-2-67)
RoHS	Designed for 2 m (150 ft)
Safety	EN 60950-1
Environmental safety	<ul style="list-style-type: none"> • REACH Regulation EC 1907/2006 • RoHS Directive 2011/65/EC • WEEE Directive 2012/19/EC • Proposition 65
Physical data	
Weight (including battery)	9.13 kg (20.13 lb)
Size (L x W x H)	130 x 84 x 24 mm (5.1 x 3.3 x 0.94 in)
Battery weight	82 g (1.4 oz)
IP rating	IP65 / IP67
Housing material	<ul style="list-style-type: none"> • PC and ABS, partially covered with TPE • Stainless
Color	Black
Warranty and service	
Warranty	www.flir.com/warranty



FLIR C5

RM-99801-0101
© 2020, FLIR Systems, Inc.
28461-0101 / 0000

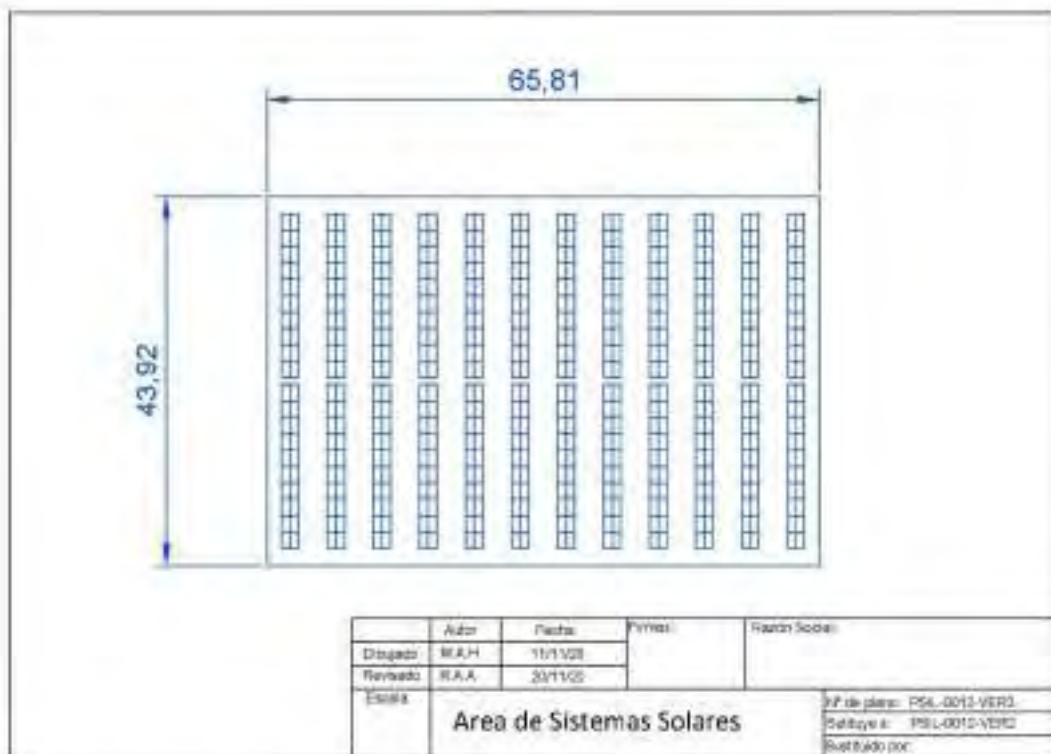
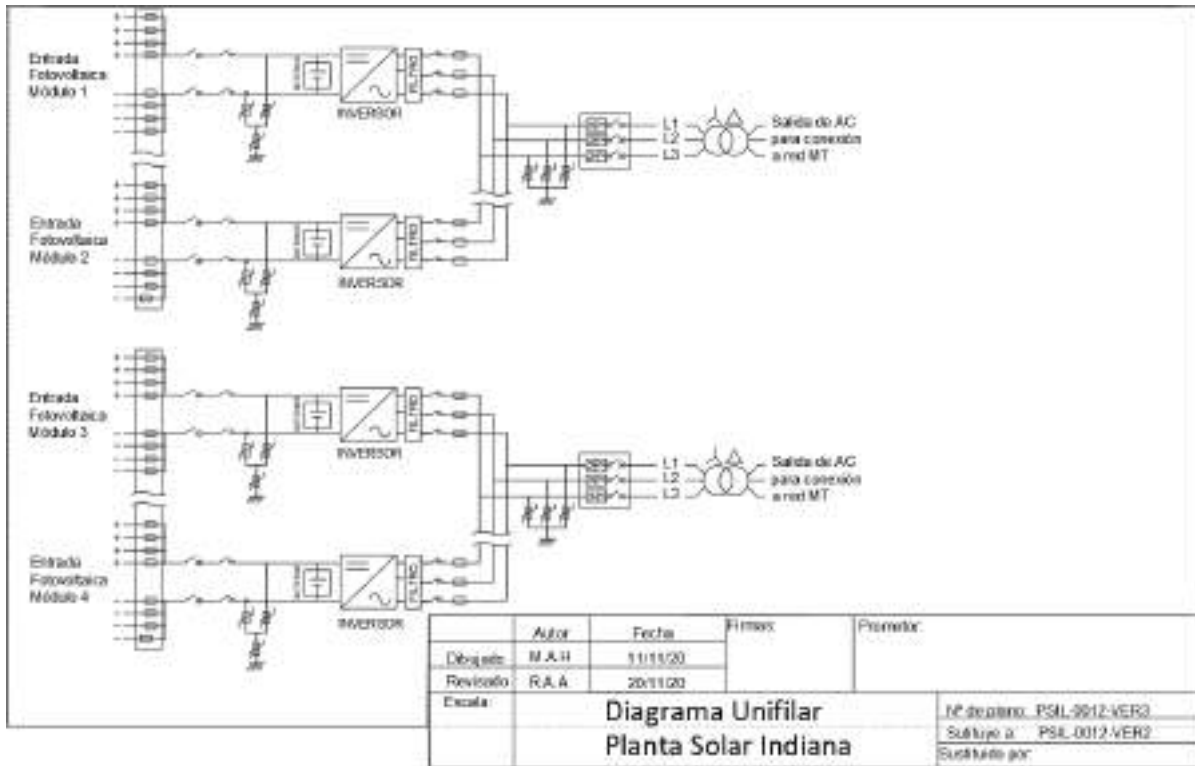
Shipping Information	
Packaging type	Cardboard box
Packaging details	<ul style="list-style-type: none">• CD• Printed documentation• Vestic strap (optional)• USB cable• Pouch
Packaging weight	0.92kg (1.94 lb)
Packaging size	190 x 110 x 32 mm (6.2 x 4.3 x 1.3 in)
EAN-12	4743254004600
LPC-12	845166021825
Country of origin	Belgium

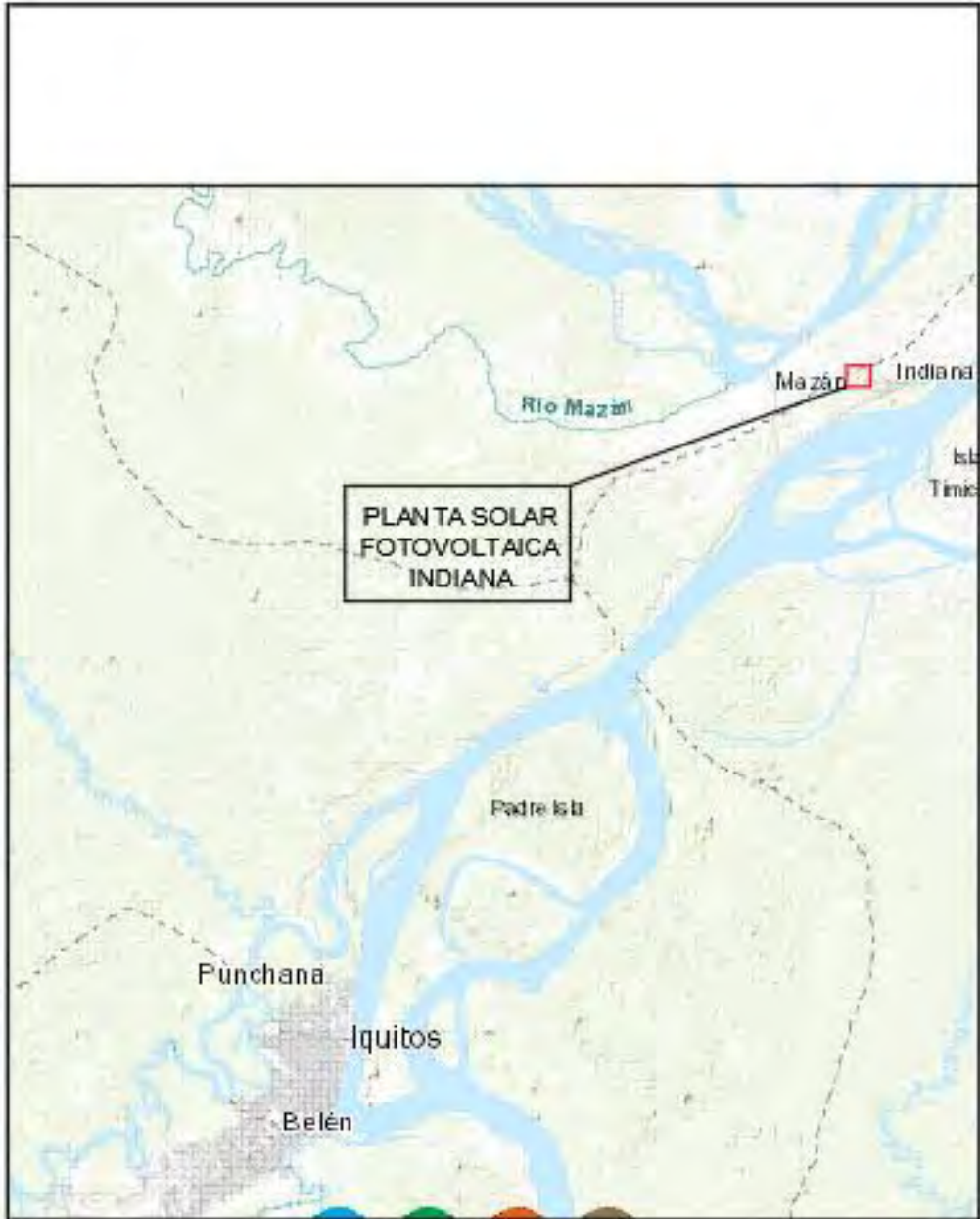
Supplies & accessories:


- T105871; Traceable Calibration for C5
- NST-EW-0120; Extended Warranty 1 Year for C5

ANEXO V: PLANOS DE LA FUTURA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA INDIANA-LORETO

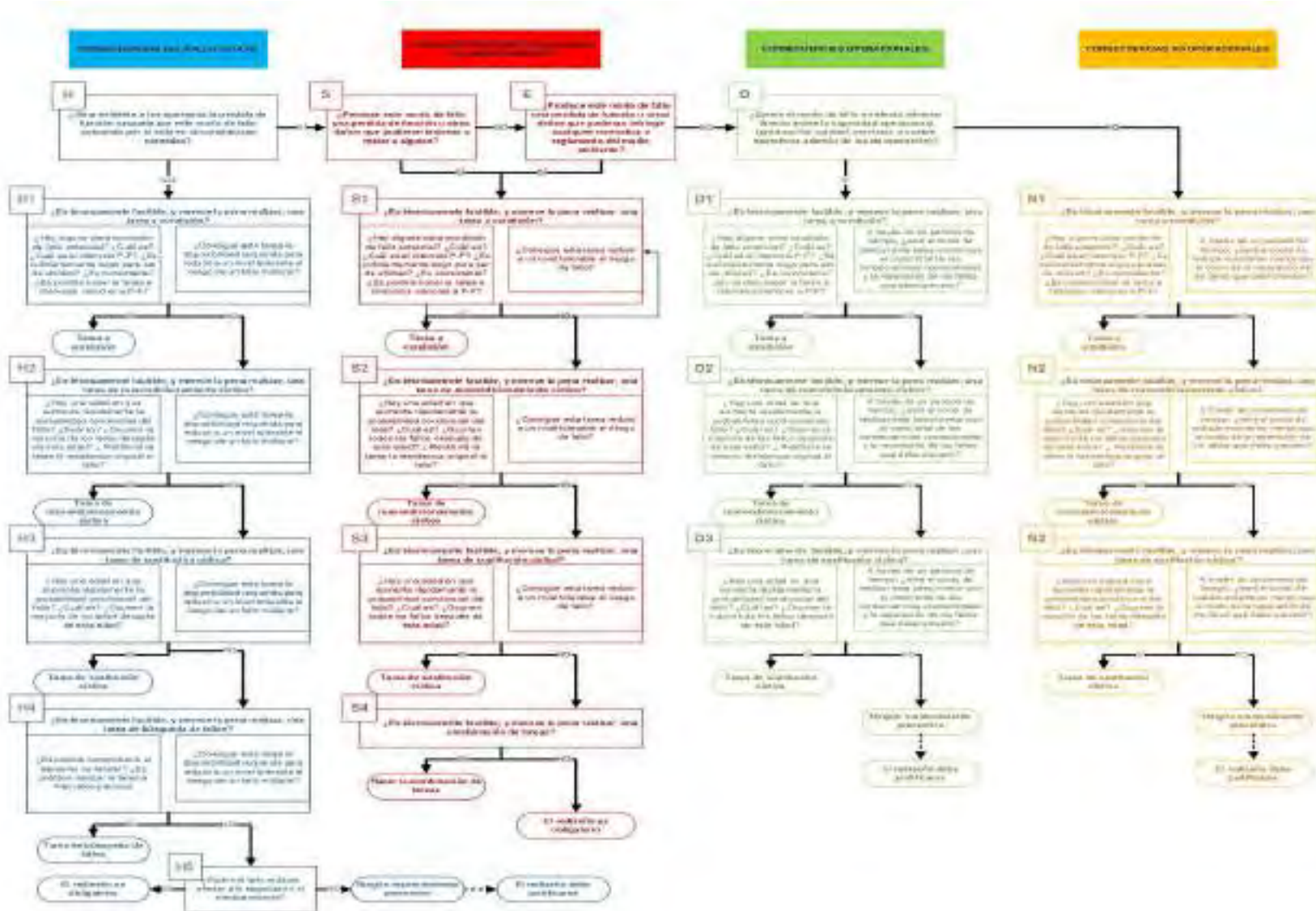






	Autor	Fecha	Firmas:	Razón Social:	
Dibujado	M.A.H	11/11/20			
Revisado	R.AA	20/11/20			
Escala:	Situación			N° de plano: PSIL-0015-VER3	
				Sustituye a: PSIL-0015-VER2	
				Sustituido por:	

ANEXO VI: DIAGRAMA DE DECISIÓN RCM



ANEXO VII: CUADRO DE ALGORITMO DE LA DECISIÓN RCM

Numero del ítem: Descripción del ítem: Características redundantes y protectivas: Datos de confiabilidad (si disponible):		Built-in test equipment: Puede el equipo / sistema / planta ser operado con el ítem inoperativo? Describa limitaciones. Fases operacionales: Contexto operacional:						
REPT/RCM	Funciones (Requerimientos de desempeño cuantitativos)	Estados de falla (maneras de perder el rendimiento)	Causas de falla	Efectos globales y locales	Consecuencias- Decisiones - Tareas	Maintenance Tasks (materials, tools, procedures, other requirements)	Intervalo por Inicial	por
	<p>Algoritmo de la decisión. Luego de determinar las consecuencias (H, S, O o N) proceda a contestar las preguntas de izquierda a derecha.</p> <p>C: Puede CBM detectar anticipadamente el estado de "falla" para reducir la probabilidad de falla y / o sus consecuencias a un nivel tolerable? ¿Económicamente tiene sentido realizar esta tarea en la frecuencia requerida? T: ¿Existe alguna edad (vida útil) a la cual la probabilidad de falla debido a este modo de falla aumenta rápidamente? ¿Sobreviven la mayoría de los ítems hasta esta edad? Puede una tarea rutinaria (TBM) reducir la probabilidad de falla y / o sus consecuencias a un nivel tolerable?</p> <p>D: ¿Es posible de emplear una tarea de detección? ¿Reduciría la probabilidad múltiple de falla a un nivel tolerable? ¿Es eficaz? ¿Es práctico hacer la tarea al nivel requerido?</p> <p>2: ¿Puede una combinación de 2 o más tareas CBM o TBM, ser efectiva (evitaría o reduciría las consecuencias de seguridad a un nivel tolerable)? ¿Son estas tareas prácticas y aplicables?</p> <p>N: No hay actividades basadas en el tiempo o en la condición que deban programarse</p> <p>R: Necesario el rediseño (H o S), rediseño opcional (O o N)</p>			<p>Consecuencias: H = Ocultas S = Seguridad/ M. Ambiente O = Operacional N = No-coercial</p> <p>• registre la consecuencia</p>	<p>6 7</p> <p>5</p>	<p>Adicionar tantas columnas como sea necesario, por ejemplo: Hazops, análisis críticos, número de prioridad de riesgo (RPN), referencias de órdenes de trabajo estándar, procedimientos de operación estándar, localizaciones funcionales. ISO 14224, datos de confiabilidad, MTRF y así sucesivamente.</p> <p>• registrar la tarea más distinguida que sea pertinente y efectiva.</p>		
	<p>• ¿Cómo cumple el activo físico con los requerimientos del usuario? (en el contexto operacional actual)</p> <p>• Usualmente inicia con un verbo y contiene al menos (preferiblemente más) una variable de desempeño cuantitativa. Existe los requerimientos del usuario/propietario/sociedad y no la capacidad inicial o de diseño del activo.</p> <p>• Utilice frases para insinuar funciones ocultas (ej: ser capaz de, poder, ... calentar a 140C en presencia de un calentador auxiliar.)</p> <p>• Segundo: Protection-Environment-Appearance-Control/contiene/comfort-Health&safety-Efficiency-Structure/superfluous</p> <p>• Especifique la fase de su misión (durante el montaje/arranque, durante operación, durante el apagado, durante un contexto operacional específico)</p> <p>• Decida si la función está simplemente representada por un modo de falla de otra función "primaria".</p>			<p>• ¿Qué secuencia de eventos (a nivel de la organización) pueden ser producidos por el modo de falla?</p> <p>• ¿Cómo se da a conocer el modo de falla por sí mismo? ¿Cuáles eventos observables conducen a la falla?</p> <p>• ¿Cómo se impacta la seguridad y medio ambiente? (Sin utilizar las palabras "seguridad" y "medio ambiente")</p> <p>• ¿Cómo se impacta la producción? (calidad, costo, servicio al cliente)</p> <p>• ¿Existe algún otro daño adicional? ¿Existen actualmente circunstancias o tareas atenuantes?</p> <p>• ¿Cuánto tiempo tomará y que acciones se deben completar para corregir la falla?</p> <p>• ¿Cómo la probabilidad de esta falla depende de causas más profundas? ¿Ha ocurrido antes? ¿Cada cuanto? ¿Bajo qué circunstancias? ¿Qué tan probable o improbable puede ocurrir este modo de falla?</p>				
				<p>• Usualmente escrito como un sustantivo, seguido por un verbo y una frase debido a -deterioro (fatiga, abrasión, erosión, corrosión, etc.) lubricación, sucio, procesos/materiales incorrectos, ensamble / instalación / operación incorrecta, etc.</p> <p>• Es el evento que causa la pérdida de función (ej.: el estado de falla)</p> <p>• Decida cuantos modos de falla razonables probables (por estado de falla) incluir (balancear probabilidad con consecuencias)</p> <p>• Decida que tan lejos ir en la cadena de causalidad (hasta el nivel donde se pueda asignar una tarea apropiada)</p>				
								<p>Proporcionar la mayor cantidad de detalle y claridad posible para hacer una transcripción posterior rápida y fácil hacia el SOP y al sistema de ordenes de trabajo PM CMMS.</p> <p>En este momento no pase tiempo valioso de análisis en rediseño! (Principalmente especifique los requerimientos de rediseño)</p>

© Puede ser usado y copiado libremente (con previo conocimiento) pero no puede ser incluido en un producto para la venta sin permiso de Murray Wiseman (Noviembre 2001)