UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAÍSO – CHILE

# TERMOGRAFÍA INFRARROJA APLICADA AL ANÁLISIS DEL EFECTO DE ENSUCIAMIENTO EN EQUIPOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

PAZ NICOLS HURTADO VALENZUELA

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO CIVIL MECÁNICO MENCIÓN EN ENERGÍA

PROFESOR GUÍA : Dr. Ing. ALEJANDRO SÁEZ CARREÑO
PROFESOR CORREFERENTE : Dr. Ing. ROMAIN GERS

OCTUBRE - 2016

# UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

## DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
**VALPARAÍSO – CHILE**


# TERMOGRAFÍA INFRARROJA APLICADA AL ANÁLISIS DEL EFECTO DE ENSUCIAMIENTO EN EQUIPOS SOLARES FOTOVOLTAICOS


**PAZ NICOLS HURTADO VALENZUELA**


**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:**
**INGENIERO CIVIL MECÁNICO MENCIÓN EN ENERGÍA**


**PROFESOR GUÍA : Dr. Ing. ALEJANDRO SÁEZ CARREÑO**
**PROFESOR CORREFERENTE : Dr. Ing. ROMAIN GERS**


**OCTUBRE – 2016**


Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución

## AGRADECIMIENTOS

A mi querida Familia y Amigos.
Agradecimientos especiales a David, Gonzalo, Nicolás, Joaquín y Martín, por toda la ayuda durante éste proceso.


En Memoria de Han Solo.
1977 – 2015.

# RESUMEN

El presente trabajo de investigación tiene por objetivo principal, estudiar el Fenómeno de Ensuciamiento, comúnmente producido sobre las superficies de los Equipos Solares Fotovoltaicos, mediante la utilización de Termografía Infrarroja como técnica de inspección, a través de la cuantificación del Rendimiento Energético de dos Sistemas Fotovoltaicos distintos: Sistema PV1 (Dos Módulos de Silicio Policristalino de 100 [W], iguales e independientes) y Sistema PV2 (Tres Módulos de Silicio Monocristalinos iguales, de 100 [W], conectados en paralelo).

De acuerdo a lo anterior, el desarrollo experimental llevado a cabo para ambos sistemas, comprendió en el caso del sistema PV1, la comparación entre un Módulo PV Limpio de Poli-Si frente a uno Sucio (con 45 días de exposición). Para ello se llevaron a cabo, distintas series de experimentos por cada módulo por separado, en donde se midieron las principales variables asociadas a cada panel ($I_{sc}$, $V_{oc}$, Corriente, Voltaje y Potencia a distintas resistencias), obteniendo las Curvas Características de cada módulo, la Potencia Máxima y Eficiencia, frente a diversas condiciones de Irradiancia. Junto con lo anterior, se realizó un registro termográfico para diversos intervalos de tiempo durante los ensayos, con el objetivo de determinar la temperatura asociada a las celdas fotovoltaicas y chequear el estado de los Paneles utilizados.

Para el caso del Sistema de Paneles PV de Mono-Si, el procedimiento fue similar, salvo que en éste caso, se utilizaron los mismos paneles PV para comparar la suciedad: Primero se realizaron las mediciones pertinentes a los Paneles Sucios, luego de 51 días de exposición, y luego, los paneles fueron limpiados para realizar las mediciones restantes.

Los valores experimentales de Eficiencia y Rendimiento Energético obtenidos para cada ensayo experimental, fueron contrastados con los valores Teóricos obtenidos a través de la aplicación de un Modelo Matemático simple, con el objetivo de cuantificar las pérdidas asociadas al fenómeno de ensuciamiento, al corregir los resultados experimentales respecto a la influencia de la Irradiancia y Temperatura de Celda para cada serie de medición.

Conforme a los resultados obtenidos a través de ésta investigación, se concluyó que el Fenómeno de Ensuciamiento para ésta Zona geográfica en Particular (Costa de la V Región), tuvo efectos negativos sobre el rendimiento energético y la eficiencia de los Sistemas Fotovoltaicos estudiados, validando finalmente a la Termografía Infrarroja, como una potente técnica para análisis del Efecto de Ensuciamiento.

**Palabras Claves**: *Energía Solar, Sistemas Fotovoltaicos, Ensuciamiento, Termografía Infrarroja, Rendimiento, Eficiencia.*

# ABSTRACT

The main objective of the present work is to study the soiling effect on Photovoltaic devices, using Infrared Thermography as technique of PV inspection to quantify the Energy yield of two different Photovoltaic Systems: PV1 System (two identical Polycrystalline Silicon Modules, 100 [W]) and PV2 System (three identical Monocrystalline Silicon Modules, 100 [W],which are connected in parallel).

For the PV1 System, the experimental process included the comparison between a clean PV module versus a soiled PV module after 45 days of outdoor exposure. To carry out this test, a series of experimental measurements were conducted for each module separately, where the main variables (Isc, Voc, Current, Voltage and Power output) were measured, obtaining the Characteristic Curves for each module, the Maximum Power output and Efficiency for several Irradiance conditions. Also, a thermographic analysis was performed during the experiments, this analysis had the objective of determining the temperature of the photovoltaic cells and test the PV panels used.

The monocrystalline PV system undergone similar experimental measurements, however, in this case, the same PV system was used to compare the dirt by using the following method. First, soiled panels were measured after 51 days of outdoor exposure and then, the panels were cleaned to make the remaining experimental measurements.

The experimental values of Efficiency and Energy yield for both PV Systems, were compared to the theoretical values obtained through the application of a simple Mathematical Model to achieve the objective of quantifying the soiling phenomenon losses by correcting the experimental results regarding the influence of Irradiance and Cell Temperature for each measurement series.

According to the results obtained, it was concluded that the Soiling Phenomenon on the Coastal Valparaiso Region, had negative effects on the energy yield and the efficiency of

the studied Photovoltaic Systems, which validates the Infrared Thermography as a powerful technique for analysis of the Soiling Effect.

**Keywords:** *Solar Energy, Photovoltaic Systems, Soiling, Infrared Thermography, Power Output, Efficiency*.

# GLOSARIO

## Abreviaturas

| | |
|---|---|
| DHI | Irradiancia Difusa Horizontal |
| DNI | Irradiancia Directa Normal |
| ERNC | Energías Renovables no Convencionales |
| GHI | Irradiancia Global Horizontal |
| LER | Laboratorio de Energías Renovables |
| Mono-Si | Silicio Monocristalino |
| PIB | Producto Interno Bruto |
| POA | Plane of Array |
| Poli-Si | Silicio Policristalino |
| PV | Photovoltaic Module/System (Sistema o Módulo Fotovoltaico) |
| SIC | Sistema Interconectado Central |
| SING | Sistema Interconectado del Norte Grande |
| STC | Standard Test Conditions |

## Símbolos y Letras Griegas

| | |
|---|---|
| $\alpha$ | Factor de corrección de la $I_{sc}$ por temperatura [°$C^{-1}$]. |
| $E_0$ | Irradiancia en STC [$W/m^2$]. |
| $E_e$ | Irradiancia POA Efectiva. |
| I | Corriente [A]. |
| $I_0$ | Corriente en STC [A]. |
| $I_{sc}$ | Corriente de Cortocircuito [A]. |
| $I_{mp}$ | Corriente en el punto de Máxima Potencia [A]. |
| $\gamma$ | Factor de corrección de la Potencia Máxima por temperatura [°$C^{-1}$]. |
| $\eta$ | Eficiencia [%]. |
| P | Potencia [W]. |

| | |
|---|---|
| $P_0$ | Potencia en STC [W] |
| $P_{máx}$ | Potencia Máxima [W]. |
| $V_0$ | Voltaje en STC [V]. |
| V | Voltaje [V]. |
| $V_{oc}$ | Voltaje de Circuito Abierto [V]. |
| $V_{mp}$ | Voltaje en el punto de Máxima Potencia [V]. |
| T | Temperatura [°C]. |
| $T_0$ | Temperatura en STC [°C]. |

# ÍNDICE

**AGRADECIMIENTOS** ..... I

**RESUMEN** ..... II

**ABSTRACT** ..... IV

**GLOSARIO** ..... VI

**Abreviaturas** ..... vi

**Símbolos y Letras Griegas** ..... vi

**ÍNDICE DE FIGURAS** ..... XI

**ÍNDICE DE TABLAS** ..... XVI

**ÍNDICE DE GRÁFICOS** ..... XVIII

**INTRODUCCIÓN** ..... XX

**OBJETIVOS** ..... XXII

**1 CAPÍTULO I: ANTECEDENTES GENERALES** ..... 1

**1.1 Chile en Materia Energética** ..... 1

**1.2 Sector Eléctrico Chileno** ..... 4

1.2.1 Capacidad Instalada y Generación de Energía ..... 6

**1.3 Energías Renovables no Convencionales** ..... 9

1.3.1 Chile y las Energías Renovables no Convencionales ..... 9

1.3.2 Normativa e Impulsión de las ERNC ..... 10

1.3.3 Estado de Proyectos de ERNC en Chile ..... 13

**1.4 Energía Solar en Chile** ..... 16

1.4.1 Potencial Solar Chileno ..... 16

1.4.2 Contexto histórico del Desarrollo de la Energía Solar en Chile ..... 19

1.4.3 Centrales Solares Fotovoltaicas en Chile ..... 22

**2 CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO** ..... 23

**2.1 Energía Solar ..... 23**

2.1.1 Espectro de Radiación Solar ..... 23

2.1.2 Componentes de la Radiación Solar ..... 24

**2.2 Energía Solar Fotovoltaica ..... 30**

2.2.1 Aspectos Generales ..... 30

2.2.2 Sistemas Fotovoltaicos ..... 35

2.2.3 Parámetros Característicos de los Módulos y Celdas Fotovoltaicas ..... 38

2.2.4 Rendimiento y desempeño de los Equipos Solares Fotovoltaicos ..... 42

**2.3 Efecto de Ensuciamiento en Equipos Solares Fotovoltaicos ..... 47**

2.3.1 Definición y Fenomenología ..... 48

2.3.2 Factores influyentes en el proceso de ensuciamiento ..... 49

2.3.3 Medición de la Suciedad ..... 59

**3 CAPÍTULO III: TERMOGRAFÍA INFRARROJA ..... 61**

**3.1 Teoría Termografía Infrarroja ..... 61**

3.1.1 Espectro Electromagnético y Radiación Infrarroja ..... 63

3.1.2 Principios Básicos de la Radiación Térmica ..... 64

3.1.3 Cámaras Termográficas ..... 70

**3.2 Termografía Infrarroja en Equipos Fotovoltaicos ..... 78**

3.2.1 Mantenimiento de Equipos Fotovoltaicos mediante Termografía ..... 80

3.2.2 Recomendaciones Generales ..... 85

3.2.3 Errores Frecuentes en la toma de Mediciones ..... 87

**4 CAPÍTULO IV: DESARROLLO EXPERIMENTAL ..... 88**

**4.1 Descripción del Problema a Evaluar ..... 88**

**4.2 Metodología Experimental ..... 89**

4.2.1 Antecedentes de la Zona Geográfica ..... 89

4.2.2 Equipos Utilizados ..... 95

4.2.3 Procedimiento Experimental ..... 98

**4.3 Resultados Experimentales ..... 104**

4.3.1 Ensayo en Sistema PV1: Módulos de Poli-Si ..... 104

4.3.2 Ensayo en Sistema PV2: Módulos de Mono-Si ..... 116

**4.4 Análisis de Resultados ..... 126**

4.4.1 Ensayo en Módulos de Silicio Policristalino (PV1) ..... 126

4.4.2 Ensayo en Módulos de Silicio Monocristalino (PV2) ..... 134

**CONCLUSIONES ..... 138**

**Conclusiones Generales ..... 140**

**PROPUESTAS FUTURAS ..... 141**

**Propuesta de Ensayo ..... 141**

**BIBLIOGRAFÍA ..... 142**

**ANEXO A: *EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS* ..... 148**

**ANEXO B: *ANTECEDENTES LITERARIOS DEL EFECTO DE ENSUCIAMIENTO* ..... 149**

**Primeros Años en la Investigación: 1940 - 1990 ..... 149**

**Segunda Etapa de la Investigación: 1990 - 2010 ..... 152**

**Fase Actual de la Investigación: Estudios Recientes ..... 163**

**ANEXO C: *TABLA DE EMISIVIDADES PARA TERMOGRAFÍA FLUKE* ..... 169**

**ANEXO D: *CICLO DIARIO-ANUAL DE LA GHI EN EL LER* ..... 170**

**ANEXO E: *FICHA TÉCNICA DE PANELES FOTOVOLTAICOS DE POLI-SI* ..... 171**

**ANEXO F: *FICHA TÉCNICA DE PANELES FOTOVOLTAICOS DE MONO-SI* ..... 172**

**ANEXO G: *MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE LA SUCIEDAD Y RECOMENDACIONES* ..... 173**

**Técnicas de Restauración: Lavado y Limpieza ..... 173**

Lavado y Limpieza de Superficies Fotovoltaicas ..... 173

Recomendaciones Generales ..... 174

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Evolución del Consumo de Energía (Tcal)..... 1

Figura 1.2: Crecimiento de la Demanda Energética y la Expansión del PIB..... 2

Figura 1.3: Capacidad de generación eléctrica instalada por tecnología y Sistemas ..... 7

Figura 1.4: Total en Construcción por Tecnología y Proyección de inicio de Operación para SING Y SIC. ..... 8

Figura 1.5: Cumplimiento y Evolución de la Ley 20.257. ..... 12

Figura 1.6: Evolución cuotas de Obligación ERNC para Ley 20.257 y Ley 20.698. ..... 13

Figura 1.7: Resumen Estado de Proyectos ERNC ..... 14

Figura 1.8: Detalle de Proyectos de Generación Eléctrica en Construcción..... 14

Figura 1.9: Capacidad Instalada ERNC.. ..... 15

Figura 1.10: ERNC y Fuentes Convencionales en la Matriz Nacional..... 15

Figura 1.11: Irradiancia Global Horizontal W/m2 alrededor del mundo. ..... 17

Figura 1.12: Distribución Anual del Factor de Planta con diversas limitaciones añadidas de Izquierda a Derecha.. ..... 18

Figura 1.13: Visión del Posible desarrollo de la Energía Solar en Chile. ..... 21

Figura 2.1: Radiación de Cuerpo Negro a 5700 K (línea gruesa) y Radiación Solar (línea delgada) al tope de la atmósfera terrestre..... 24

Figura 2.2: Ángulo cenital solar (Z)..... 26

Figura 2.3: De izquierda a derecha: Piranómetro, Pirheliómetro y Piranómetro con Anillo de Sombra. ..... 27

Figura 2.4: Componentes de la Irradiancia en un Plano Inclinado. ..... 28

Figura 2.5: Elementos Principales de un Módulo Fotovoltaico. ..... 31

Figura 2.6: Estructura de una Célula Fotovoltaica. ..... 32

Figura 2.7: De Izquiera a Derecha: Celda Fotovoltaica de Silicio Monocristalino, Silicio Policristalino y Capa Fina (Thin Film). ..... 33

Figura 2.8: Sistema de Concentración Fotovoltaica (CPV). ..... 35

Figura 2.9: Elementos Principales de un Sistema Fotovoltaico Off-Grid. ..... 36

Figura 2.10: Sistema Fotovoltaico On-Grid a nivel doméstico. ..... 37

Figura 2.11: Esquema general de Planta Solar Fotovoltaica. ..... 37

Figura 2.12: De Izquierda a Derecha: Sistema PV Fijo, Sistemas PV con seguimiento en un eje (horizontal y vertical), Sistema PV con seguimiento en ambos ejes. ..... 38

Figura 2.13: Ejemplo de Curvas I-V de un módulo fotovoltaico. ..... 39

Figura 2.14: Parámetros característicos en función de las curvas I-V y P-V ..... 39

Figura 2.15: Factor de Llenado (FF). ..... 41

Figura 2.16: Ejemplo de curva de Potencia en Función de la Irradiancia. ..... 42

Figura 2.17: Ejemplo del efecto de la temperatura en la curva característica de una celda solar ($I = 800W/m^2$). ..... 43

Figura 2.18: Pérdidas energéticas en diferentes plantas solares alrededor del mundo. ..... 49

Figura 2.19: Factores influyentes en la deposición de Polvo ..... 50

Figura 2.20: Comparación del rendimiento de módulos fotovoltaicos bajo distintas condiciones de Polvo y Humedad: (a) Omán, (b) Egipto, (c) Estados Unidos.. ..... 52

Figura 2.21: Reducción de la transmisión debido a la acumulación de polvo para distintas muestras de cristal con diferentes ángulos de orientación e inclinación en Minia, Egipto. ..... 54

Figura 2.22: De Izquierda a Derecha: Reducción de la intensidad solar y Factor de Llenado para diversos tamaños de partículas en función de la Densidad de deposición de polvo. ..... 58

Figura 2.23: Estación de Investigación de los efectos de la suciedad en el Desierto de Atacama, Mainstream Renewable Power ..... 60

Figura 3.1: Cámara Termográfica convencional. ..... 61

Figura 3.2: Espectro Electromagnético. ..... 63

Figura 3.3: Radiación incidente, absorbida, reflejada y transmitida. ..... 64

Figura 3.4: Ilustración de la Ley de Planck - Espectro de Cuerpo Negro. ..... 66

Figura 3.5: Transmisión de la Radiación en la Atmósfera Terrestre: Elementos influyentes en la Transmisión..... 69

Figura 3.6: Componentes principales de una cámara IR..... 71

Figura 3.7: Funcionamiento general de una Cámara Termográfica..... 71

Figura 3.8: Rango de Temperatura, Campo y Nivel. ..... 73

Figura 3.9: Motor de automóvil en escala de grises. De Izquierda a Derecha: Imagen que toma el color blanco como la temperatura más alta; Imagen que muestra el color negro como la temperatura más alta ..... 74

Figura 3.10: FOV e IFOV de una Cámara Termográfica ..... 75

Figura 3.11: Actividades de Mantenimiento. De Izquierda a Derecha: Limpieza de Módulos Fotovoltaicos, Limpieza del área de la Instalación, Mantenimiento del Inversor..... 79

Figura 3.12: Ángulo de visión recomendado (verde) para inspecciones termográficas. ..... 86

Figura 4.1: Georreferenciación (en color rojo) del Laboratorio de Energías Renovables (LER) UTFSM. ..... 89

Figura 4.2: Presencia de vegetación alrededor del LER. ..... 90

Figura 4.3: Módulos Fotovoltaicos de los sistemas PV1 (dos módulos de Poli-Si) y PV2 (tres módulos de Mono-Si) pertenecientes al LER. ..... 95

Figura 4.4: Sistema de Módulos Fotovoltaicos de Poli-Si (PV1). Izquierda: Ambos módulos sin limpiar, Derecha: Módulo izquierdo sucio y módulo derecho limpio. ..... 98

Figura 4.5: Sistema de Módulos Fotovoltaicos de Mono-Si (PV2) antes de la limpieza..... 100

Figura 4.6: Sistema de Módulos Fotovoltaicos de Mono-Si (PV2) después de la limpieza. 100

Figura 4.7: Termograma y Temperatura Promedio de ambos Paneles PV de Poli-Si, luego de la limpieza del Panel Derecho (Aproximadamente, al Mediodía). ..... 110

Figura 4.8: Temperatura promedio de ambos Paneles PV de Poli-Si en formato Visible Completo..... 110

Figura 4.9: Vista Infrarroja frontal de ambos paneles PV de Poli-Si, aproximadamente a las 14:17 hrs. ..... 111

Figura 4.10: Vista Frontal de ambos paneles PV de Poli-Si en formato Visible, aproximadamente a las 14:17 hrs..... 111

Figura 4.11: Acercamiento Infrarrojo a Panel PV de Poli-Si Sucio, aproximadamente, a las 14:28 hrs. ..... 112

Figura 4.12: Acercamiento a Panel PV de Poli-Si sucio en formato Visible, aproximadamente a las 14:28 hrs. ..... 112

Figura 4.13: Vista lateral de ambos Paneles PV de Poli-Si en formato Infrarrojo, aproximadamente a las 14:39 hrs. ..... 113

Figura 4.14: Vista lateral de ambos Paneles PV de Poli-Si en formato Visible, aproximadamente a las 14:39 hrs, ..... 113

Figura 4.15: Termograma frontal y Temperatura Promedio de ambos Paneles de Poli-Si, Aproximadamente a las 15:12 hrs. ..... 114

Figura 4.16: Imagen frontal de ambos Paneles PV de Poli-Si en formato Visible, aproximadamente a las 15:12 hrs. ..... 114

Figura 4.17: Imagen frontal de Panel PV de Poli-Si limpio, en mezcla Infrarroja-Visible, aproximadamente a las 15:47 hrs. ..... 115

Figura 4.18: Vista Lateral del Sistema de Paneles PV Mono-Si Sucios en formato Infrarrojo, al inicio del ensayo experimental (09-12-2015) ..... 121

Figura 4.19: Vista Lateral del Sistema PV de Mono-Si en Formato Visible. ..... 121

Figura 4.20: Acercamiento Panel Izquierdo del Sistema PV2 Sucio, en formato Infrarrojo durante el ensayo experimental (09-12-2015) ..... 122

Figura 4.21: Acercamiento Panel Izquierdo del Sistema PV2 en formato visible. ..... 122

Figura 4.22: Acercamiento a Panel Central del Sistema Sucio PV2 en formato infrarrojo durante el ensayo experimental (09-12-2015) ..... 123

Figura 4.23: Acercamiento a Panel Central del Sistema PV2 en formato Visible. ..... 123

Figura 4.24: Acercamiento Panel Derecho Sistema PV2 Sucio en formato infrarrojo, durante el ensayo experimental (09-15-12). ..... 124

Figura 4.25: Acercamiento Panel Derecho Sistema PV2 Sucio en formato Visible. ..... 124

Figura 4.26: Vista Lateral del Sistema de Paneles PV de Mono-Si Limpios, en formato Infrarrojo, al final de Ensayo experimental (15-12-2015). ..... 125

Figura 4.27: Vista Lateral del Sistema de Paneles PV de Mono-Si en Formato Visible. ..... 125

Figura 5.1: Evolución de la Eficiencia de las Celdas Fotovoltaicas.. ..... 148

Figura 6.1: Disminución de la Transmitancia en función del Ángulo de Inclinación. ..... 151

Figura 6.2: Reducción de la intensidad de radiación (transmisión) como respuesta a la densidad de ..... 153

Figura 6.3: Transmitancia espectral de la Luz a través de vidrio en función de la acumulación de polvo..... 154

Figura 6.4: Degradación de la transmitancia solar producida por polvo atmosférico para varios ángulos de inclinación en relación a los días de exposición.. ..... 157

Figura 6.5: Aparato experimental de cubiertas de vidrio utilizado por los investigadores. .. 159

Figura 6.6: Análisis del material depositado en función de sus principales componentes a través de Rayos X. ..... 161

Figura 6.7: Cantidad de polvo acumulado sobre las cubiertas de vidrio para las ocho posiciones de instalación, con siete ángulos de inclinación diferentes. ..... 162

Figura 6.8: Reducción en la transmitancia como la diferencia entre la transmitancia observada para una superficie limpia versus una superficie con deposición, en función de la densidad de deposición de polvo ($g/m^2$).. ..... 163

Figura 6.9: Instalación Experimental desarrollada en el SEALAB. ..... 164

Figura 6.10: Comparación del el Rendimiento Energético (Wh) entre el par fotovoltaico limpio y el par de paneles contaminados de acuerdo a valores específicos de deposición de suciedad ($g/m^2$) y Radiación Solar ($W/m^2$). ..... 166

Figura 7.1: Emisividad de distintos Materiales..... 169

Figura 8.1: Ciclo Diario-Anual de la Radiación Global Horizontal en la zona de mediciones. Eje Vertical: Hora del Día UTC-4, Eje Horizontal: GHI $W/m^2$ para cada hora y mes..... 170

Figura 9.1: Ficha Técnica Paneles PV Poli-Si. ..... 171

Figura 10.1: Ficha Técnica de los Paneles PV de Mono-Si. ..... 172

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Principales Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica en Chile. ..... 22

Tabla 2.1: Efectos influyentes en el rendimiento de equipos solares Fotovoltaicos. ..... 46

Tabla 3.1: Fallas comunes en Paneles Fotovoltaicos detectables por Termografía. ..... 80

Tabla 3.2: Principales Anomalías que pueden ser Visualizadas en una Inspección Termográfica. ..... 83

Tabla 3.3: Anomalías térmicas de los elementos eléctricos de un Sistema Fotovoltaico detectables por Termografía.. ..... 84

Tabla 4.1: Latitud, Longitud y Elevación del sitio del Desarrollo Experimental. ..... 89

Tabla 4.2: GHI en kWh/m$^2$/día y Promedio Anual en base a los registros del Explorador Solar y la NASA. ..... 91

Tabla 4.3: Ciclo Anual de Temperatura Ambiental y Media Anual de Temperatura. ..... 92

Tabla 4.4: Ciclo Anual de la Velocidad del Viento en [m/s] y media anual [m/s], a una altura de 5 [m] (Exp. Solar) y 10 [m] (NASA).. ..... 94

Tabla 4.5: Características Técnicas Principales de cada Módulo del Sistema PV1 ..... 96

Tabla 4.6: Características disponibles de cada Módulo del Sistema PV2. ..... 96

Tabla 4.7: Instrumentos de medición utilizados. ..... 97

Tabla 4.8: Actividades Realizadas para el Módulo Sucio y Módulo Limpio del Sistema Fotovoltaico de Paneles de Silicio Policristalino (PV1). ..... 99

Tabla 4.9: Listado de Actividades Realizadas para el ensayo en Módulos de Silicio Monocristalino (PV2) Sucios y Limpios. ..... 101

Tabla 4.10: Resumen de los registros tomados en cada medición para ambos Sistemas Fotovoltaicos, PV1-Silicio Policristalino, PV2-Silicio Monocristalino. ..... 102

Tabla 4.11: Itinerario de las principales actividades realizadas durante el desarrollo experimental en el LER. ..... 103

Tabla 4.12: Principales Parámetros obtenidos a partir de las tres series de mediciones realizadas para cada panel (Panel Sucio y Panel Limpio)..... 104

Tabla 4.13: Temperaturas promedio de ambos Módulos Fotovoltaicos obtenidas a través del procesamiento de los Termogramas mediante el Software SmartView..... 108

Tabla 4.14: Principales Parámetros obtenidos a partir de las tres series de mediciones realizadas para cada configuración (Paneles Sucios- Paneles Limpios). ..... 116

Tabla 4.15: Temperatura Promedio del Sistema PV2 para cada serie de Medición, en la modalidad Paneles Sucios y Paneles Limpios. ..... 120

Tabla 4.16: Aplicación del Modelo de corrección, con $Isc_0$= 6,09 [A], α= 0,05 %/°C y γ= -0,5 %/°C. ..... 127

Tabla 4.17: Aplicación del Modelo de corrección, con $Isc_0$= 19,5 [A], α= 0,04 %/°C y γ= -0,40 %/°C. ..... 134

Tabla 11.1: Recomendaciones generales para mitigar el efecto de ensuciamiento para distintas zonas climáticas. ..... 177

# ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1: Ciclo Anual de Temperatura Ambiental: Temperatura Media para cada mes. Fuente: Explorador de Energía Solar, NASA Surface meteorology and Solar Energy. ..... 92

Gráfico 4.2: Ciclo Diario de la Temperatura Ambiental: Temperatura promedio para cada hora del día. Fuente: Explorador de Energía Solar. ..... 93

Gráfico 4.3: Media Mensual de Humedad Relativa [%] durante el ciclo Anual. Fuente: Datos web extraídos de NASA Surface meteorology and Solar Energy. ..... 93

Gráfico 4.4: Promedio de la magnitud del viento para cada hora del día para una altura de 5 [m]. ..... 94

Gráfico 4.5: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la primera serie de medición en Panel Sucio, con una Irradiancia promedio de 971 [W/m$^2$]. ..... 105

Gráfico 4.6: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la segunda serie de medición en Panel Sucio, con una Irradiancia promedio de 945 [W/m$^2$]. ..... 105

Gráfico 4.7: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la tercera serie de mediciones en Panel Sucio, con una Irradiancia promedio de 902 [W/m$^2$] ..... 106

Gráfico 4.8: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la primera serie de medición en Panel Limpio, con una Irradiancia promedio de 909 [W/m$^2$]. ..... 106

Gráfico 4.9: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la segunda serie de medición en Panel Limpio, con una Irradiancia promedio de 862 [W/m$^2$]. ..... 107

Gráfico 4.10: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la tercera serie de medición en Panel Limpio, con una Irradiancia promedio de 845 [W/m$^2$]. ..... 107

Gráfico 4.11: Variación de las Temperaturas Promedio [°C] obtenidas en cada panel. ..... 109

Gráfico 4.12: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la primera serie de medición de los Paneles Sucios, con una Irradiancia promedio de 962 [W/m$^2$] ..... 117

Gráfico 4.13: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la segunda serie de medición de los Paneles Sucios, con una Irradiancia promedio de 1010 [W/m$^2$] ..... 117

Gráfico 4.14: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la tercera serie de medición de los Paneles Sucios, con una Irradiancia promedio de 1007 [W/m$^2$] ..... 118

Gráfico 4.15: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la primera serie de medición de los Paneles Limpios, con una Irradiancia promedio de 996 [W/m$^2$] ..... 118

Gráfico 4.16: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la segunda serie de medición de los Paneles Limpios, con una Irradiancia promedio de 962 [W/m$^2$] ..... 119

Gráfico 4.17: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la tercera serie de medición de los Paneles Limpios, con una Irradiancia promedio de 881 [W/m$^2$] ..... 119

Gráfico 4.18: Evolución de la Temperatura superficial [°C] Panel Sucio e Irradiancia [W/m$^2$], al principio y final de cada serie de medición. ..... 128

Gráfico 4.19: Evolución de la Temperatura superficial [°C] Panel Limpio e Irradiancia [W/m$^2$], al principio y final de cada serie de medición. ..... 128

Gráfico 4.20: Potencia Máxima Experimental (Azul) y Teórica (Rojo) en función de la Temperatura del Panel [°C]. Izquierda: Panel Sucio, Derecha, Panel Limpio..... 128

Gráfico 4.21: Curva I-V y P-V en STC para ambos paneles PV de Poli-Si. ..... 131

Gráfico 4.22: Comparación entre la Curva I-V en Condiciones Estándar y las Curvas I-V generadas en las pruebas realizadas en el Panel Sucio de Poli-Si. ..... 132

Gráfico 4.23: Comparación entre la Curva I-V del Fabricante en STC y las Curvas obtenidas a través del ensayo experimental en el módulo Limpio. ..... 133

Gráfico 4.24: Curvas I-V y P-V correspondientes al Sistema de Módulos PV de Mono-Si conectado en Paralelo en STC. ..... 135

Gráfico 4.25: Comparación entre la Curva I-V en STC con las curvas I-V obtenidas en el ensayo experimental realizado en los Módulos de Mono-Si Sucios. ..... 136

Gráfico 4.26: Comparación entre la curva I-V en STC con las curvas I-V obtenidas a partir del ensayo experimental realizado en los Módulos PV Mono-Si Limpios. ..... 136

# INTRODUCCIÓN

En los últimos años, las tendencias internacionales en la búsqueda del desarrollo económico y social de las naciones, han propiciado la instauración de nuevas fuentes de abastecimiento energético, con vías a la diversificación de las matrices energéticas ya existentes. Dentro de este contexto, alzan su voz las Energías Renovables no Convencionales provocando un cambio paulatino en la dinámica del panorama energético internacional, inclinándose a tendencias Carbono Neutral.

Dentro del marco de las Energías Renovables, el Sol es – inexorablemente – , la fuente y recurso energético más abundante en nuestro planeta. La capa exterior de la atmósfera, se encarga de recibir una potencia promedio de 1368 $W/m^2$, denominada *Irradiancia Solar Extraterrestre*. No obstante, por efectos de reflexión, absorción y difusión de la radiación incidente, parte de ésta energía es reflejada por la atmósfera, mientras que el resto, es absorbida por la nubosidad, océanos y masas terrestres.

Considerando los efectos anteriores, la potencia total recibida por la superficie terrestre no es una cifra menor y en condiciones ideales, se acerca al 70% de la Irradiancia Solar Incidente. En consiguiente con dicha afirmación, no es de extrañar que en tiempos actuales, se hayan desarrollado diversas tecnologías destinadas al aprovechamiento de la energía solar incidente: Paneles y Concentradores Fotovoltaicos, Concentradores Solares de Potencia, Colectores Solares para agua caliente sanitaria y Chimeneas Solares.

Con respecto a la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de Energía Solar, los Paneles Fotovoltaicos (PV) se destacan por ser los dispositivos más empleados. Esta tecnología utiliza el principio de transmisividad de la radiación solar incidente, que interactúa con una superficie transmisora para transformar la energía solar en energía útil. Generalmente, el suministro de energía en un dispositivo solar, se asocia con la Irradiancia disponible o con factores ambientales y climáticos asociados.

De esta manera, por excelencia, el desarrollo de los dispositivos solares y las mejoras realizadas sobre los sistemas, se enfocan netamente en el estudio de la radiación solar incidente, en vías de encontrar estrategias operativas eficientes y el dimensionamiento adecuado del dispositivo para el mayor aprovechamiento de la energía solar. No obstante, pese a que la radiación solar es un factor fundamental a la hora de diseñar y dimensionar un equipo solar, existen otros factores ambientales que generalmente son subestimados en la tarea de cuantificar la eficiencia del dispositivo solar en cuestión. Uno de estos factores, corresponde a la *Deposición de Polvo* o *Sedimentación de Suciedad.*

El efecto de *Ensuciamiento* o Deposición de Polvo y/o Partículas, es un fenómeno que puede definirse como la deposición acumulativa o localizada de material Particulado sobre los dispositivos solares, y que puede generar como consecuencia, la reducción del rendimiento de los equipos tras disminuir la transmitancia de las superficies o cambiar el ángulo de reflectividad de éstos. Esta reducción paulatina de rendimiento, puede figurar a través de pérdidas significativas en el desempeño de los equipos, dependiendo de la región geográfica de la instalación, la mecánica de acumulación y el tipo de partícula asociada.

De acuerdo a la literatura actual, no existe una medida estandarizada para cuantificar el fenómeno. No obstante, estudios relacionados sugieren intervalos de limpieza adecuados, considerando las condiciones climáticas del lugar, el tipo de partícula y el tiempo de exposición asociado.

Considerando lo anterior, el presente estudio sugiere la utilización de Termografía Infrarroja como medida de inspección del efecto de acumulación de suciedad sobre los dispositivos solares fotovoltaicos. Para ello se utilizará una Cámara Termográfica (TI 400, Fluke) y un banco de pruebas con Paneles Fotovoltaicos de Silicio Monocristalino y Policristalino, de manera de estudiar el efecto de acumulación de suciedad, en relación al rendimiento energético producido por los Paneles PV, de acuerdo a diversas condiciones de Irradiancia y Temperatura de Celdas.

# OBJETIVOS

En el marco del análisis del Fenómeno de Ensuciamiento, los Objetivos Principales de ésta investigación se definen a través de los siguientes aspectos:

- Se pretende Estudiar y Cuantificar el Fenómeno de Ensuciamiento en Equipos Solares Fotovoltaicos, utilizando Termografía Infrarroja como Técnica de Inspección.
- Se pretende analizar el funcionamiento de distintos Equipos Fotovoltaicos, frente a diversas condiciones de operación, con el fin de estudiar el rendimiento energético asociado a los equipos y su eficiencia.

De manera análoga, los Objetivos Específicos en base a los Objetivos Generales, son los siguientes:

- Se desea analizar mediante Pruebas Experimentales, el Efecto de Ensuciamiento y los posibles desperfectos asociados al funcionamiento de los Equipos Fotovoltaicos, con el fin de diagnosticar la pérdida energética asociada al Fenómeno de Ensuciamiento en la Región de Valparaíso.
- Finalmente, se desea homologar la distribución de Temperatura asociada a los Equipos Solares y su comportamiento de producción energética en relación al grado de Ensuciamiento, con el objetivo de proponer una pauta de mantenimiento para la óptima operación de los Equipos Solares en cuestión.

# CAPÍTULO I: Antecedentes Generales

## 1.1 Chile en Materia Energética

Como país en vías de desarrollo, sabemos de antemano que disponer de energía es una condición *sine qua non* para alcanzar un crecimiento y desarrollo económico sostenible. Por ello, a medida que el crecimiento económico y tecnológico a nivel país se ha vuelto cada vez más acelerado, han surgido nuevas tentativas que involucran la búsqueda de soluciones a la problemática energética nacional, principalmente relacionadas al uso eficiente de la energía disponible y la diversificación de la matriz energética existente.

De acuerdo a lo anterior, la agenda energética de nuestro país ha venido entablado en los últimos años, numerosos diálogos acerca de la relevancia de los desafíos energéticos a nivel nacional. Dentro de ellos, encontramos constantes preocupaciones respecto al crecimiento de la demanda de energía, la dependencia energética, el paulatino cambio climático, la expansión del sistema eléctrico, entre otros desafíos que competen al sector energético nacional.

Con respecto a la demanda energética, los últimos años han presentado una tendencia acelerada respecto crecimiento del consumo final de energía. De hecho, entre los años 1991 y 2011 el consumo aumentó en un 122%. No obstante, aunque nuestro país esté lejos del consumo que tienen los países desarrollados, un crecimiento económico sostenido, requiere de mayor energía para materializarse (1) .

| | Transporte | Industria y Minería | Comercial, Público y Residencial | Sector Energía: Auto Consumo | Consumo Total |
|---|---|---|---|---|---|
| 1991 | 37.440 | 43.815 | 36.954 | 4.255 | 122.464 |
| 2001 | 67.320 | 75.118 | 56.282 | 5.595 | 204.315 |
| 2011 | 87.189 | 100.326 | 71.410 | 12.504 | 271.429 |

**Figura 1.1: Evolución del Consumo de Energía (Tcal). Fuente: Ministerio de Energía en base al BNE de 2011, Ministerio de Energía, Plan de Acción E.E. 2020 (1) .**

Una de las probables causas que fundamenta el fenómeno anterior, es la expansión contínua del Producto Interno Bruto (PIB). Hasta el año 2011, las tasas de crecimiento económico y de consumo energético se encontraban correlacionadas, por tanto, existe un cierto acople en la expansión del PIB y la energía final consumida por la población.

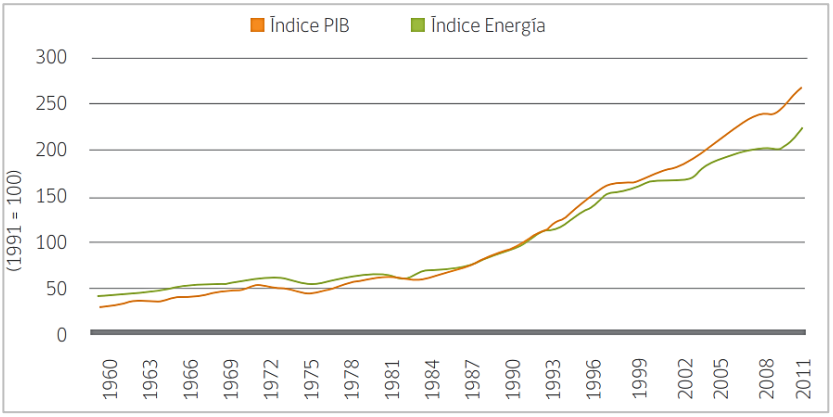



**Figura 1.2: Crecimiento de la Demanda Energética y la Expansión del PIB.**
**Fuente: Plan de Acción de E.E. 2020, Ministerio de Energía (1) .**

Con respecto a los desafíos relacionados a la dependencia energética chilena frente a las fluctuaciones internacionales de los precios de los combustibles, las proyecciones en materia energética para los próximos años, se caracterizan por ser sustancialmente distintas al escenario energético de las tres últimas décadas. Bajo éste contexto, el carbón, petróleo y gas se presentaban hasta hace algunos años como fuente abundante de energía, marcando un escenario de respuesta a los desafíos económicos mundiales requeridos. No obstante, bajo consecuencia de la creciente urbanización mundial y la aparición de nuevos países como grandes consumidores de energía, se pronostica un escenario probable de escasez y alta competencia por el uso de combustibles, generando mayor volatilidad y altos precios de la energía (2).

Conforme al Balance Nacional de Energía (BNE) del año 2012, nuestro país importa el 60% de su energía primaria, poniendo de manifiesto nuestra dependencia a la volatilidad de los precios en los mercados internacionales y las restricciones de abastecimiento producidas por fenómenos políticos, de mercado o climáticos.

De manera análoga, la última década se ha encontrado también marcada por el corte de Gas Natural proveniente desde Argentina, periodos severos de sequía y dificultades en la obtención de permisos ambientales, en conjunto de la entrada insuficiente de proyectos y nuevas empresas en el área de generación eléctrica. Debido a lo anterior, se han producido en los últimos años condiciones de estrechez en la oferta de suministro eléctrico, con altos costos marginales y precios a cliente que reflejan un desarrollo deficiente del sistema. En efecto, los precios en la energía eléctrica han aumentado considerablemente durante la última década. Para pequeñas empresas, comercio y familias (clientes regulados), el valor adjudicado de acuerdo a la licitación de Diciembre de 2013, fue de un valor promedio de US$ 128 MWh. Esta cifra corresponde a un aumento de un 20% en la cuenta eléctrica familiar con respecto al año 2010.

Con respecto a las Industrias (clientes libres), la última década también se ha visto reflejada por una duplicación de los precios por sus consumos eléctricos, restando competitividad a la economía nacional e impactando directamente en el crecimiento del PIB. Para el año 2013, los precios medios de mercado rondaron en el Sistema Interconectado Central (SIC) los US$ 112 MWh, mientras que para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) los US$ 108 MWh. De acuerdo al Ministerio de Energía, la industria chilena está enfrentando uno de los precios más altos de la energía eléctrica en América Latina. Para el caso del sector minero, éste enfrenta el segundo precio más alto con respecto a los países mineros a nivel mundial, y el doble con respecto a competidores directos como Perú.

Finalmente, otra arista importante de analizar dentro del panorama energético nacional, son los desafíos actuales relacionados al cambio climático. Nuestro país se caracteriza por no ser un emisor relevante a nivel mundial, debido a que solamente representa el 0,26% de las emisiones de gases globales de efecto invernadero. No obstante esta cifra puede crecer aceleradamente. En términos absolutos el sector energético aporta en forma creciente a los valores de emisiones nacionales, con un aumento de un 124,6% entre los años 1990 y 2010, alcanzando en el año 2010 un valor de 69,7 millones de toneladas de $CO_2$ equivalente (1).

## 1.2 Sector Eléctrico Chileno

Considerando el eje de la oferta energética, el mercado eléctrico de Chile se encuentra conformado por tres aristas cuyas actividades, posibilitan la disposición de la energía eléctrica en los diversos puntos del mercado (3):

- Sector Generación: Tiene como función producir la energía eléctrica a través de diversas fuentes (hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras).
- Sector Transmisión: Tiene la función de transmitir en niveles altos de voltaje, la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico.
- Sector Distribución: Su misión es llevar, en niveles de voltaje más reducidos que los de Transmisión, la energía desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que dicho sector atiende.

Las actividades de los diversos sectores son completamente desarrolladas por empresas privadas, las que a su vez, realizan las inversiones necesarias dentro de la normativa específica que rige para cada uno de ellos, ejerciendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. De esta manera, los sectores Transmisión y Distribución, son monopolios naturales y la ley establece procedimientos para determinar las tarifas (o *peajes*) que deben pagar los usuarios de las redes, por lo tanto, se desarrollan dentro de un marco de sectores regulados. El sector Generación por su parte, lo hace bajo reglas de libre competencia.

Considerando las tres ramas mencionadas del mercado eléctrico chileno, cabe mencionar que la interconexión física de los componentes de cada uno de estos sectores, se denomina finalmente: Sistema Eléctrico. Actualmente existen cuatro sistemas eléctricos a nivel nacional:

- **Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):** Sistema mayor constituido por el conjunto de centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas que abastecen los consumos eléctricos ubicados al norte del país, abarcando el territorio de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, correspondientes a la Decimoquinta, Primera y Segunda regiones de Chile. Aproximadamente el 90%[1] del consumo del SING, está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales, que representan una cifra cercana al 15%[2] del PIB nacional.

- **Sistema Interconectado Central (SIC):** Sistema compuesto por las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión troncal, subtransmisión; subestaciones eléctricas, y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios, que operan interconectados desde Taltal , Región de Antofagasta, hasta la Isla grande de Chiloé en la Región de Los Lagos. El SIC es caracterizado por ser el mayor de los cuatro sistemas eléctricos que suministran energía al país, con una cobertura de abastecimiento que alcanza a cerca del 92,2% de la población nacional (4).

- **Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM)**, sistemas medianos que abastecen a las zona Sur y Austral del país.

De manera adicional, cabe destacar la existencia de dos sistemas menores: Los Lagos e Isla de Pascua, los cuales abastecen a las localidades de Hornopirén y Cochamó e Isla de Pascua, respectivamente[3].

---

[1] Ministerio de Energía, Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). <http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/Electricidad/Sistema_Electrico/sing.html>.

[2] Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SING). < http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_sing.sp_pagina?p_id=2001>.

[3] Centro de Estudios para el Desarrollo Sustentable (CEEDES). < http://ceedes.cl/aprende-como-funciona-el-sistema-electrico-en-chile/>.

### *1.2.1 Capacidad Instalada y Generación de Energía*

Dentro del marco del análisis de los elementos actuales que componen los aspectos principales del Sector Eléctrico Chileno, a comienzos de 2016, el Sector Eléctrico presentó las siguientes estadísticas (5):

a) **Capacidad de Generación Eléctrica Instalada:** Al mes de Diciembre del año 2015, la capacidad instalada de generación eléctrica ascendió a 19.742 MW[4]. De ésta cifra, el 79,1 % (15.609 MW) corresponde al SIC, mientras que el 20,1 % (3968 MW), corresponde al SING. El porcentaje restante, correspondiente a un 0,8%, se reparte entre el sistema eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM). Conforme a éstos datos, la capacidad nacional instalada para dicho mes se puede categorizar en un 58,0 % como termoelectricidad, 30,4 % hidroelectricidad convencional y un 11,6% en **ERNC**.

   Adicionalmente, existe un total de 19 centrales de generación eléctrica (centrales en prueba) sincronizadas con sus sistemas eléctricos correspondientes, pero que aún no han sido entregadas al despacho del CDEC. De éstas, 16 se encuentran en el SIC alcanzando una capacidad total de 401,6 MW, mientras que las 3 restantes se encuentran en el SING, con una capacidad de 57, 0 MW. En consiguiente, se alcanza una cifra total que asciende a 458,6 MW de potencia de prueba. Considerando el tipo de tecnología de prueba, se destaca la **energía solar** con un 47% de participación con respecto al total.

[4] La cifra considera los sistemas de Los Lagos (6 MW) e Isla de Pascua (4 MW).

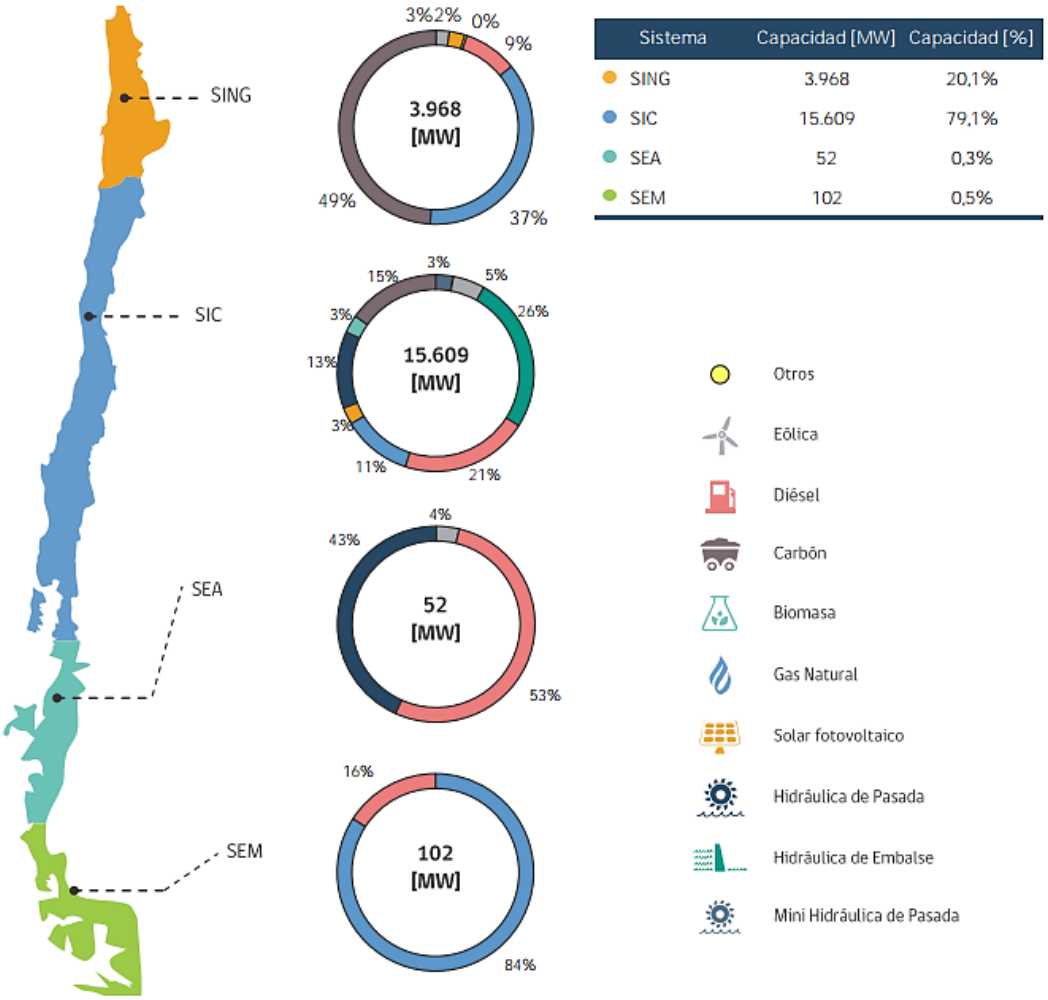



**Figura 1.3: Capacidad de generación eléctrica instalada por tecnología y Sistemas.**
**Fuente: CDEC SIC, CDEC SING. Comisión Nacional de Energía (5).**

**b) Generación Eléctrica:** Para el mes de Diciembre de 2015, la generación eléctrica del SIC alcanzó los 4.579 GWh, los cuales se ramifican en un 29% termoeléctricas, 57% hidroeléctricas convencionales y un 14% ERNC. Por otro lado para el SING, se generaron 1.635 GWh de energía eléctrica, de la cual un 95% corresponde a termoeléctrica y un 5% a ERNC. Los sistemas en conjunto, generaron 6.214 GWh, en donde el 11,5% correspondió a ERNC, 42,1% hidráulicas convencionales y un 46,3% a energía termoeléctrica.

c) **Proyectos de Generación eléctrica en construcción:** Los proyectos de generación eléctrica que se registraron en etapa de construcción en base a la Resolución Exenta N° 701/2015 que "Actualiza y comunica las obras en construcción"[5], para el SING y SIC fueron un total de 69, los que equivalen a una capacidad de 5.548 MW, siendo los proyectos de Energía Solar Fotovoltaica predominantes para ambos sistemas.

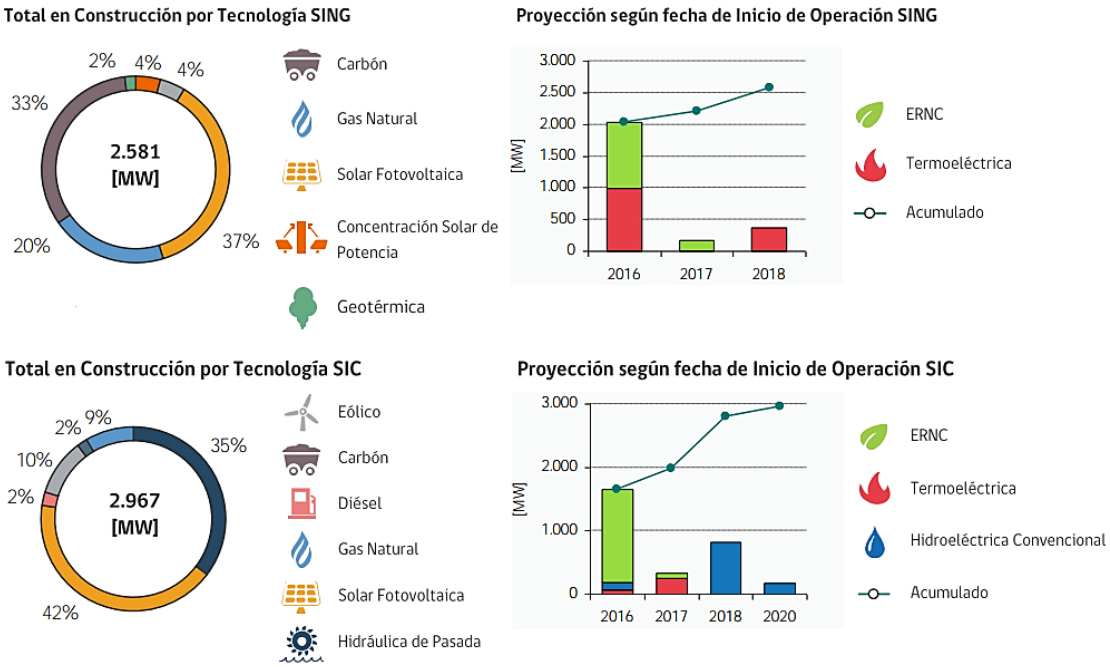



**Figura 1.4: Total en Construcción por Tecnología y Proyección de inicio de Operación para SING Y SIC. Fuente: Comisión Nacional de Energía, CNE (5).**

[5] CDEC-SING, Resoluciones CNE.
< http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cont_normativa.dsp_normat_procs_res_CNE?p_id=3010&p_id_pagina_files=718>.

## 1.3 Energías Renovables no Convencionales

### *1.3.1 Chile y las Energías Renovables no Convencionales*

Dentro del contexto de las materias energéticas a nivel nacional, una de las apuestas seguras en términos de políticas públicas para dicho ámbito, son las Energías Renovables no Convencionales (ERNC).

En nuestro país entendemos como ERNC, todas aquellas fuentes de energía o combinaciones entre ellas, que no se encuentran ampliamente desarrolladas en el país. De allí proviene el término su *no convencionalidad*. Categóricamente las ERNC, son aquellas tecnologías que utilizan fuentes de energía primaria como energía solar, eólica, hidráulica de pequeña escala (< 20 MW), geotérmica, mareomotriz, biogás y biomasa, para obtener generación de energía. Con respecto a las centrales hidroeléctricas de gran escala (superiores a 20 MW), su clasificación se deriva a *convencionales* debido a la larga experiencia que tiene nuestro país en estas materias (6) , (7).

A lo largo del territorio nacional, los primeros avances en ERNC se vinieron obteniendo desde hace un par de décadas bajo el amparo de la familiarización con el desarrollo de grandes proyectos hidráulicos. Desde éste hito al levantamiento de proyectos similares pero de menor escala (mini hidráulica), sólo hubo un pequeño paso. Junto con lo anterior, la biomasa ha presentado un potente desarrollo como resultado de la diversificación de los negocios en las empresas forestales, que por su parte, buscaban algún retorno y mejor uso para sus desechos. No obstante, ante la entrada en vigencia de importantes hechos como la promulgación de la Ley 20.257, que buscaba alcanzar un 10% de ERNC al año 2024, y la entrada de la Ley 20.698 (Ley 20/25), que exige que en el año 2025, un 20% de inyecciones provengan de medios ERNC para los contratos afectos a la ley (2) , las ERNC en son parte de una realidad, pudiendo observar un crecimiento sostenido en la incorporación de estos proyectos a la matriz energética, así como la incorporación de otras tecnologías (eólica y solar) en la medida que comienzan a ser económicamente factibles.

### *1.3.2 Normativa e Impulsión de las ERNC*

Dentro de los primeros avances en materia legislativa conforme al fomento de las ERNC en nuestro país, aparecen durante los años 2004 y 2005 algunas modificaciones a la Ley General de Servicio Eléctricos[6] (DFL1), bajo el amparo de la Ley 19.940 y la Ley 20.018, conocidas también como Ley Corta 1 y Ley Corta 2, respectivamente (8).

La Ley Corta 1 y 2 intentaron en primer lugar, realizar una mejora en los sistemas de tarificación en la transmisión, como posteriormente en la generación. Junto con ello incorporaron algunas ventajas comparativas para las ERNC, con el objetivo de asegurar un trato no distintivo para este tipo de energías dentro del mercado eléctrico.

Definiendo los alcances de ambas leyes, en primera instancia la Ley Corta 1, tenía por objeto mejorar la tarificación del sector de trasmisión eléctrica. De manera adicional, esta ley abre el paso del mercado mayorista a generadores pequeños (menores de 9 MW), garantizando el acceso a las redes de distribución mediante el incentivo de un trato igualitario para las ERNC. Junto con lo anterior, esta ley establece la exención del pago de peaje troncal para la transmisión de las ERNC, siendo esta exención de carácter *total* para las centrales menores a 9 MW, y *parcial* para las centrales mayores a 9 MW y menores a 20 MW.

Por su parte la Ley Corta 2, estableció que las distribuidoras deben disponer de contratos de suministro para sus clientes regulados para, a lo menos, los siguientes tres años. Estos contratos de suministro deben ser realizados mediante licitaciones públicas y abiertas, dándose la posibilidad a las distribuidoras de poder realizar dichas licitaciones en forma conjunta. Con respecto a la Ley Corta 2 y su relación con las ERNC, esta ley reserva un 5%

---

[6] Ministerio de Energía, Ley General de Servicios Eléctricos y sus modificaciones. <http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/08_Normativas/Otros_Niveles/Electricidad/electr_sector_electrico.html>.

de los bloques de licitación para energías renovables, en condiciones de precio similares a las empresas generadoras que logren contratos con las distribuidoras.

Ahora bien, considerando que las leyes analizadas (Ley Corta 1 y 2) fomentaron una base para la entrada de generadoras ERNC al sistema, sus alcances no fueron suficientes para el incentivo masivo de la inversión en ERNC. Para ello, se analizará a continuación dos importantes leyes que abren una puerta ancha a la entrada de ERNC en el contexto nacional:

- **Ley 20.257 (Ley ERNC):** El 20 de Marzo del año 2008 se promulgó en Chile la Ley 20.257, la cual introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables no Convencionales[7]. Para tales efectos, frente a la obligación de generación en base a ERNC, se estableció que un 5% de los retiros efectuados por empresas generadoras que mantengan contratos de suministros firmados con fecha posterior al 1 de Agosto del 2007, debía provenir de fuentes no convencionales. Este porcentaje debía aumentar 0,5% cada año a partir del 2015, llegando a un 10% en el año 2024. Asimismo, la energía acreditada debía proceder de centrales ERNC que hayan iniciado su operación a partir del 1 de enero de 2007.

  Conforme a lo anterior y de manera de cumplir con la premisa impuesta por la Ley, las empresas generadoras que no poseían centrales de ERNC propias, tenían la facultad de poder tranzar la energía requerida con empresas ERNC, de manera de estipular un precio de compra por unidad de energía (conocido informalmente como *atributo ERNC*). Por consiguiente, en caso de no cumplir con la obligación pactada o en su defecto, no acreditar la compra del atributo, las empresas quedaban afectas a una multa de 0,4 UTM/MWh (7).

---

[7] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Ley 20.257. <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212>.

Con respecto al cumplimiento de la Ley 20.257, la siguiente gráfica adjunta representa el actual cumplimiento de la exigencia legal. Durante los años 2014 y 2015, no existieron mayores dificultades con respecto a la obligación, observando que la tendencia del último año en la inyección reconocida de fuentes renovables, ha triplicado lo que por ley debiesen justificar las empresas que realizan retiros del sistema.

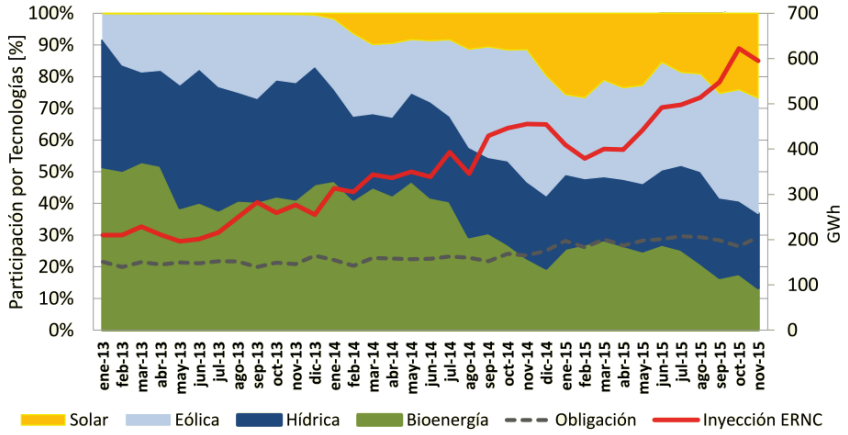



**Figura 1.5: Cumplimiento y Evolución de la Ley 20.257.**
**Fuente: CDEC-CIFES, Noviembre 2015 (7).**

- **Ley 20.698 (Ley 20/25):** En el mes de Octubre del año 2013, se promulgó en Chile la Ley de Impulso a las Energías Renovables No Convencionales (Ley 20/25), con el objetivo de propiciar la ampliación de la matriz energética existente mediante fuentes renovables no convencionales (ERNC), duplicando la meta dispuesta en la Ley 20.257 y definiendo la meta hacia el año 2025, de que un 20% de la energía comercializada deberá provenir de Energías Renovables no Convencionales[8].

[8] Ministerio de Energía, Gobierno promulga Ley 20/25.
< http://www.energia.gob.cl/ministerio/noticias/generales/gobierno-promulga-ley-20-25-y anuncia.html>.

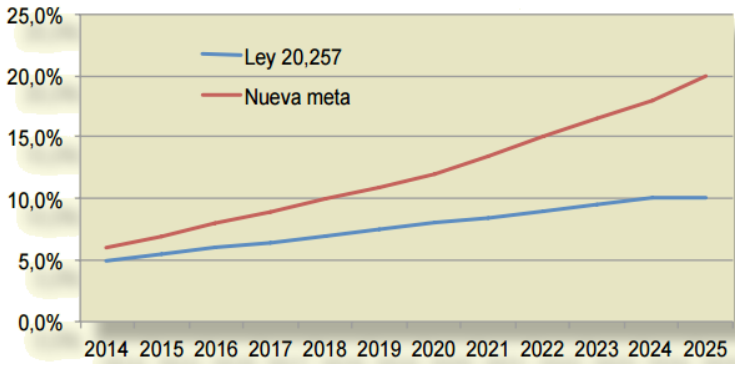



**Figura 1.6: Evolución cuotas de Obligación ERNC para Ley 20.257 y Ley 20.698 (rojo). Fuente: Centro para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables CIFES (7).**

Otra de las modificaciones introducidas tras la promulgación de la Ley 20/25, es la obligatoriedad del Ministerio de Energía respecto de llevar a cabo licitaciones públicas anuales de bloques de energía que provengan de medios de generación de ERNC (con un máximo de dos licitaciones al año), con el fin de servir para el cumplimiento de las cuotas de ERNC exigidas.

El cuerpo legal pretende finalmente, reducir las barreras de entradas a dichas tecnologías, aumentar la competitividad del sector además de reducir la dependencia energética actual conforme a los combustibles fósiles, en conjunto con disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.

### *1.3.3 Estado de Proyectos de ERNC en Chile*

Las cifras que componen el abanico del estado actual de los proyectos de Energía Renovable en nuestro país, ponen de manifiesto a Diciembre de 2015, la existencia de 56 proyectos de ERNC declarados en construcción según la Resolución Exenta N°701/2015, previendo que la entrada en operación de dichos proyectos, se realizará entre comienzos de 2016 y Octubre de 2017 (9).

Asimismo, la Capacidad Instalada de ERNC ascendió a 2.284 MW durante Diciembre de 2015, con un 90% de participación en el SIC. Por otro lado, la inyección de centrales de ERNC a la matriz energética fue de 729 GWh, cifra correspondiente al 11,74% de la generación total. Finalmente, el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental, acogió 6 nuevas iniciativas a evaluación (268 MW), otorgando Resolución de Calificación Ambiental favorable a 5 proyectos ERNC (692 MW):

| Tecnología | Operación [MW] | Construcción [MW] | RCA Aprobada [MW] | En Calificación [MW] |
|---|---|---|---|---|
| Biomasa | 417 | 0 | 82 | 77 |
| Biogás | 46 | 0 | 8 | 0 |
| Eólica | 904 | 409 | 5.850 | 1.575 |
| Geotermia | 0 | 48 | 120 | 0 |
| Mini Hidro | 417 | 54 | 429 | 112 |
| Solar - PV | 848 | 2.195 | 10.596 | 3.944 |
| Solar - CSP | 0 | 110 | 980 | 105 |
| **Total** | **2.633** | **2.815** | **18.065** | **5.814** |

**Figura 1.7: Resumen Estado de Proyectos ERNC[9].**
**Fuente: CNE, SEIA, CDEC-SIC/CDEC-SING, CIFES Enero 2016 (9).**

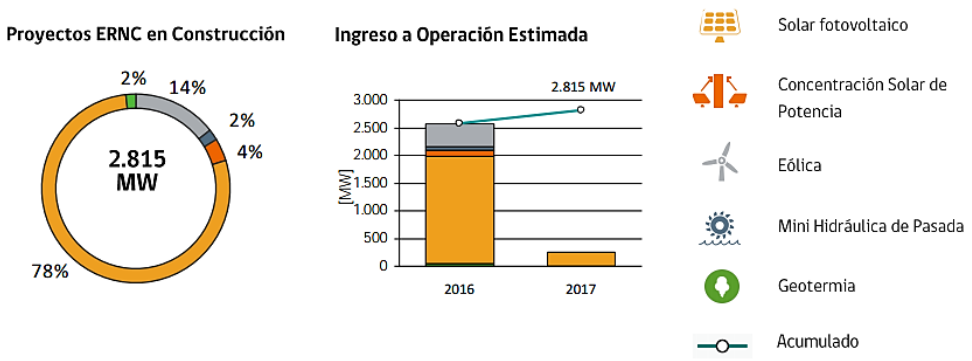



**Figura 1.8: Detalle de Proyectos de Generación Eléctrica en Construcción.**
**Fuente: Reporte CIFES Enero 2016 (9).**

[9] Los Proyectos en **Operación** considera tanto a los proyectos entregados a explotación comercial, como aquello que se encuentren interconectados en fase de pruebas.

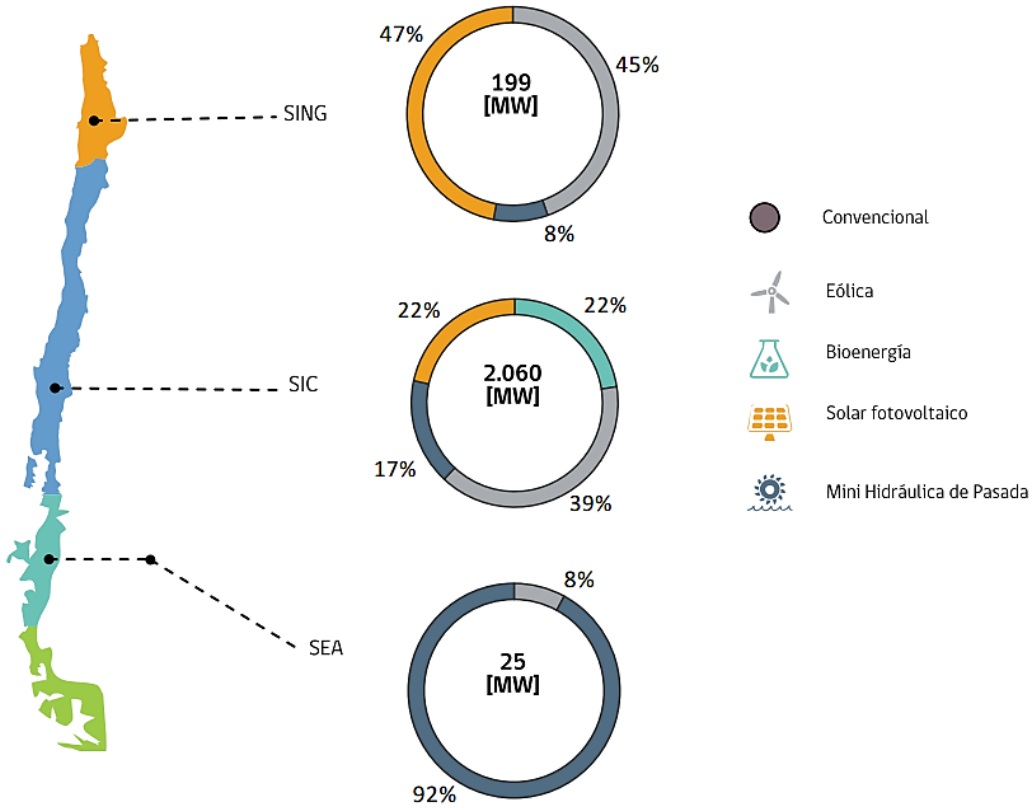



**Figura 1.9: Capacidad Instalada ERNC.**
**Fuente: CDEC-SING/CDEC-SIC, CNE. Reporte CIFES, Enero 2016 (9).**

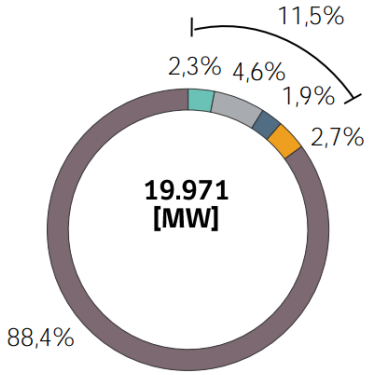



**Figura 1.10: ERNC y Fuentes Convencionales en la Matriz Nacional.**
**Fuente: Reporte CIFES, Enero 2016 (9).**

## 1.4 Energía Solar en Chile

A excepción de las reservas existentes en la zona de Magallanes, Chile es un país pobre en temas de recursos fósiles con respecto al resto de América Latina. No obstante y a pesar de esta desventaja, nuestro país se caracteriza por su enorme potencial respecto a los recursos naturales existentes, como por ejemplo, el potencial hidroeléctrico en vías de ser mayormente aprovechado, la disponibilidad de vientos en diversas localidades a lo largo del país, el potencial geotérmico de la Cordillera de los Andes, la disponibilidad energética de las mareas, corrientes y olas en las costas de nuestro país, así como también, las excelentes condiciones de radiación solar existentes en la Zona Norte (2).

De acuerdo a lo anterior, dentro del abanico de recursos naturales existentes y que son aprovechados como ERNC, la Energía Solar constituye aproximadamente el 33 % de la capacidad instalada de generación eléctrica en base a ERNC (*Sección 1.3.3).* Además, es preciso considerar, la cartera de proyectos de ERNC en construcción, en donde la energía Solar representa el 82% de los proyectos, con un 78% de participación en Energía Solar Fotovoltaica (*Figura 1.8*).

### *1.4.1 Potencial Solar Chileno*

Categóricamente, Chile ofrece condiciones únicas para el potente desarrollo de la Energía Solar. Muchos de los estudios realizados conforme a ésta premisa, posicionan al Norte de Chile como una de las pocas regiones en el mundo con condiciones excepcionales de radiación solar, con una Irradiancia Global Anual que supera los 2.500 kWh/m$^2$. Junto con lo anterior, el potencial solar estimado para la generación eléctrica en el Desierto de Atacama (situado geográficamente en las primeras cuatro regiones de Norte a Sur del país), es cercano a los 1.000 GW; unas cinco veces la actual carga peak de toda América del Sur (10).

La siguiente figura ilustra la Irradiancia Global Solar en W/m$^2$ alrededor del mundo. Se puede observar que la zona con mayor Irradiancia Global Horizontal, corresponde al Desierto de Atacama (zona más roja del mapa):

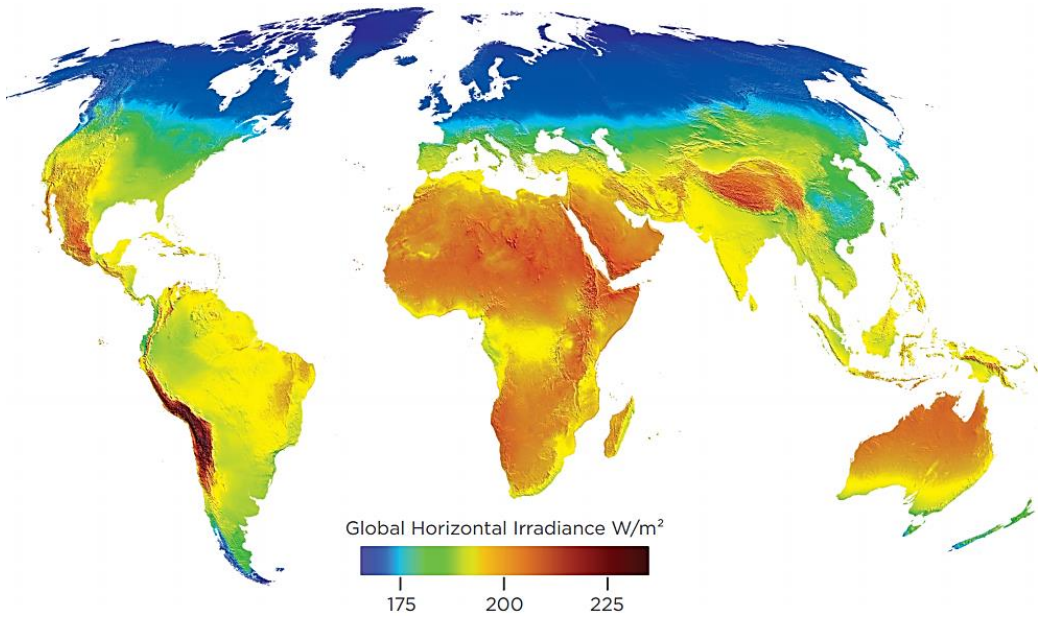



**Figura 1.11: Irradiancia Global Horizontal W/m2 alrededor del mundo.**
**Fuente: 3 TIER, VAISALA[10], Copyright (c) 2015 Vaisala.**

De manera análoga, con el fin de ilustrar el potencial de energético solar chileno, la siguiente figura presenta tres mapas del territorio continental en donde cada uno de ellos, posee las siguientes leyendas asociadas (10):

- Mapa Izquierdo: Muestra la distribución del Factor de Planta Anual de acuerdo a la siguiente simbología; rojo = alto; azul = bajo. (Entiéndase como Factor de Planta el cociente entre la energía producida efectivamente en el período de evaluación y la energía que la central produciría en el mismo período funcionando a plena capacidad. A mayor Factor de Planta, mayor generación).

[10] Free Wind and Solar Resource Maps, Vaisala.
<http://www.3tier.com/en/support/resource-maps/>

- Mapa Central: Considera la misma simbología que el mapa anterior, incorporando diversas restricciones de Uso de Suelo; distancias mínimas a las zonas urbanas, ríos, costas, líneas de ferrocarriles, entre otras; distancias máximas a las redes eléctricas y caminos de acceso y una pendiente máxima de terreno del 5 %.

- Mapa Derecho: Este mapa incorpora una restricción adicional; aquellos lugares geográficos con un Factor de Planta superior a 0,24.

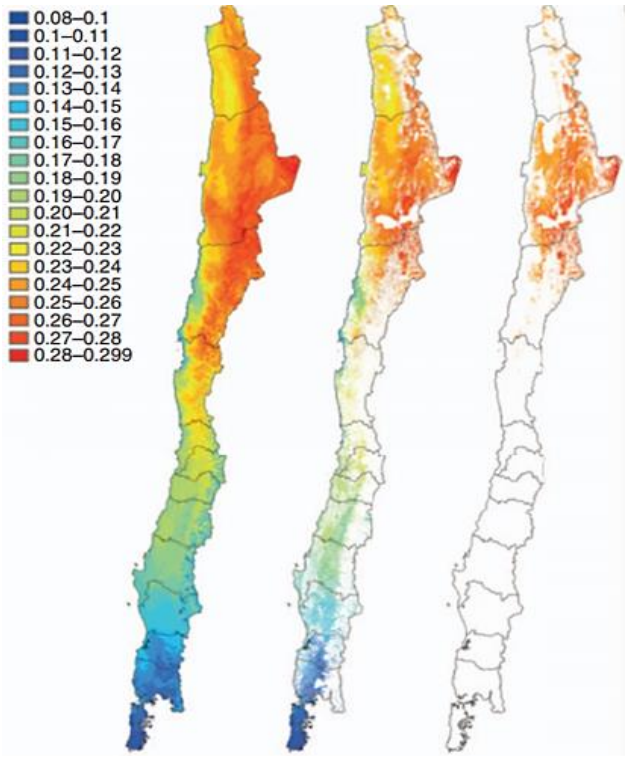



**Figura 1.12: Distribución Anual del Factor de Planta con diversas limitaciones añadidas de Izquierda a Derecha. Fuente: Ministerio de Energía, Heat and Dust: The Solar Energy Challenge in Chile, Jimenez-Estevez Guillermo et al (10).**

### *1.4.2 Contexto histórico del Desarrollo de la Energía Solar en Chile*

Dentro del contexto histórico del desarrollo de la Energía Solar, con el fin de solucionar los diversos problemas relacionados con la obtención de agua para la minería, la primera instalación solar data del año 1872 a través del primer sistema de desalinización solar ubicado en la localidad de Las Salinas. Con una extensión aproximada de 5.000 $m^2$ de destiladores solares tipo cuenca y bajo la producción de 20.000 lt. de agua al día, ésta instalación marcó el inicio del uso de la energía solar dentro del territorio nacional.

A partir de la fecha anterior, la energía solar en nuestro país fue utilizada mayoritariamente para la evaporación de salmueras de nitrato y la producción de sales de litio, junto con mencionar su rol participativo en el secado de la producción agrícola. No obstante, el panorama ha ido cambiando durante el transcurso de las décadas, destacando por ejemplo, el uso de energía solar para la producción de agua caliente sanitaria (ACS) mediante Colectores Solares Térmicos. Incluso a partir del año 2012, la industria minera ha diversificado su uso a gran escala para los procesos de electroobtención.

Con respecto al desarrollo de la tecnología Sola Fotovoltaica, cabe destacar que la capacidad fotovoltaica del país ha ido creciendo aceleradamente como consecuencia de las diversas fluctuaciones del panorama energético chileno. Ejemplo de ello, es la implementación y uso de grandes centrales para abastecer con energía eléctrica a la industria minera de la Zona Norte (Bajo éste criterio, también destaca la implementación de centrales de Concentración solar de Potencia, CSP) e inyectar energía a los sistemas SING y SIC. Además de lo anterior, se distinguen también las aplicaciones domésticas para autoproducción eléctrica con aporte a la red; en el área de telecomunicaciones para proveer energía a las antenas y sistemas de retransmisión de televisión en sectores aislados; para la iluminación de parques y plazas y la electrificación de sectores rurales[11].

---

[11] Revista Electroindustria, El Auge de la Energía Solar en Chile.
<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2402&xit=el-auge-de-la-energia-solaren-chile>

De acuerdo a lo anterior, sabemos de antemano que un escenario de alta penetración de la Energía solar en nuestro país, trae consigo una amplia gama de desafíos relativos al desarrollo de la Energía Solar a gran escala. Dichos desafíos no solamente están enfocados a las metas de producción de electricidad, sino que también, enfocan sus aristas en el desarrollo socio-ambiental, el impacto sobre las industrias y sus productos y el acceso al agua.

Dentro de los desafíos técnicos que enfrenta el gran despliegue de tecnología Fotovoltaica en Chile, incluyen la variabilidad del suministro fotovoltaico, relacionado a la necesidad de un suministro firme y continúo para las instalaciones mineras, así como también, la estabilidad de la red. Estos desafíos se pueden abordar mediante combinaciones entre tecnologías PV y CSP con almacenamiento térmico, energía solar fotovoltaica y eólica, central de bombeo fotovoltaico, plantas híbridas PV-Diesel, el uso de small hydro como capacidad de reserva, junto con cargas controlables (sistemas de bombeo para minería, plantas de desalinización, almacenamiento de bombeo, entre otras).

Desde el punto de vista económico, una de las principales barreras de la tecnología fotovoltaica es el alto costo de inversión; sin embargo, los costos de los paneles fotovoltaicos han disminuido considerablemente en el último tiempo y lo siguen haciendo hasta la actualidad, convirtiéndolos en una tecnología cada vez más atractiva. Es por esto que se observan muchos proyectos fotovoltaicos aprobados por el SEIA, pero que todavía no se han construido; están esperando que los costos de inversión disminuyan lo suficiente para hacer rentable al proyecto

Con respecto a lo que la producción de electricidad concierne, el desarrollo de ésta disciplina es la aplicación más visible para la Energía Solar en Chile. De hecho, los recursos solares no sólo pueden impulsar el desarrollo sostenible del país, sino que también, la oferta de electricidad de exportación para los demás países de América del Sur. Bajo ésta consideración, tomando en cuenta un escenario previsto para el año 2035, el 30% del consumo de electricidad de Sudamérica podría ser suministrado por plantas de energía Solar insertas en el Desierto de Atacama, con una capacidad total instalada correspondiente a 200 GW. Para lograr éste desafío, se necesitarían 6.000 $km^2$ ó 15 lugares de 400 $km^2$ cada uno.

Ésta cifra representa menos del 1 % de la superficie de Chile Continental y cerca del 5% del espacio disponible en el Desierto de Atacama[12]. *(Ver Figura 1.13).*

**Figura 1.13: Visión del Posible desarrollo de la Energía Solar en Chile.**

[12] Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, Chile, Potencia en Energía Solar. < http://ingenieria.uchile.cl/noticias/110529/chile-potencia-en-energia-solar>

### *1.4.3 Centrales Solares Fotovoltaicas en Chile*

Como se ha mencionado dentro de los apartados anteriores, la carrera energética solar chilena ha logrado un desarrollo hegemónico en los últimos años, cerrando el año 2015, con 848 MW de Energía Solar Fotovoltaica en operación *(Figura 1.7)*.

A continuación se presentará un listado de las principales instalaciones de energía solar fotovoltaica dentro de nuestro país. Éste listado está encabezado por la central fotovoltaica "Amanecer Solar CAP", ubicada en el Desierto de Atacama, con una superficie de 280 hectáreas y 310.000 módulos fotovoltaicos, con una capacidad instalada de 100 MW, suficiente para abastecer cerca del 15% de la demanda energética del grupo minero CAP[13]:

| Nombre | Tamaño (MWp[14]) | Conexión | Desarrollador | Región | Año |
|---|---|---|---|---|---|
| Amanecer Solar | 100,0 | SIC | Sunedison | Atacama | 2014 |
| Parque FV María Elena | 72,8 | SING | Sunedison | Antofagasta | 2015 |
| PV Salvador | 68,0 | SIC | Sunpower | Atacama | 2015 |
| Lalackama I | 60,0 | SIC | Enel Green Power | Atacama | 2015 |
| San Andrés | 51,0 | SIC | Sunedison | Atacama | 2014 |
| Chanares | 40,0 | SIC | Enel Green Power | Atacama | 2015 |
| Diego de Almagro | 36,0 | SIC | Enel Green Power | Atacama | 2014 |
| Pozo Almonte | 25,0 | SING | Solarpack | Tarapacá | 2014 |
| La Huacaya I, II | 9,6 | SING | Selray Energías | Tarapacá | 2015 |
| Los Puquios | 3,0 | SING | Sonnedix | Tarapacá | 2014 |

**Tabla 1.1: Principales Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica en Chile.**

[13] El Futuro Solar Chile, Los 10 principales proyectos de energía solar fotovoltaica en Chile. <http://www.elfuturosolar.cl/noticias/2015/4/22/los-10-principales-proyectos-de-energa-solar-fotovoltaica-en-chile>.

[14] En la industria de la energía, la potencia de salida de las plantas de Energía Solar se mide en MW peak o kW peak, "p". Para el caso de módulos y sistemas fotovoltaicos, el valor peak está asociado a la potencia nominal, es decir, a la potencia de salida medida bajo condiciones de pruebas estándar: 25°C de temperatura modular y Irradiancia solar de 1000 W/m$^2$.

# CAPÍTULO II: Marco Teórico

## 2.1 Energía Solar

La Energía Solar es la energía liberada por el Sol en forma de radiación y corresponde a la fuente y recurso energético más abundante en nuestro planeta. La radiación solar, es fundamental para el desarrollo de la vida en la Tierra y puede ser transformada en diversas formas útiles de energía como calor y electricidad. No obstante, la factibilidad técnica y económica de las tecnologías que pueden ser empleadas para el aprovechamiento de la energía solar, va a depender en gran medida del recurso solar disponible, que varía con la ubicación geográfica, la hora del día, la estación del año y el clima local[15].

### *2.1.1 Espectro de Radiación Solar*

La Energía liberada por el Sol en forma de radiación solar, es el resultado de numerosas reacciones de fusión nuclear que ocurren al interior de la estrella, emitiendo una serie de ondas electromagnéticas a diferentes longitudes de onda. El espectro electromagnético de la radiación liberada por el Sol, se asemeja al de un Cuerpo Negro, emitiendo energía en función de la Ley de Planck, distribuyendo su radiación desde el espectro infrarrojo al ultravioleta, considerando a la Luz Visible, cuya longitud de onda oscila entre los 0,4 y 0,7 μm.

La Ley de Planck (*Sección 3.1.2*) permite describir la radiación electromagnética emitida por un cuerpo negro a una temperatura definida. Considerando que la capa más externa del Sol tiene una temperatura cercana a los 5700 K, se puede observar la

---

[15] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, Solar Radiation Basics.
< http://energy.gov/eere/energybasics/articles/solar-radiation-basics>.

correspondencia entre la radiación emitida por un cuerpo negro a dicha temperatura y el espectro observado al tope de la atmósfera (11):

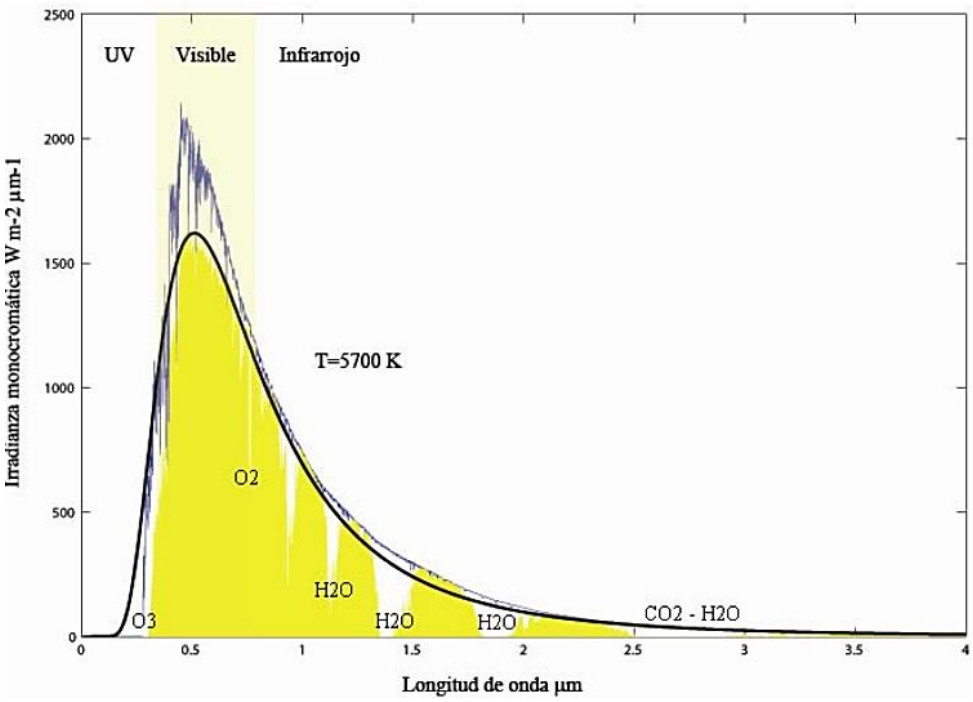



**Figura 2.1: Radiación de Cuerpo Negro a 5700 K (línea gruesa) y Radiación Solar (línea delgada) al tope de la atmósfera terrestre. Radiación Solar en la superficie terrestre (área amarilla) a 1,5 AM, perpendicular al sol. Fuente: Explorador del Recurso Solar en Chile (11).**

### *2.1.2 Componentes de la Radiación Solar*

La Radiación Solar que incide sobre la capa exterior de la Atmósfera, se conoce bajo el nombre de Irradiancia Solar Total Extraterrestre (TSI)[16] y corresponde a la cantidad de energía proveniente del Sol por unidad de área, que recibe todo punto de la Atmósfera Terrestre en cada instante de tiempo. Su valor promedio es cercano a los 1368 ($W/m^2$)[17],

---

[16] Estimación horaria de la Irradiancia Solar Total Extraterrestre. <http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/publicaciones/geologia/vol10_n19/a07.pdf >.

[17] NASA Earth Observatory, Solar Radiation and Climate Experiment (SORCE) <http://earthobservatory.nasa.gov/Features/SORCE/sorce_03.php>.

variando espacial y temporalmente de acuerdo a la posición de un punto en particular sobre la Tierra y de la posición de ésta respecto al Sol.

Al atravesar la atmósfera, la Radiación solar sufre diversos efectos de reflexión, absorción y dispersión, en donde parte de ésta energía es reflejada por la misma atmósfera, mientras que el resto, es absorbida y dispersada por la nubosidad, océanos y masas terrestres. Por tanto, la Radiación Solar alcanza la superficie terrestre de dos maneras distintas; como Irradiancia Directa o como Irradiancia Difusa:

- **Irradiancia Directa Normal (DNI):** Corresponde a la magnitud de radiación solar por unidad de área, recibida por una superficie en un plano perpendicular a la dirección de los rayos del sol desde su posición actual en el cielo[18].

- **Irradiancia Difusa Horizontal (DHI):** Corresponde a la magnitud de radiación solar dispersada en la atmósfera y que llega a una superficie horizontal reflejada desde todo el cielo visible (11).

Otro parámetro importante de considerar es el término de **Irradiancia Global Horizontal**. La GHI (Global Horizontal Irradiance)[19], corresponde a la cantidad total de radiación de onda corta recibida por una superficie horizontal y es de particular interés para la instalación y uso de tecnologías solares, pues involucra tanto a la Irradiancia Directa Normal como la Irradiancia Difusa Horizontal. Los tres términos se relacionan matemáticamente de acuerdo a la siguiente ecuación[20]:

---

[18] 3TIER, Glossary of Technical Renewable Energy Terminology. <http://www.3tier.com/en/support/glossary/#dni>.

[19] What is Global Horizontal Irradiance? <http://www.3tier.com/en/support/solar-prospecting-tools/what-global-horizontal-irradiance-solar-prospecting/>.

[20] Glossary of Solar Radiation Resource Terms. <http://rredc.nrel.gov/solar/glossary/gloss_g.html>.

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos(Z) \quad (2.1)$$

Donde Z es el ángulo solar cenital (Zenith), que representa la posición del sol relativa a la normal local:

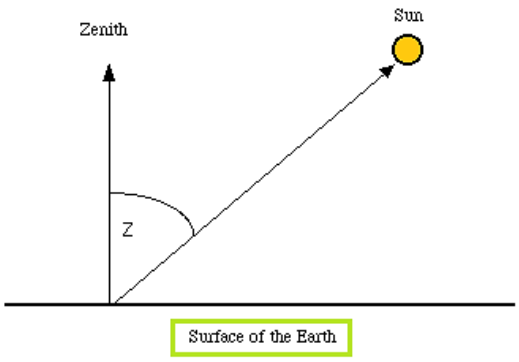



**Figura 2.2: Ángulo cenital solar (Z).**

### *2.1.2.1 Medición de la Radiación Solar*

Para cuantificar la energía proveniente del Sol, existe una serie de instrumentos de medición, cuyos usos dependen de la parte del espectro electromagnético que se desea medir, la precisión requerida conforme a la información que se desea obtener y a la dirección en que proviene la radiación solar (Irradiancia Directa, Difusa o Global) (11):

- **Piranómetro:** Es un sensor que mide la radiación proveniente del sol en la banda comprendida entre 0,3 y 3 µm (de ultravioleta a infrarrojo cercano). Puede medir la Irradiancia proveniente de todo el cielo (GHI).

- **Pirheliómetro:** Es un instrumento de medición diseñado para medir la Irradiancia Normal Directa (DNI), limitado por un campo de visión de 5 grados, midiendo en línea recta la magnitud de la radiación del Sol. Éste instrumento requiere de un seguimiento continuo del astro, por lo que debe ser acoplado a un sistema móvil que siga la trayectoria del Sol durante el día (Sun Tracker).

- **Sistema de Sombra:** Para estimar la radiación difusa (DHI), se emplea comúnmente un sistema encargado de sombrear la radiación directa del Sol, midiendo solamente la DHI. De ésta manera, utilizando comúnmente un piranómetro, se adiciona un accesorio en forma de anillo, encargado de "tapar" sólo la circunferencia solar.

**Figura 2.3: De izquierda a derecha: Piranómetro, Pirheliómetro y Piranómetro con Anillo de Sombra.**

### *2.1.2.2 Cuantificación de la Radiación Solar en un Plano Inclinado*

En presencia de la utilización de Tecnología Solar Fotovoltaica *(Sección 2.2)*, la información obtenida acerca de la Radiación Solar, debe estar en función del plano del Panel (superficie del panel)[21]. Ésta premisa es fundamental para modelar el rendimiento de un sistema fotovoltaico y considera los siguientes aspectos:

- La definición de la orientación de los paneles, la cual puede ser fija o variable (sistemas de seguimiento: "Trackings").
- La estimación de las contribuciones de las componentes directa y difusa.

[21] PVPerformance Modeling Collaborative, Plane of Array (POA) Irradiance. <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/plane-of-array-poa-irradiance/>.

Alternativamente, es posible medir la Irradiancia en el plano de arreglo de paneles (Plane of Array, POA) de manera directa con un piranómetro, celda de referencia o módulo de referencia, montado en la misma dirección que el arreglo de paneles. Para éste caso, se hace preciso considerar las distintas características de los sensores, de manera de asegurar que las correcciones realizadas a la Irradiancia POA sean las más adecuadas.

Para estimar el rendimiento de un sistema fotovoltaico, es fundamental considerar la Irradiancia POA como una función del tiempo, considerando también que ésta Irradiancia depende de diversos factores como la posición del Sol, la orientación del arreglo (fijo o con sistema de seguimiento), las componentes de la Irradiancia (Directa y Difusa), la reflectividad del suelo (Albedo) y las sombras (obstrucciones cercanas y lejanas). Por tanto, la relación matemática que describe a la Irradiancia POA, $E_{POA}$ es:

$$\boldsymbol{E_{POA} = E_b + E_g + E_d} \quad \textbf{(2.2)}$$

En donde $E_b$ corresponde a la componente Directa, $E_g$ a la componente reflejada desde el suelo y $E_d$ a la componente Difusa del cielo.

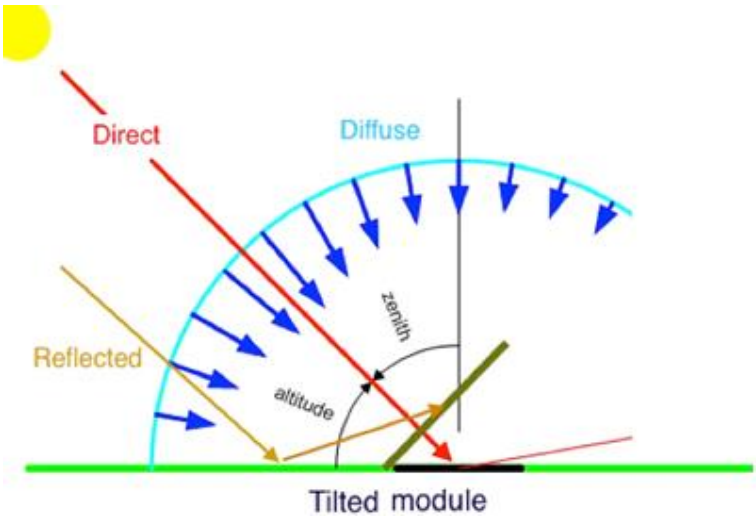



**Figura 2.4: Componentes de la Irradiancia en un Plano Inclinado.**

De acuerdo a la relación anterior, la componente Directa $E_b$ de la Irradiancia, puede calcularse mediante un ajuste de la Irradiancia Directa Normal (DNI) de acuerdo al ángulo de incidencia (AOI, Angle of Incidence):

$$\boldsymbol{E_b = DNI \cdot \cos(AOI)} \quad \textbf{(2.3)}$$

Junto con lo anterior, el AOI entre los rayos solares y el arreglo de paneles fotovoltaicos puede calcularse mediante la siguiente relación:

$$\boldsymbol{AOI = cos^{-1}\left[\cos(\theta_z)\cos(\theta_T) + \sin(\theta_z)\sin(\theta_T)\cos(\theta_A - \theta_{A,array})\right]} \quad \textbf{(2.4)}$$

Donde $\theta_A$ y $\theta_Z$, corresponden a los ángulos solares Azimut[22] y Cenital y $\theta_T$ y $\theta_{A,Array}$, corresponden al ángulo de inclinación y al ángulo Azimutal del arreglo de paneles respectivamente.

Por otro lado, la radiación que es reflejada por el suelo y que incide sobre una superficie inclinada, $E_g$, puede ser calculada en función de la reflectividad del suelo (Albedo) y el ángulo de inclinación de la superficie $\theta_{T,\ surf}$:

$$\boldsymbol{E_g = GHI \cdot albedo \cdot \frac{(1-\cos(\theta_{T,surf}))}{2}} \quad \textbf{(2.5)}$$

Finalmente, la radiación Difusa del cielo puede dividirse en tres aristas principales, comprometiendo a la Componente Isotrópica (representa la Irradiancia uniforme del cielo), la componente Difusa (Representa la dispersión de la radiación, concentrada en la zona que rodea inmediatamente al Sol) y a la Componente del brillo del Horizonte.

---

[22] La convención para el ángulo Azimutal, se define como el ángulo medido a partir del Norte geográfico en el sentido de las agujas del reloj (ej. Norte=0°, Este=90°, Oeste=270°). El Azimut de un arreglo, corresponde al vector normal a la superficie del arreglo en el plano horizontal. La inclinación del arreglo de paneles, se define como el ángulo desde la horizontal.

Para la estimación de la radiación Difusa, existen actualmente diversos modelos que difieren de acuerdo a su nivel de precisión. Para efectos prácticos, se hará mención del Modelo Isotrópico, debido a que corresponde al modelo más simple dentro de los modelos difusos[23]. Para calcular la Irradiación difusa Isotrópica, $E_{d,iso}$, se toma en consideración una proporción de la Irradiancia Difusa Horizontal (DHI) de la siguiente manera:

$$\boldsymbol{E_{d,iso} = DHI \cdot \frac{1+\cos(\theta_T)}{2}} \quad \textbf{(2.6)}$$

Donde $\theta_T$, es el ángulo de inclinación del arreglo de paneles.

## 2.2 Energía Solar Fotovoltaica

Los paneles fotovoltaicos son todos aquellos equipos formados por un conjunto de células fotovoltaicas - que a su vez están constituidas de un material semiconductor - capaz de convertir la Energía Solar incidente en corriente eléctrica. El fenómeno físico, se denomina Efecto Fotoeléctrico y fue descubierto por Heinrich Hertz en 1887[24].

### *2.2.1 Aspectos Generales*

Una célula fotovoltaica es un pequeño dispositivo fotovoltaico que produce por lo general, entre 1 o 2 Watts de potencia. Para aumentar la potencia de salida, las células pueden conectarse entre sí para formar cadenas de unidades, generalmente conocidas bajo el nombre de Paneles o Módulos fotovoltaicos. A su vez, los módulos pueden utilizarse de manera individual o pueden ser conectados entre sí para formar una matriz o arreglo de paneles

---

[23] PVPerformance Modeling Collaborative, Isotropic Sky Diffuse Model. <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/plane-of-array-poa-irradiance/calculating-poa-irradiance/poa-sky-diffuse/isotropic-sky-diffuse-model/>

[24] Young, Hugh D., Roger A. Freedman, Física Universitaria con Física Moderna Volumen 2 Decimosegunda edición, Efecto Fotoeléctrico.

fotovoltaicos. Finalmente, las matrices de módulos PV, pueden ser conectados a la red eléctrica para satisfacer las necesidades energéticas de pequeña o gran escala.

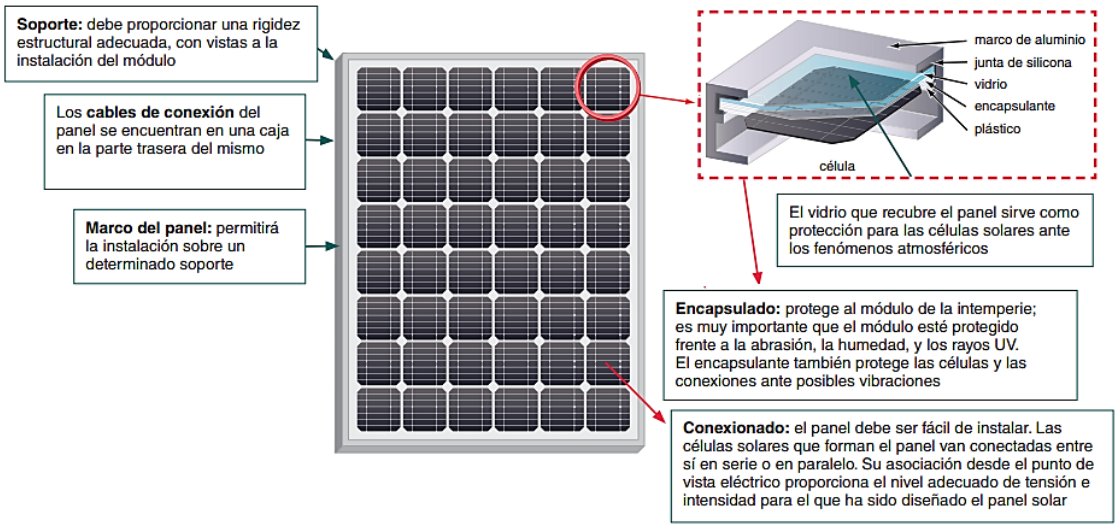



**Figura 2.5: Elementos Principales de un Módulo Fotovoltaico.**

### *2.2.1.1 Funcionamiento*

Para que los dispositivos fotovoltaicos conviertan la energía proveniente del sol en energía eléctrica, éstos deben estar constituidos de un material semiconductor, el cual combina algunas propiedades de los metales como de los aislantes. Cuando la luz es absorbida por un semiconductor, los fotones incidentes pueden transferir su energía a los electrones, permitiendo que éstos fluyan a través del material como corriente eléctrica[25]. Ésta corriente fluye fuera del semiconductor a los contactos del metal, abriendo su paso finalmente a la red eléctrica.

---

[25]Con respecto al Efecto Fotoeléctrico, cuando la radiación electromagnética incide sobre una superficie metálica, como por ejemplo una celda fotovoltaica, la energía de los fotones es transferida a los electrones presentes en los átomos del material semiconductor, sí solo sí, la energía de la radiación incidente es mayor a la función de trabajo, definida como la energía mínima que debe tener un fotón para arrancar un electrón del material. Una vez que se produzca el Efecto Fotoeléctrico, mientras mayor sea la intensidad de la radiación solar incidente, mayor será el flujo de electricidad producido, representando el recurso esencial para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

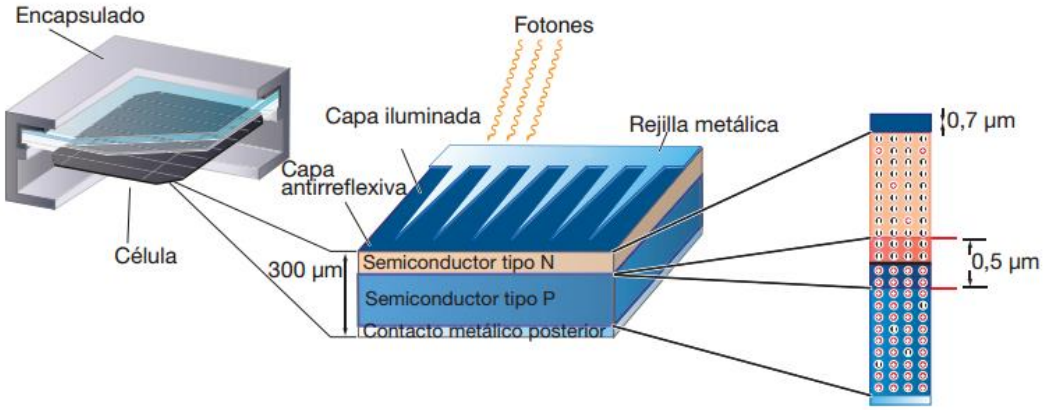



**Figura 2.6: Estructura de una Célula Fotovoltaica.**

### *2.2.1.2 Clasificación de las Células Solares*

Dentro del marco de la fabricación de células solares fotovoltaicas, actualmente existen diferentes tipos de materiales semiconductores utilizados para conformar una célula y por tanto, un módulo fotovoltaico. Por lo general, los módulos PV pueden ser divididos en dos grandes categorías: Silicio Cristalino (Primera Generación), representando cerca del 85% a 90% del mercado mundial; y Thin Films (Segunda Generación), abarcando de 10% a 15% del mercado mundial, respectivamente[26]. A continuación se presentarán algunos detalles acerca de la tecnología de fabricación de las células fotovoltaicas:

- **Módulos de Silicio Cristalino:** Debido a su elevado nivel de madurez, corresponde a la tecnología más utilizada para la fabricación de celdas fotovoltaicas. Posee dos subcategorías de acuerdo a su cristalinidad y tamaño de cristal:

    1. *Silicio Monocristalino (mono-Si, sc-Si):* Este tipo de módulo se obtiene a través de Silicio puro fundido y dopado con pequeñas cantidades Boro. Su estructura cristalina es uniforme y su apariencia cromática es de color

[26] CIFES, Tecnología Fotovoltaica. <http://cifes.gob.cl/documentos/articulos/tecnologia-fotovoltaica/>.

azul homogéneo. Posee una eficiencia comercial entre el 16 % y 24% (12).

2. *Silicio Policristalino (Poli-Si, mc-Si):* Este tipo de células están fabricadas a partir de múltiples cristales de Silicio. De acuerdo a la IEA (12), el costo de producción es menor al del mono-Si, pero son menos eficientes, logrando una eficiencia de conversión de un 14% - 18%.

- **Módulos de Capa Fina (Thin Films):** Este tipo de celdas son fabricadas a través del depósito de capas extremadamente delgadas de material fotovoltaico sobre un soporte como vidrio, acero inoxidable o plástico.

  A diferencia de los módulos de Silicio Cristalino, las celdas de capa fina poseen una menor eficiencia de conversión trayendo como consecuencia, la utilización de mayores superficies de conversión para producir la misma cantidad de electricidad. No obstante, sus costos de fabricación son menores (12).

  Con respecto a los diversos tipos de celdas de Capa Fina utilizadas comercialmente, se encuentran dentro del mercado las celdas de Silicio Amorfo y Mircroamorfo (a-Si), Telurio de Cadmio (CdTe) y Cobre-Indio-Galio-Diselenurio (CIGS). Sus eficiencias de conversión se encuentran entre el 7% (a-Si) y el 16,3% (CdTe).

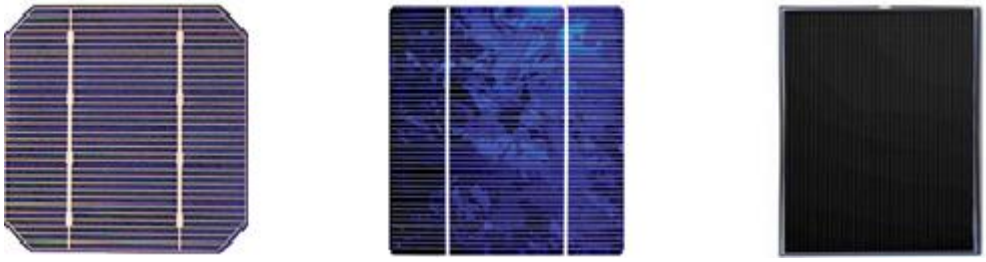


**Figura 2.7: De Izquierda a Derecha: Celda Fotovoltaica de Silicio Monocristalino, Silicio Policristalino y Capa Fina (Thin Film).**

#### *2.2.1.2.1 Otras Clasificaciones*

Existen también otros tipos de celdas que pueden ser empleadas en sistemas fotovoltaicos:

- **Celdas Fotovoltaicas Orgánicas (OPV)[27]:** Se trata de celdas fotovoltaicas compuestas de polímeros ricos en carbono, que pueden adaptarse para mejorar diversas propiedades como la sensibilidad a un cierto tipo de luz. Éste tipo de tecnología tiene un potencial teórico para proporcionar electricidad a un coste menor que las tecnologías de Silicio o Capa fina. No obstante, son la mitad eficiente que una celda de silicio cristalino y poseen una menor vida útil. Aún no han sido comercializadas.

- **Celdas Multiunión:** Se trata de celdas fotovoltaicas formadas por el uso de materiales como GaAs (Arseniuro de Galio) sobre sustratos de Ge (Germanio), dotadas de una eficiencia de conversión cercana al 40% y más. Debido a los altos costos de ésta tecnología, es comúnmente utilizada en aplicaciones de Concentración Solar Fotovoltaica (CPV) con sistemas de seguimiento y en aplicaciones espaciales.

### ***2.2.1.3*** *Otras Aplicaciones: Sistemas de Concentración Fotovoltaica (CPV)*

Un sistema CPV, es un tipo tecnología solar fotovoltaica cuyo funcionamiento, se basa en la utilización de un sistema de concentración óptica con el objetivo de concentrar la radiación solar en una pequeña área fotovoltaica de alta eficiencia (celdas multiunión)[28]. En comparación a las tecnologías fotovoltaicas convencionales, los sistemas CPV permiten ahorrar costos relacionados al material fotovoltaico, debido a que precisan de una menor área

---

[27] ENERGY.GOV, Solar Photovoltaic Cell Basics, <http://energy.gov/eere/energybasics/articles/solar-photovoltaic-cell-basics>.

[28] International Energy Agency, Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf>.

de utilización. No obstante, aunque las celdas multiunión son en principio, celdas más costosas que las convencionales, el costo de utilización de éste tipo de tecnología se compensa gracias a su alta eficiencia de conversión.

**Figura 2.8: Sistema de Concentración Fotovoltaica (CPV).**

### *2.2.2 Sistemas Fotovoltaicos*

Se denomina Sistema Fotovoltaico a todo conjunto que además de poseer dentro de sus componentes medulares un panel PV, contiene además, una serie de elementos como el inversor, baterías, sistema eléctrico y sistema de montaje, dando origen a una instalación fotovoltaica. De ésta manera y como se mencionó anteriormente, los sistemas fotovoltaicos pueden combinarse con otros para alcanzar capacidades desde algunos Watts (W) a decenas de Megawatts (MW), convirtiéndolos en sistemas altamente modulares.

#### ***2.2.2.1*** *Clasificación de los Sistemas de Generación Fotovoltaica*

Los Sistemas de Generación Fotovoltaica, pueden categorizarse en función de su conexión a la red, encontrando así Sistemas Fotovoltaicos Autónomos y Sistemas Conectados a la red:

a) **Sistemas Fotovoltaicos Autónomos *(Off-Grid)*:** La característica principal de estos sistemas fotovoltaicos es que la energía producida a través de la conversión fotovoltaica, es utilizada para alimentar la demanda eléctrica de un sector específico, principalmente en lugares remotos que están aislados de la red eléctrica.

Para el adecuado funcionamiento de éste tipo de sistemas, es imperativo el uso de sistemas de almacenamiento (baterías), destinados a proporcionar energía durante los periodos de poca luz (periodos nocturnos), manteniendo en constante carga y descarga el sistema de acumulación. No obstante, un Sistema Off-Grid también considera principalmente los siguientes equipos: Panel(es) Fotovoltaico(s), regulador de carga e inversor.

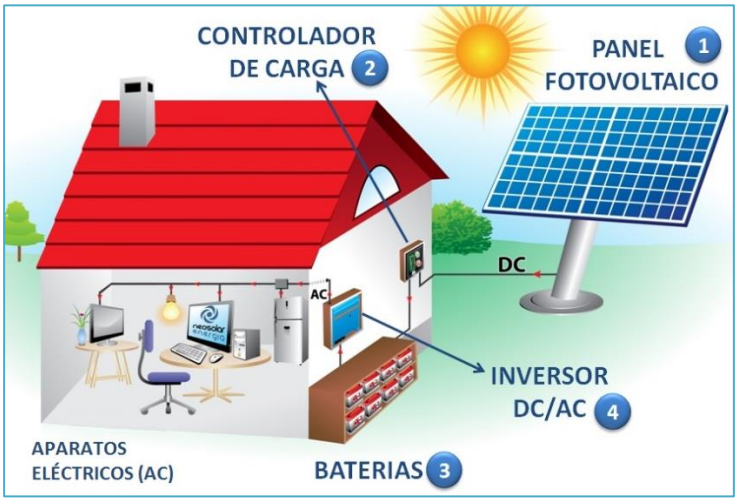



**Figura 2.9: Elementos Principales de un Sistema Fotovoltaico Off-Grid.**

Como consideración adicional, los sistemas Off-Grid se pueden clasificar en dos subgrupos: domésticos y no domésticos. El primero apunta al suministro de electricidad para hogares, comunidades y aldeas (iluminación, refrigeración y otras cargas de baja potencia), mientras que el segundo apunta a una gran cantidad de aplicaciones como telecomunicaciones, bombeo de agua, entre otros (12).

**b) Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red *(On-Grid)*:** A diferencia de los sistemas autónomos, éste tipo de sistema se caracteriza por estar conectado directamente a la red, inyectando la energía eléctrica producida. Dentro de los elementos básicos que componen a éste tipo de instalación, se encuentran los paneles fotovoltaicos, inversores, unidad de acondicionamiento de potencia y conexión a la red, prescindiendo del uso de baterías.

Los sistemas On-Grid pueden categorizarse bajo dos subdivisiones: sistema distribuido y sistema centralizado. El primero de ellos corresponde a un sistema que provee energía a un cliente específico que está conectado a la red, mientras que en los sistemas centralizados, la energía generada no está asociada a un cliente en particular. Por otro lado, el abanico de aplicaciones presente en este tipo de sistemas es diverso, y varía desde aplicaciones residenciales y/o comerciales, hasta grandes centrales de generación fotovoltaica (12).

**Figura 2.10: Sistema Fotovoltaico On-Grid a nivel doméstico.**

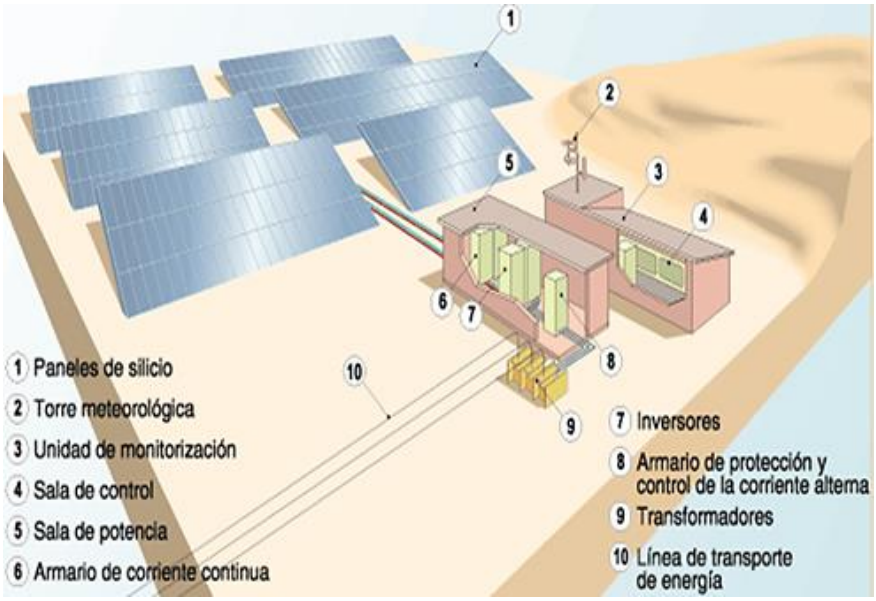



**Figura 2.11: Esquema general de Planta Solar Fotovoltaica.**

#### *2.2.2.2 Sistemas de Seguimiento Solar (Trackers)*

Con respecto al desarrollo de la estructura de montaje de los sistemas fotovoltaicos, la integración arquitectónica que incluye el aprovechamiento de superficies inclinadas, considera también en algunas ocasiones, el manejo de sistemas de seguimiento en uno y dos ejes, diseñados particularmente para el aprovechamiento de la energía solar en zonas de alta irradiación directa. Mediante el uso de tales sistemas, el rendimiento energético puede aumentar significativamente en un 25-35% para los sistemas de seguimiento en un eje y de 35-45% para los sistemas de seguimiento en dos ejes en relación a los sistemas fijos (12).

**Figura 2.12: De Izquierda a Derecha: Sistema PV Fijo, Sistemas PV con seguimiento en un eje (horizontal y vertical), Sistema PV con seguimiento en ambos ejes.**

### *2.2.3 Parámetros Característicos de los Módulos y Celdas Fotovoltaicas*[29 30 31 32]

Desde el punto de vista del funcionamiento eléctrico de un sistema fotovoltaico, es común caracterizar a los módulos PV a través de la curva de *Corriente vs. Voltaje*. La curva I-V, se encarga de mostrar las posibles combinaciones de las salidas de corriente y voltaje de los módulos, en donde la potencia entregada corresponde al producto de ambos factores. De

---

[29] Solar Panel Characteristics. <http://www.samlexsolar.com/learning-center/solar-panels-characteristics.aspx>.

[30] Photovoltaic Cell I-V Characterization Theory and LabVIEW Analysis Code. <http://www.ni.com/white-paper/7230/en/>.

[31] Review and recommendations for improving the mode of building integrated photovoltaic systems (13).

[32] Guide to interpreting I-V Curve measurements of PV arrays (14).

ésta manera, la energía producida por el módulo PV, está íntimamente relacionada al punto de operación en donde esté trabajando el módulo (13).

Como se verá a continuación *(Figura 1.23)*, la forma de la curva I-V depende de dos factores fundamentales: de la Irradiancia, en primer orden, y de la temperatura. No obstante existen otros factores adicionales, que en menor escala, inciden en la forma de la curva I-V como el ángulo de incidencia, la distribución espectral de la Irradiancia, entre otros.

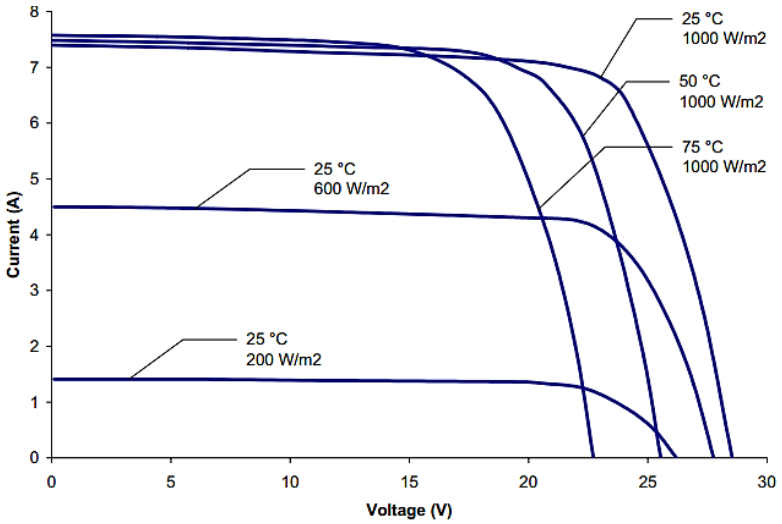



**Figura 2.13: Ejemplo de Curvas I-V de un módulo fotovoltaico (13).**

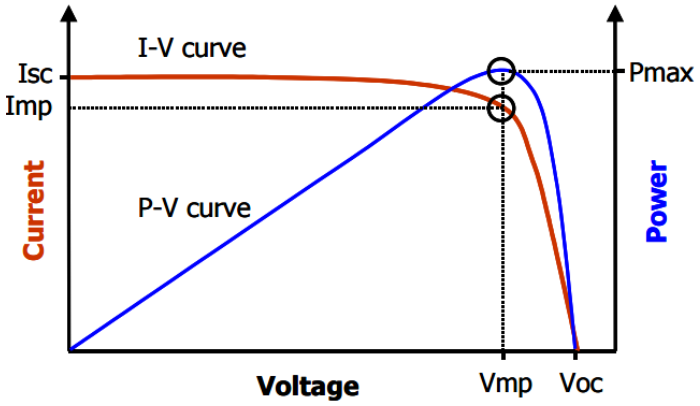



**Figura 2.14: Parámetros característicos en función de las curvas I-V y P-V. La curva P-V se calcula en función de la curva I-V medida (14).**

Con respecto a la figura anterior, el intervalo de la curva I-V se extiende desde la corriente de cortocircuito (Isc) en 0 Volts, al valor 0 de la corriente en la tensión de circuito abierto (Voc). En el codo o curvatura del gráfico I-V tradicional, se encuentra el punto de máxima Potencia (Imp, Vmp), en donde el módulo o el arreglo de paneles fotovoltaicos, generan máxima potencia eléctrica.

Los parámetros Isc, Voc, Imp y Vmp utilizados en el apartado anterior, pueden definirse de la siguiente manera:

- **Corriente de cortocircuito (Isc):** Corresponde a la corriente máxima que produce un módulo o arreglo PV. Esta corriente se produce cuando no hay resistencia en el circuito; es decir, cuando hay un cortocircuito entre los terminales positivos y negativos.

- **Tensión de circuito abierto (Voc):** Corresponde a la máxima tensión en los extremos de una celda, cuando no está conectada a ninguna carga. Es una característica del material con el que está construida la celda.

Cuando una celda solar es conectada a una carga, los valores de tensión e intensidad de corriente varían. No obstante, existen dos valores (siempre menores a Isc y Voc) para los cuales la potencia entregada es máxima: **Imp y Vmp** (Corriente y tensión en el punto de máxima potencia). De acuerdo a éstos valores, la potencia máxima que puede entregar una celda solar se describe matemáticamente como:

$$\boldsymbol{P_{máx} = I_{mp} \cdot V_{mp}} \qquad \textbf{(2.7)}$$

La expresión anterior, permite definir un importante parámetro que se utiliza para cuantificar el rendimiento de una celda solar: el Factor de Llenado (Fill Factor, FF):

$$\boldsymbol{FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}} \qquad \textbf{(2.8)}$$

Mediante el cociente entre la máxima potencia que puede producir una celda solar y el producto de la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito (Potencia Teórica, $P_T$), puede establecerse la "calidad" de una celda solar. Por ende, si se compara por ejemplo, las curvas I-V de dos módulos fotovoltaicos individuales que tienen los mismos valores de Voc e Isc, la matriz con el mayor Factor de Llenado producirá más energía.

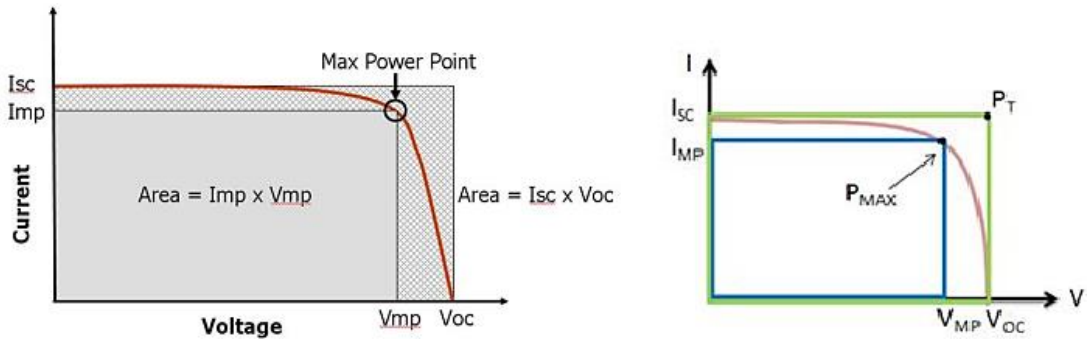



**Figura 2.15: Factor de Llenado (FF).**

Finalmente, otro parámetro importante de destacar, es la Eficiencia (η) de una celda solar. La eficiencia corresponde a la relación entre la potencia eléctrica de salida ($P_{out}$) en comparación al suministro de energía solar entrante ($P_{in}$) de una celda solar PV. La potencia eléctrica de salida puede ser tomada como potencia máxima $P_{máx}$, si la celda solar está trabajando a su máxima potencia con el fin de lograr una máxima eficiencia.

$$\boldsymbol{\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} \rightarrow \eta_{máx} = \frac{P_{máx}}{P_{in}}} \quad \textbf{(2.9)}$$

### *2.2.4 Rendimiento y desempeño de los Equipos Solares Fotovoltaicos*

A menudo, es común caracterizar a los módulos fotovoltaicos a través de su Potencia Nominal en las *Condiciones de Prueba Estándar* (Standard Test Conditions, STC). Dichas condiciones son, Irradiancia Normal de 1000 W/m$^2$, temperatura de celda de 25°C y distribución espectral correspondiente a una masa de aire de 1,5. No obstante, en la práctica, la potencia que entrega un módulo fotovoltaico casi siempre es menor debido a los efectos producidos por el nivel de Irradiación existente, la temperatura de operación, el ángulo de incidencia de la radiación, su distribución espectral, entre otros factores. La cuantificación de estos factores, en conjunto de otros factores relevantes, son de fundamental importancia para evaluar el rendimiento de un sistema PV y se abordarán durante ésta sección.

#### *2.2.4.1 Principales efectos influyentes en el desempeño de los dispositivos PV*

- **Radiación Solar:** En términos generales, la radiación solar es uno de los principales elementos influyentes en el desempeño energético de los sistemas PV. La salida energética de un módulo, es relativamente proporcional al nivel de Irradiancia (salvo en casos como ensombrecimiento parcial del módulo). No obstante en términos prácticos, sólo la corriente de cortocircuito es casi exactamente proporcional a la Irradiancia, mientras que la potencia máxima, posee una relación *lineal con desplazamiento* (13).

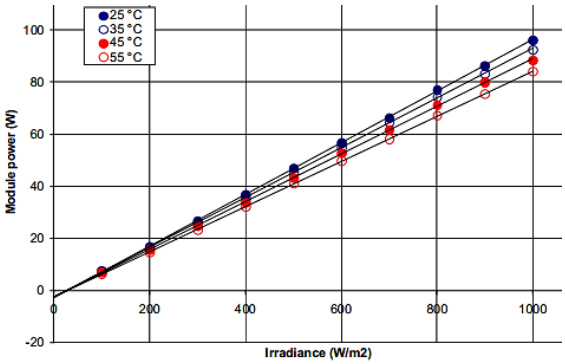



**Figura 2.16: Ejemplo de curva de Potencia en Función de la Irradiancia.**
**Fuente: Review and recommendations for improving the modelling of building integrated photovoltaic systems (13).**

- **Temperatura Ambiente:** La temperatura corresponde al segundo efecto más considerable. De manera general, el voltaje disminuye con el aumento de temperatura, mientras que la corriente disminuye ligeramente. El efecto final de la combinación de estos factores es la disminución de la potencia (13). Dicho lo anterior, matemáticamente el aumento de la temperatura reduce la tensión de circuito abierto de acuerdo a la expresión $dV_{oc}/dT_c$, siendo $T_c$, la temperatura de la célula fotovoltaica, dependiente de la temperatura ambiente y de la Irradiación incidente. La forma de calcular $T_c$ depende de las características constructivas del módulo PV que encapsula a la celda. Si no hay información específica por parte del fabricante, para celdas de Silicio Cristalino es habitual emplear el siguiente valor (15):

$$\frac{dV_{oc}}{dT_c} = -2,3\,\frac{mV}{°C} \quad \textbf{(2.10)}$$

De acuerdo a lo anterior, la reducción de eficiencia disminuye de acuerdo a la relación $d\eta/dT_c$=-0,4%/°C.

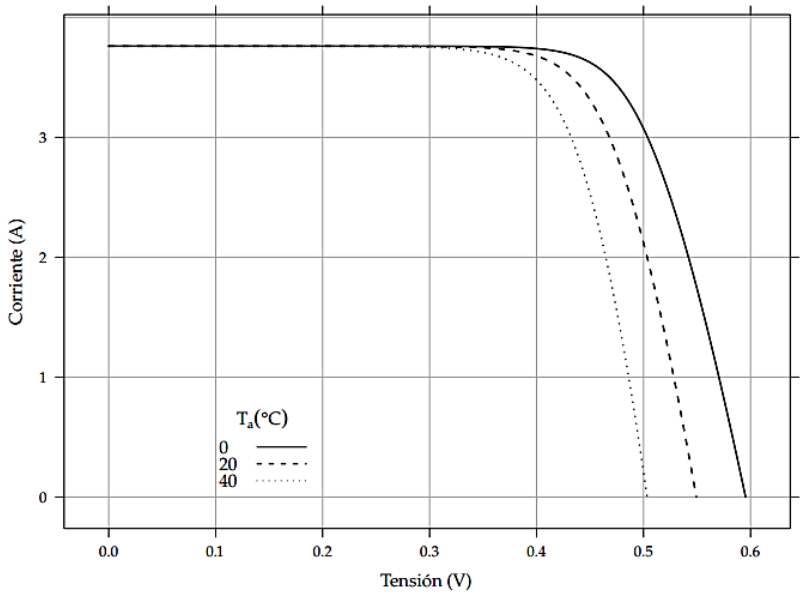



**Figura 2.17: Ejemplo del efecto de la temperatura en la curva característica de una celda solar (I = 800W/m$^2$). Fuente: Energía Solar Fotovoltaica (15).**

- **Ángulo de Incidencia:** A excepción de los sistemas con seguimiento, la radiación que incide sobre un panel fotovoltaico, está frecuentemente desviada de la normal de la superficie del módulo. Ésta desviación, es causa de pérdidas por reflexión, también denominadas como pérdidas angulares. En particular, existe un aumento de pérdidas por reflexión en la interfase aire-vidrio del módulo PV, cuando el ángulo de incidencia excede los 60°. A muy altos ángulos de incidencia, las pérdidas pueden ser bastante significativas, cercanas al 100% en 90°. No obstante, si él o los módulos PV están orientados de forma correcta (por ejemplo, con una inclinación igual a la latitud del lugar) y maximizando las horas de luz bajo el ángulo de incidencia apropiado, se puede estimar que las pérdidas por ángulo de incidencia en la producción energética, van desde el 1% a 5% anual, sobre una base mensual del 0% a 9% (13), (15).

- **Distribución Espectral:** La respuesta de las células solares frente a la radiación incidente, depende del contenido espectral de la luz que incide sobre la superficie de un módulo. No obstante, el efecto depende de la tecnología del módulo. A modo de ejemplo, las células fotovoltaicas de Silicio Amorfo, responden "mejor" en la sección *azul* del espectro que en la *roja*, entregando más potencia al medio día (cuando el sol está más alto y el cielo más azul) que al amanecer o atardecer (13).

- **Envejecimiento:** Paulatinamente, la potencia de los módulos fotovoltaicos tiende a degradarse con el paso de los años. Dependiendo del tipo de celda fotovoltaica, la tecnología del encapsulante entre otros, el fenómeno de envejecimiento puede ser más o menos pronunciado. De acuerdo a (13), la pérdida anual de potencia para módulos de Silicio Cristalino, está entre 0,2% y 0,7%, con un valor típico de 5,5% durante toda su vida útil. No obstante los fabricantes de paneles PV suelen garantizar la potencia de sus módulos durante el transcurso de su vida útil; generalmente, que la potencia no de sitúe por debajo del 90% de su valor original al transcurso de 12 años y no inferior al 80% luego de 25 años.

- **Mismatch (Diferencias en las Matrices):** Como consecuencia de las pequeñas variaciones de las características eléctricas de los módulos PV dentro de una matriz, la salida de potencia total de ésta, es siempre menor a la suma de las salidas máximas

de los módulos individuales. Las pérdidas asociadas con éste fenómeno se denominan pérdidas por desequilibrio o diferencia entre las matrices. Generalmente, éste tipo de pérdidas pueden reducirse al mínimo si se conectan módulos PV con características similares (13).

- **Ensombrecimiento Parcial:** El sombreado parcial de un módulo PV tiene efectos bastante considerables en la salida de potencia. De hecho, el sombreado de una pequeña parte, por ejemplo, de un 5% del módulo fotovoltaico, puede provocar una reducción de la salida de potencia de un 50% o más. La razón física que justifica éste fenómeno, es el hecho de que, en una cadena (string) de células conectadas en serie, la célula con la menor iluminación[33], es la que determinará la corriente de toda la cadena. Junto con lo anterior, las células sombreadas están en potencia de ser polarizadas de manera inversa, disipando la energía de las otras células de la cadena, formando finalmente *puntos calientes* (Hot Spots), que pueden llegar a destruir térmicamente el módulo PV. Por tanto, se debe evitar a toda costa cualquier obstáculo que pueda provocar sombra sobre los módulos PV. Esto incluye el sombreado por postes eléctricos, chimeneas, árboles, edificaciones, entre otros (13).

- **Polvo y Suciedad:** El efecto de acumulación de suciedad sobre la superficie de un módulo o arreglo fotovoltaico, es un factor bastante influyente en el rendimiento de los sistemas PV, pues limita, entre otras cosas, la cantidad de radiación solar que puede llegar a las células solares. No obstante, aunque el fenómeno de ensuciamiento sea un factor crucial para cuantificar el rendimiento de los equipos PV, la magnitud de éste efecto es difícil de estimar, debido a que depende de numerosos factores tales como la ubicación geográfica, la contaminación ambiental, entre otros.

- **Efectos Adicionales:** De manera análoga, existen otros efectos considerados como formas de degradación y falla de módulos fotovoltaicos: Errores de fábrica, incertezas en las especificaciones del fabricante, celdas cortocircuitadas,

[33] Se denomina Iluminación o Corriente de Iluminación, a la corriente generada cuando la radiación solar incide sobre la célula.

rompimiento de cristal, delaminación de módulo, agrietamiento de celdas, entre otros[34].

A continuación, se presenta una tabla resumen con los principales aspectos que influyen en el rendimiento de los equipos PV:

| Efecto | Rango |
|---|---|
| Temperatura | 1%-10% |
| Ángulo de Incidencia | 1%-5% |
| Envejecimiento | 5% durante vida útil |
| Polvo y Suciedad | 0%-15% |
| Nieve | Depende de la ubicación |
| Ensombrecimiento Parcial | Depende de la ubicación |
| Diodos y Cableado | 3% |

**Tabla 2.1: Efectos influyentes en el rendimiento de equipos solares Fotovoltaicos.**
**Fuente: Summary of secondary effects in PV arrays, Review and recommendations for improving the modelling of building integrated photovoltaic systems (13).**

[34] PVEducation.org, Degradation and Failure Modes. <http://www.pveducation.org/pvcdrom/modules/degradation-and-failure-modes>.

## 2.3 Efecto de Ensuciamiento en Equipos Solares Fotovoltaicos

Tal como se expuso en los apartados anteriores, la Energía Solar como el más abundante recurso energético, posee la íntima propiedad de ser diversificada en diferentes aplicaciones, transformándose en energía útil para la generación de electricidad o energía térmica mediante equipos y sistemas solares. La tecnología empleada para la conversión, varía desde escala doméstica a industrial, siendo la Energía Solar Fotovoltaica, la tecnología más empleada para la transformación de Energía Solar en Energía Eléctrica en Chile y alrededor del mundo.

Considerando lo anterior, la investigación y desarrollo hegemónico de tales aplicaciones, ha presentado mejoras substanciales en la productividad de los sistemas en el transcurso de los años, fundamentadas a través de la maximización del rendimiento de los equipos, aumentando las eficiencias de conversión y minimizando los costos asociados. Ejemplo de ello, es la ingeniería relacionada a los equipos en la mejora de los balances energéticos conforme al área de utilización, los sistemas de seguimiento de radiación solar, los materiales superficiales utilizados, entre otros

En cuanto al aprovechamiento energético de los equipos solares fotovoltaicos, la radiación electromagnética incidente, debe interactuar vía transmisión con una zona intermedia antes de que la energía solar pueda transformarse en energía útil. Ésta zona intermedia (superficie de los paneles) corresponde generalmente a un polímero o vidrio. Como consecuencia, ya que la superficie de exposición es el primer agente que entra en contacto con la radiación solar, el desarrollo ingenieril de los sistemas solares generalmente subestima el impacto de la deposición de suciedad a la hora de diseñar o cuantificar el rendimiento de los equipos solares relacionados. En efecto, según lo manifestado la sección anterior, el ensuciamiento es un fenómeno que puede reducir significativamente el rendimiento de los equipos solares, disminuyendo la eficiencia de los sistemas en mucho más de un par de puntos porcentuales. Este fenómeno ocurre en todas las regiones alrededor del mundo, con especial atención en zonas áridas y polvorientas en donde la suciedad, es un verdadero inconveniente.

### *2.3.1 Definición y Fenomenología*

El Ensuciamiento es un fenómeno complejo que se produce sobre las superficies expuestas de los Módulos Solares Fotovoltaicos. Consiste en la contaminación de las superficies, debido a la deposición de partículas de polvo o suciedad. Como consecuencia, el fenómeno origina un deterioro significativo del rendimiento energético de las instalaciones solares PV, debido a las pérdidas provocadas por los efectos de absorción y dispersión de la radiación incidente y la disminución de la transmitancia de los módulos.

La reducción en la intensidad solar que llega al convertidor fotovoltaico, ha sido evaluada y estudiada a través de numerosas investigaciones en las últimas cinco décadas, documentando valores entre que van desde el 20% al 50% o más. Éste tipo de efecto puede tener como consecuencia, notorias disminuciones del rendimiento de los equipos fotovoltaicos (por ejemplo, disminuciones de la potencia de salida) desde un 15% a 30% para condiciones de polvo moderadas.

Con respecto a las causas que originan el asentamiento de partículas sobre los equipos fotovoltaicos, el fenómeno de ensuciamiento está generalmente asociado a las condiciones ambientales y climáticas específicas de una zona geográfica en cuestión. De esta manera, el comportamiento de la sedimentación de partículas (polvo) y su efecto de acumulación sobre las superficies, varía con respecto a la ubicación en donde se encuentre la instalación solar (geografía, clima y urbanización de la región), siendo más exacerbado en zonas geográficas áridas o desérticas.

La siguiente figura, muestra las pérdidas diarias en la potencia de salida de diversas instalaciones solares alrededor del mundo. A pesar de que estas regiones geográficas poseen altos índices de Irradiancia Solar, se puede apreciar que la acumulación de polvo, tiene un efecto perjudicial en el rendimiento de los equipos solares:

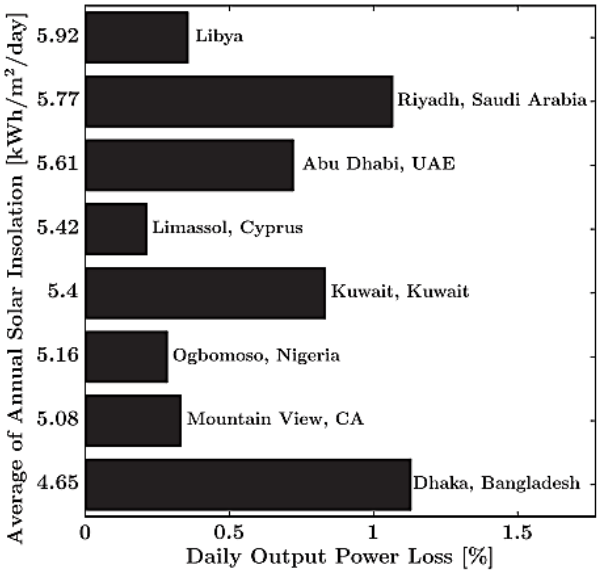



**Figura 2.18: Pérdidas energéticas diarias en diferentes plantas solares alrededor del mundo. Fuente: Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels (16).**

Se define como Polvo, todas aquellas partículas en fase sólida cuyo diámetro sea inferior a los 500 µm. Dentro de éstas partículas podemos encontrar pequeñas porciones de polen proveniente de la vegetación, hongos, etc., microfibras de textiles, células animales, minerales orgánicos, suciedad aerotransportada, contaminantes producto de la combustión vehicular, entre otras[35]. No obstante el término ensuciamiento, puede extenderse a cualquier tipo de suciedad depositada sobre los equipos solares, como por ejemplo, excremento de pájaros, basura sedimentada y toda aquella que pueda afectar de manera adversa el rendimiento óptico y energético de los equipos solares.

### *2.3.2 Factores influyentes en el proceso de ensuciamiento*

Conociendo de antemano que la presencia de suciedad exhibe serios inconvenientes en el rendimiento de los equipos solares, es preciso señalar que éste fenómeno además de estar vinculado con la zona de exposición (clima, localización, urbanización), está íntimamente relacionado con una serie de factores adicionales. De acuerdo a la literatura,

[35] Bagnold RA. The physics of blown sand and desert dust. London: Methuen and Co. Ltd; 1965.

los principales factores que influyen en el proceso de deposición de suciedad, se pueden agrupar en tres grandes grupos[36]: Factores ambientales (clima de la región, viento, lluvia, nieve, humedad y rocío, presencia de aves), Características de la instalación fotovoltaica (ángulo de inclinación, materiales utilizados en las superficies o cubiertas) y Características de las partículas de suciedad acumulada (composición, tamaño, peso, la granulometría, propiedades electroestáticas y densidad de la capa depositada) (16), (17), (18).

La siguiente figura, corresponde a la traducción de un esquema resumen de los principales factores que influyen en el fenómeno de ensuciamiento; *Factors influencing dust settlement*, Monto Mani, Rohit Pillai (17):

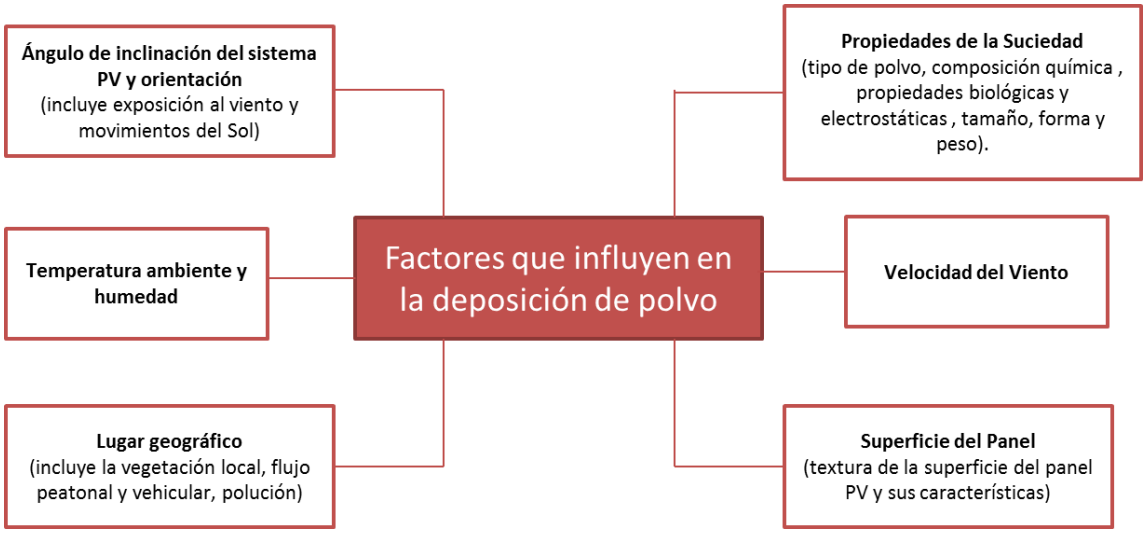



**Figura 2.19: Factores influyentes en la deposición de Polvo.**
**Fuente: Factors influencing dust settlement, Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations (17).**

[36] Los antecedentes literarios relacionados con el estudio de los factores que influyen en el fenómeno de ensuciamiento y su efecto sobre las instalaciones fotovoltaicas, se pueden encontrar con más detalle en el Anexo B.

#### *2.3.2.1 Factores Ambientales*

Uno de los principales factores influyentes en el proceso de asentamiento de las partículas de polvo o suciedad sobre los módulos PV, es la localización geográfica de la instalación fotovoltaica. El ambiente local de la instalación, comprende agentes específicos atribuibles a la zona geográfica, influenciados por las principales actividades humanas de la región, las características constructivas de la instalación fotovoltaica, el tipo de vegetación circundante y las condiciones ambientales o meteorológicas del lugar en cuestión. Con respecto a las condiciones ambientales, existen tres elementos que facilitan la deposición de suciedad sobre los paneles:

- **Velocidad del Viento:** El viento es un agente que a bajas velocidades, puede provocar la sedimentación de partículas sobre los equipos (17).

- **Humedad y Rocío:** Los ambientes húmedos tienen la capacidad de atrapar partículas en suspensión y adherirlas contra la superficie. Más aún, el efecto de unión de las partículas persiste aunque la humedad sea evaporada. Lo mismo ocurre en situaciones nocturnas con el rocío; el rocío es un agente que actúa como gran pegamento sobre las superficies, por lo tanto al condensarse, atrapa las partículas aerotransportadas y las posiciona sobre las superficies[37].

- **Precipitaciones:** En presencia de precipitaciones breves y ligeras, la lluvia puede agravar el efecto de ensuciamiento a través del transporte de las partículas de suciedad presentes en el aire hasta la superficie del panel PV. Más aún, si las precipitaciones no son lo suficientemente fuertes como para limpiar la superficie, el módulo puede quedar con grandes manchas de suciedad después de secarse (18).

---

[37] Rabl, Ari. Active solar collectors and their applications. Oxford University Press, 1985.

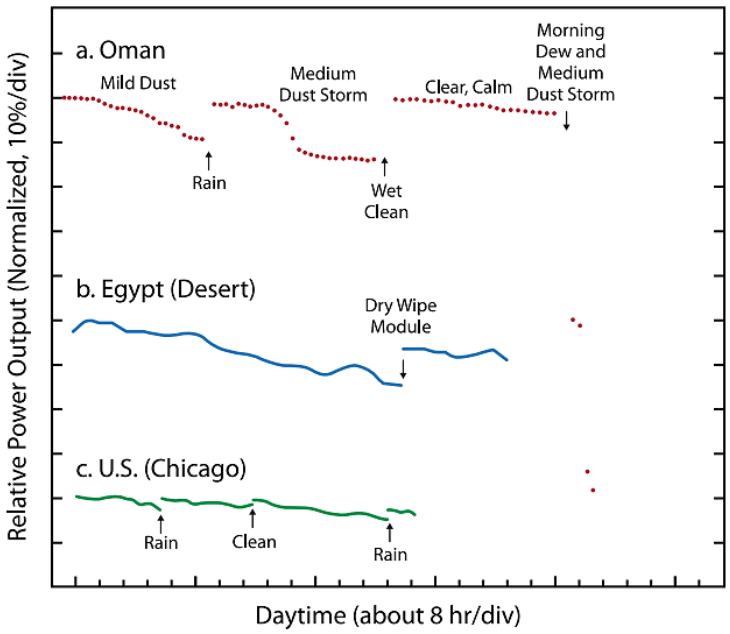



**Figura 2.20: Comparación del rendimiento de módulos fotovoltaicos bajo distintas condiciones de Polvo y Humedad: (a) Omán, (b) Egipto, (c) Estados Unidos. Fuente: A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches (18).**

A modo de ejemplo, con respecto al ambiente geográfico de la instalación en conjunto con las influencias de los agentes ambientales, pueden ocurrir diversos efectos sobre los equipos solares fotovoltaicas, sin embargo, la importancia relativa de cada uno de estos factores variará con el paso de las estaciones debido a los procesos climáticos y meteorológicos locales[38]:

- **Zonas Áridas y Agrícolas:** El polvo, el polen, la arena y otras partículas transportadas por el aire, se acumulan de manera natural en las superficies de los módulos fotovoltaicos. Este hecho reduce la producción de energía de las plantas solares, especialmente la de aquellas situadas en zonas áridas donde se desarrollan actividades agrícolas y que poseen suelos sueltos.

[38] Kipp & Zonen, Cómo afrontar el problema de acumulación de polvo de la energía solar. < http://www.kippzonen.es/News.aspx?id=669#.V28oXPl97ZY>.

- **Zonas Urbanas e Industriales:** Los contaminantes transportados por el aire, como vapores, humos y hollines, pueden formar una capa superficial más difícil de limpiar que el polvo o la arena. Este aspecto es especialmente pertinente en las zonas urbanas e industriales.

- **Zonas Cálidas y Húmedas:** En zonas cálidas y húmedas, puede producirse el crecimiento de moho en los paneles fotovoltaicos. El calor acumulado durante el día y la humedad de la noche, generan el caldo de cultivo ideal para la proliferación de microorganismos capaces de formar una capa opaca en la superficie de los módulos fotovoltaicos.

Finalmente, es preciso mencionar la influencia de la presencia de aves sobre el rendimiento de los equipos fotovoltaicos en todas las zonas geográficas. En algunos emplazamientos, los excrementos de las aves pueden provocar un bloqueo parcial de las celdas de los módulos. Esta circunstancia genera la aparición de puntos calientes (hotspots), afectando el flujo de corriente de los módulos y por norma general, provoca la caída de la eficiencia de un módulo o de toda una hilera (16).

#### ***2.3.2.2*** *Características de la Instalación Fotovoltaica*

Con respecto a las características de la instalación fotovoltaica, las propiedades superficiales de los módulos y el ángulo de inclinación de la instalación, juegan un papel importante en el fenómeno de sedimentación de suciedad (16) (17) (18):

- **Propiedades Superficiales:** En primera instancia, respecto al acabado superficial, las superficies pegajosas, rugosas y electrostáticas, tienden a acumular mucho más polvo o suciedad que una menos rugosa, menos pegajosa o suave. Además, la aparición inicial de polvo sobre la superficie, promueve la sedimentación de más polvo convirtiéndola a ser más susceptible a la recolección de suciedad.

- **Ángulo de Inclinación:** El ángulo de inclinación[39] $\theta_T$ de los módulos fotovoltaicos, tiene una fuerte influencia sobre la deposición de polvo. Para sistemas instalados con un ángulo fijo sin seguimiento, la acumulación de polvo disminuye cuando la inclinación aumenta desde la horizontal (0°) a la vertical (90°). Cuando el ángulo de inclinación es 0°, la superficie del panel PV se encuentra mirando hacia arriba. Como la sedimentación gravitacional es el principal mecanismo para la deposición de polvo, la tasa de acumulación de suciedad es mucho más alta en ésta condición. No obstante, cuando el panel se encuentra en posición vertical, las partículas tienden a rodar y el mecanismo de deposición primaria corresponde a la difusión de las mismas partículas. De manera análoga, la tasa de ensuciamiento por gravedad es proporcional a $d^2$, donde *d* corresponde al diámetro equivalente de la partícula. De ésta manera, se puede ver que mientras mayor es el tamaño de partícula, mayor es su velocidad de deposición.

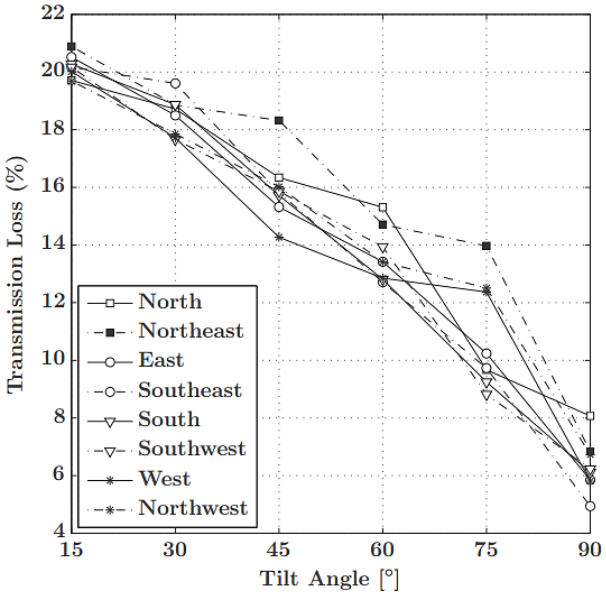



**Figura 2.21: Reducción de la transmisión debido a la acumulación de polvo para distintas muestras de cristal con diferentes ángulos de orientación e inclinación en Minia, Egipto.**
**Fuente: Elminir [et al.], Effect of dust on the transparent cover of solar collectors (19).**

[39] Para un panel o instalación fotovoltaica (PV) fija, el ángulo de inclinación comúnmente utilizado es $\boldsymbol{\theta_T = (L \pm 10°)}$, donde L corresponde a la Latitud del lugar.

#### *2.3.2.3 Propiedades de las Partículas acumuladas*

Para una instalación fotovoltaica, las propiedades de las partículas acumuladas como el tipo de suciedad, composición química, biología, tamaño, forma y peso, son tan importantes como su acumulación sobre las superficies. De manera global, el tipo de partícula sedimentada (relacionada íntimamente con la zona de exposición), influye crucialmente en el rendimiento de los equipos solares de acuerdo a las siguientes premisas: Las partículas con más alto coeficiente de absorción de radiación, como las partículas en suspensión producto de la combustión incompleta, hollín y óxidos de hierro, provocan mayores efectos en el rendimiento de los equipos PV, al igual que las partículas más finas o más electrostáticas. Junto con lo anterior, respecto a la cantidad de polvo que se deposita sobre las superficies, la atenuación de la radiación solar que llega a los equipos PV, depende en gran medida de la densidad ($g/m^2$) del polvo sedimentado.

##### *2.3.2.3.1 Características Generales de los Tipos de Partículas depositadas*

Como se mencionó anteriormente, el término *Polvo* alude a cualquier tipo de partícula cuyo diámetro sea menor a 500 μm, que entra a la atmósfera a partir de fuentes diversas como la suciedad levantada por el viento, el escape de vehículos, las erupciones volcánicas, la contaminación atmosférica, entre otros factores. De esta manera, la contaminación sedimentada por polvo o suciedad, consta de pequeñas partículas sólidas aerotransportadas, formadas como consecuencia de la rotura de sólidos que inicialmente se encuentran en el aire, sin cambios químicos o físicos en el proceso de fractura.

De manera general, la suciedad que se deposita sobre los equipos solares alrededor del mundo se puede caracterizar de acuerdo a los siguientes parámetros.

a) **Composición y química del polvo depositado:** El primer inciso de la caracterización del tipo de suciedad depositada, es su composición química. Llegado a éste punto, es sabido que si el tipo de suciedad depende de las condiciones locales de la instalación, también lo es así su composición química.

De acuerdo a (16), los tipos de contaminantes que comúnmente se encuentran en la bibliografía, se pueden reducir a quince: carbono, cemento, piedra caliza, ceniza, tierra roja, carbonato de calcio, sílice, arena, tierra de arena, arcilla, barro, talco fino y grueso, polvo en suspensión y polvo Harmattan.

b) **Mecánica del Proceso de acumulación:** Para comprender el proceso de acumulación de suciedad sobre diversas superficies a estudiar, se hace preciso el entendimiento cabal de la mecánica de acumulación de las partículas depositadas. Éste proceso incluye siguientes premisas (18):

1. Proceso de distribución (entrega) de polvo a la superficie.
2. Adhesión inicial.
3. Cambios en la adhesión (condensación y diversas reacciones químicas que pueden ocurrir sobre la superficie).
4. Alteraciones sobre la superficie (intemperie, acumulación de contaminantes).
5. Procesos de restauración (mantenimiento o limpieza por lluvia o nieve).

Los procesos mencionados, implican a priori interacciones múltiples e interdependientes que añaden capas de complejidad a la modelización y el control de los parámetros. Por ejemplo, la etapa de adhesión inicial depende de la propia superficie, su composición química, morfología (suavidad o rugosidad), conductividad, carga, orientación, propiedades ópticas, temperatura, movimiento mecánico e incluso las micro (o nano) características implícitas de ésta. Mencionado lo anterior, se discutirá lo siguiente:

- <u>Comportamiento aerodinámico y relaciones de acumulación</u>: Un área a abordar que puede ser fundamental, es la relación entre las condiciones de polvo ambiental y el polvo que verdaderamente es depositado o acumulado. Los constituyentes del aire pueden ser diferentes a los que se podrían encontrar en una superficie determinada.

El comportamiento aerodinámico de las partículas de polvo presentes en el aire, es el resultado de un conjunto de parámetros significantes. Como es de esperar, las partículas de mayor diámetro se ven afectadas por los efectos gravitacionales e inerciales. Por otro lado las partículas más pequeñas, interactúan en gran medida a las fuerzas que hay entre partículas. Los aspectos a destacar en éste comportamiento son los siguientes:

1. *Asentamiento Gravitacional:* La tasa de caída de partículas a través del aire, depende de las características físicas de la partícula en sí, como lo son su diámetro, densidad y forma. Una manera de caracterizar su movimiento, es modelarlas como una esfera geométrica equivalente, incluyendo los efectos del peso, resistencia y empuje.

2. *Movimiento Browniano:* Esto se aplica principalmente a partículas muy pequeñas, en el caso en que las fuerzas ya no son equilibradas en todas las direcciones, sometiendo a las partículas en movimientos azarosos e irregulares. Éste movimiento es modelado en las estadísticas del set completo de partículas.

3. *Difusión Turbulenta:* Las partículas de polvo también se encuentran bajo la influencia de un flujo de aire turbulento. El flujo de éstas partículas en la región laminar cerca de la superficie, otorga a la partícula una gran probabilidad de ser depositada en dicha superficie.

4. *Carga eléctrica*: Las partículas de polvo tienen la capacidad de "ganar" carga eléctrica de diversas maneras, incluyendo la obtención de carga inducida durante el movimiento. Las partículas no cargadas pueden tener dipolos inducidos debido a las interacciones de Van der Waals. Estas fuerzas electrostáticas pueden aumentar las tasas de coalescencia. De ésta manera, si la carga es opuesta a la de la superficie, la partícula puede ser confinada sobre ésta.

5. *Coalescencia*: En presencia de concentraciones de polvo aerotransportado, las colisiones existentes entre partículas, pueden ocasionar la unión entre ellas para la formación de partículas más grandes.

6. *Re-arrastre*: En presencia de velocidad y turbulencia excesiva, las partículas de polvo que no siguen las líneas de corriente del flujo, impactan finalmente sobre las superficies. Éste fenómeno puede ocurrir para todo tipo de ángulo. Cabe considerar también, que la turbulencia excesiva puede generar el "re-arrastre" de las partículas, provocando que las partículas depositadas sobre la superficie (dentro de la región laminar), rueden sobre ésta, por efecto del arrastre viscoso del aire. Junto con lo anterior, dicha acción puede provocar que la partícula "rebote" hasta escaparse momentáneamente de la sub-capa y volver a entrar en la corriente de aire.

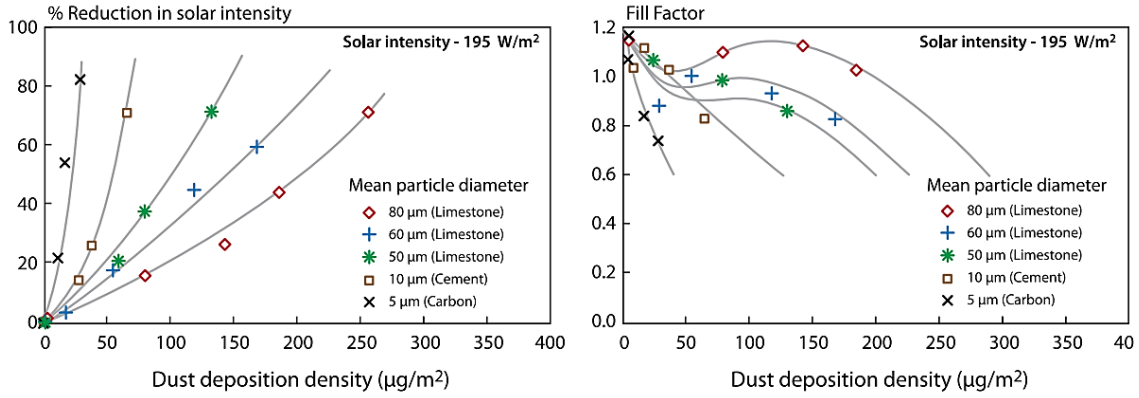



**Figura 2.22: De Izquierda a Derecha: Reducción de la intensidad solar y Factor de Llenado para diversos tamaños de partículas en función de la Densidad de deposición de polvo g/m$^2$.**
**Fuente: El-Shobokshy MS, Hussein FM. Degradation of photovoltaic cell performance due to dust deposition on its surface (18).**

### *2.3.3 Medición de la Suciedad*

Para las instalaciones solares fotovoltaicas, la cantidad prevista de los factores de pérdida energética por suciedad, puede estimarse a partir del análisis de la localización geográfica, la concentración de polvo atmosférico, la velocidad del viento, las variaciones de humedad relativa, los índices de precipitaciones históricos y las características de la instalación. No obstante, puesto a que la naturaleza de la suciedad es un aspecto variable, las estimaciones teóricas realizadas para mesurar el fenómeno de suciedad, sólo corresponden a valorizaciones locales íntimamente relacionadas con una región geográfica específica.

Pese a la limitación anterior, una de las formas viables de mesurar los efectos del ensuciamiento sobre los equipos fotovoltaicos es la utilización de métodos empíricos. Para ello, en los proyectos fotovoltaicos de menor envergadura, el efecto de la suciedad puede calcularse utilizando un módulo o una célula de referencia, que se somete a las mismas condiciones ambientales que el resto de la instalación. Así, la producción de éste módulo, se compara con la producción de referencia teórica esperada dando pie a la estimación del índice de suciedad. En este método, las mediciones de la eficiencia de la planta y las mediciones de la suciedad se separan para proporcionar datos de análisis independientes. No obstante, una de las limitaciones que proporciona ésta metodología es la pérdida de vista del impacto de las demás variables que afectan a la instalación, como la Irradiancia disponible, la degradación de los módulos y los efectos de la temperatura y el viento.

En el caso de sistemas fotovoltaicos de mayores dimensiones, la cuantificación del efecto de ensuciamiento se realiza mediante procedimientos más minuciosos. Antes de comenzar, el emplazamiento de un parque solar debe considerar un estudio exhaustivo de los problemas potenciales derivados de la deposición de suciedad para la toma adecuada de decisiones. El estudio íntegro de las características del ensuciamiento en una zona geográfica, debe considerar las diferencias de los niveles de suciedad en los módulos fotovoltaicos con diferentes ángulos de inclinación, el tipo de tecnología fotovoltaica, la eficacia de los recubrimientos que repelen la suciedad, la eficiencia de los sistemas de limpieza y la variación de los efectos meteorológicos en distintas épocas del año. Generalmente, para éste

tipo de estudios, se utilizan estaciones de monitoreo diseñadas específicamente para el seguimiento de la suciedad acumulada, la radiación solar y los parámetros meteorológicos asociados.

A modo de ejemplo, en el Desierto de Atacama se utiliza una estación experimental para el seguimiento de la suciedad. Mediante ésta estación, se puede medir la producción eléctrica de cuatro paneles fotovoltaicos con patrones de limpieza distintos, así como el uso de un recubrimiento repelente de suciedad para el estudio de su eficacia. Además, se utilizan dos piranómetros, uno en la horizontal y otro en ángulo, ventilados mediante una unidad de ventilación CVF3[40]. Éste tipo de investigación ha sido crucial para conocer las condiciones de ésta región, que a pesar de tener un gran potencial para los proyectos solares, aún no está correctamente modelizada.

**Figura 2.23: Estación de Investigación de los efectos de la suciedad en el Desierto de Atacama, Mainstream Renewable Power. Fuente: Kipp & Zonen, <http://www.kippzonen.es/>.**

De manera análoga, en Kuwait (Asia Oriental), Hassan Qasem, investigador científico del Departamento de Tecnologías aplicadas a la Edificación y la Energía del Instituto de Investigaciones Científicas de Kuwait (KISR), se dedica a la investigación del efecto de la suciedad. Así en este lugar, también se cuenta con una estación meteorológica que permite supervisar la Irradiancia y las condiciones meteorológicas del lugar.

---

[40] Kipp & Zonen, Unidad de Ventilación. <http://www.kippzonen.es/Product/272/Unidad-de-Ventilacion-CVF4#.V3ITefl97ZZ>.

# CAPÍTULO III: Termografía Infrarroja

## 3.1 Teoría Termografía Infrarroja

Dentro de las técnicas de vanguardia para el mantenimiento y la inspección preventiva de numerosos procesos industriales e ingenieriles, se encuentra la Termografía Infrarroja como una excelente metodología de inspección no destructiva, capaz de entregar una visión instantánea del estado actual de los equipos y de los procesos implicados.

Se define a la Termografía Infrarroja como una técnica de inspección no intrusiva, 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*.

Una cámara termográfica es un dispositivo bastante similar a una cámara de video convencional, cuya funcionalidad es registrar la radiación infrarroja emitida por un cuerpo u objeto, traduciendo las fluctuaciones térmicas de los patrones de temperatura en una imagen visible.

**Figura 3.1: Cámara Termográfica convencional.**

Las Aplicaciones de la Termografía Infrarroja, son múltiples e interdisciplinarias, incluyendo por ejemplo, el diagnóstico de problemas asociados con la ingeniería civil, instalaciones y dispositivos eléctricos, elementos y sistemas mecánicos, componentes electrónicos, control de calidad, control de plagas y aplicaciones en energía renovable, extendiendo su uso en el mantenimiento preventivo de diversos sistemas. De acuerdo a esta premisa, la Termografía Infrarroja posee a priori una ventaja comparativa respecto a otros métodos de inspección. Como técnica de evaluación e inspección, sus principales ventajas son las siguientes (20):

- La termografía Infrarroja es una medida del estado *actual* de los cuerpos, es decir, es posible medir mientras se visualiza el objeto en la pantalla de la cámara. Si el objeto está en condiciones transciendes, la cámara es capaz de mostrar inmediatamente el cambio, sin retrasos ni actualizaciones.

- La Termografía es una técnica *no invasiva*. Como la inspección termográfica no requiere de contacto directo, el objeto que se quiere analizar no es afectado por la medición y además, se puede evitar el peligro asociado a los objetos en movimiento o equipos que trabajan a muy alta temperatura.

- La termografía es una técnica *versátil*, es decir, se puede medir la temperatura en dos o más puntos de un objeto en un mismo instante.

- La termografía es *multidisciplinaria*. Las imágenes obtenidas mediante una cámara termográfica no sólo propician información sobre la temperatura asociada a un cuerpo, sino que también, puede obtenerse patrones y distribuciones de temperatura, calor, radiación infrarroja, comportamiento y anomalías térmicas.

### *3.1.1 Espectro Electromagnético y Radiación Infrarroja*

Las ondas electromagnéticas que se propagan en el espacio, tienen la característica de abarcar un gran número de longitudes de onda y frecuencias. La distribución energética del conjunto de ondas que generan los campos electromagnéticos, conforman lo que se conoce bajo el nombre de Espectro Electromagnético. Debido a que el espectro electromagnético comprende la secuencia de todas las ondas electromagnéticas conocidas, éste considera las ondas de radio y televisión, luz visible, radiación infrarroja, ultravioleta, rayos X y rayos gamma. Esta distribución puede observarse a continuación:

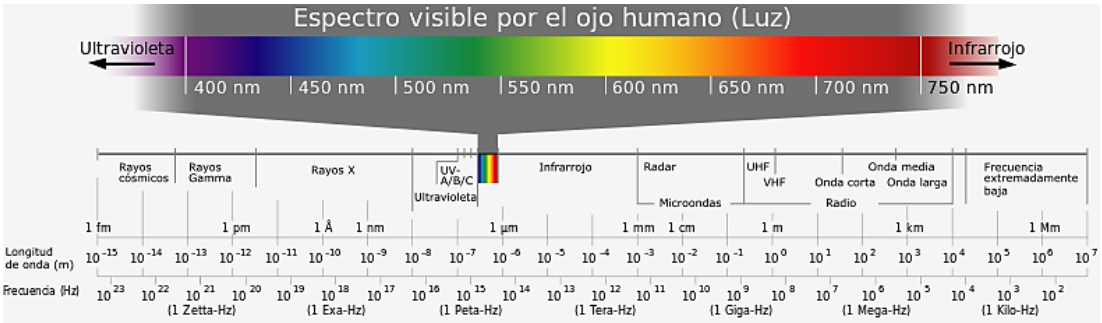



**Figura 3.2: Espectro Electromagnético.**

#### *3.1.1.1 Radiación Infrarroja*

La Radiación Infrarroja, descubierta en 1800 por William Herschel, es un tipo de radiación electromagnética situada entre las porciones visible y microondas del espectro electromagnético, cuya longitud de onda va desde los 700 nm a los 1000 µm aproximadamente. Es emitida por todos los cuerpos u objetos a temperaturas por encima del cero absoluto (-273 K), y la cantidad de radiación aumenta con el incremento de la temperatura. De acuerdo a la literatura, el espectro infrarrojo es clasificado comúnmente de acuerdo a su longitud de onda en tres segmentos: Infrarrojo cercano, medio y lejano. La denominación de estos segmentos, se debe a la porción del espectro infrarrojo más cercana a la luz visible (cercano) y más cercana a la región de microondas (lejano), mientras que el medio, corresponde a la porción entre los dos segmentos anteriores.

### *3.1.2 Principios Básicos de la Radiación Térmica*

Uno de los principios básicos de la Radiación Infrarroja es que, todo cuerpo cuya temperatura esté sobre el 0 absoluto, emite radiación. En otras palabras, existe una correlación entre la temperatura de un cuerpo y la intensidad de la radiación infrarroja que este emite. Una cámara termográfica por tanto, mide la radiación infrarroja en su campo de visión y calcula a partir de ello, la temperatura de los objetos. Debido a esto, es fundamental que para emplear la técnica termográfica, se conozcan los distintos parámetros básicos que gobiernan el intercambio de calor por radiación.

#### *3.1.2.1 Relaciones Generales*

La intensidad de la energía emitida por un cuerpo u objeto, varía en función de su temperatura y longitud de onda ($\lambda$) de radiación. No obstante, además de emitir radiación, un cuerpo puede reaccionar con su entorno absorbiendo o reflejando parte de la radiación incidente, o permitiendo que dicha radiación pase a través de él. Este principio físico corresponde a la Ley de Radiación Total y puede examinarse a través de la siguiente relación (21):

$$\boldsymbol{W = W\alpha + W\rho + W\tau} \quad \text{ó} \quad \boldsymbol{1 = \alpha + \rho + \tau} \qquad \textbf{(3.1)}$$

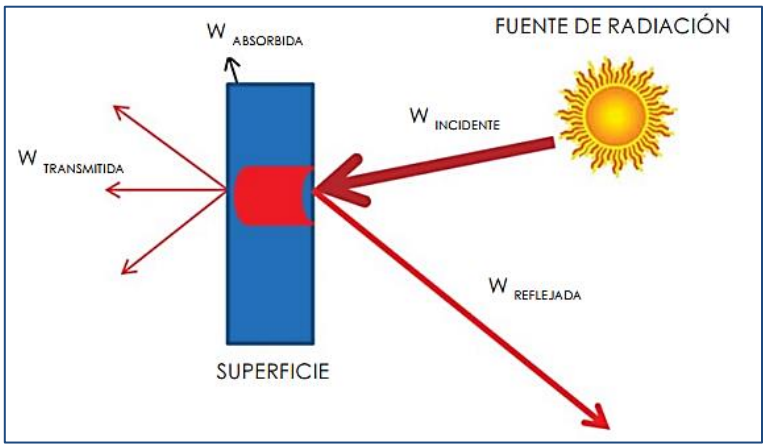



**Figura 3.3: Radiación incidente, absorbida, reflejada y transmitida.**
**Fuente: Guía de la Termografía Infrarroja (20).**

Los coeficientes α, ρ y τ describen respectivamente, la absorción de energía incidente recibida por un cuerpo, la reflexión y la transmitancia. Cada coeficiente puede ser evaluado entre los valores 0 y 1, dependiendo de la capacidad que tenga un cuerpo de absorber, reflejar o transmitir la energía incidente de radiación. Esto quiere decir, que si los factores $\rho = \tau = 0$, el factor de absorción α tomaría un valor igual a 1, y por tanto, no hay radiación reflejada o transmitida; la radiación incidente es 100% absorbida. Este fenómeno caracteriza a los *Cuerpos Negros Perfectos*.

El concepto de Cuerpo Negro es fundamental en la descripción teórica y las técnicas a desarrollar en la Termografía. Su rol es característico ya que fundamenta las bases de la radiación infrarroja en relación a la temperatura de un cuerpo u objeto. Un cuerpo negro es en esencia, un absorbente perfecto y a la vez un emisor radiante de energía. Este concepto se sustenta matemáticamente de acuerdo a la *Ley de Kirchhoff*, en donde las propiedades "radiativas" de un cuerpo se representan bajo el símbolo *ε*, que simboliza la *emitancia o emisividad* de un cuerpo.

La ley de Kirchhoff establece que $\alpha=\varepsilon$, es decir, el factor de absorción es igual a la emisividad. Debido a que ambos valores varían en función de la longitud de onda de la radiación, la relación descrita puede tomar la siguiente forma: $\alpha(\lambda)=\varepsilon(\lambda)$. Finalmente y considerando el parámetro ε de Kirchhoff, la ley de Radiación total se puede expresar como:

$$\mathbf{1} = \boldsymbol{\varepsilon} + \boldsymbol{\rho} + \boldsymbol{\tau} \qquad \textbf{(3.2)}$$

De acuerdo a lo anterior, para un cuerpo opaco se tiene que $\tau = 0$, por tanto:

$$1 = \varepsilon + \rho \quad \text{ó} \quad \rho = 1 - \varepsilon \quad \text{(reflexión = 1- emisividad)}$$

Finalmente para un *Cuerpo Negro Perfecto*, $\rho=0$, entonces $\varepsilon=1$.

Las propiedades radiativas de un cuerpo negro perfecto, también pueden describirse matemáticamente mediante la *Ley de Planck*. Sin embargo, dado que la Ley de Planck posee un desarrollo matemático complejo para los alcances de ésta investigación, estas propiedades pueden describirse mediante una serie de curvas (*Figura 3.4*). Las curvas asociadas a la figura, muestran la radiación por longitud de onda y unidad de área. Esto se conoce bajo el nombre de *Emitancia Espectral del Cuerpo Negro*. Por lo tanto, cuanto mayor sea la temperatura asociada a un cuerpo, más intensa es la radiación emitida por éste.

Además de lo anterior, se puede observar en la figura que cada curva de emitancia tiene un máximo valor asociado a una cierta longitud de onda. Éste máximo puede calcularse a través de la Ley de Desplazamiento de Wien, en donde el parámetro T, corresponde a la temperatura absoluta en Kelvin de un Cuerpo Negro, mientras que $\lambda_{máx}$, es la longitud de onda, en metros, a la máxima intensidad emitida por intervalo de longitud de onda.

$$\boldsymbol{\lambda_{máx} T = 2,90 \cdot 10^{-3}\ [m \cdot K]} \qquad \textbf{(3.3)}$$

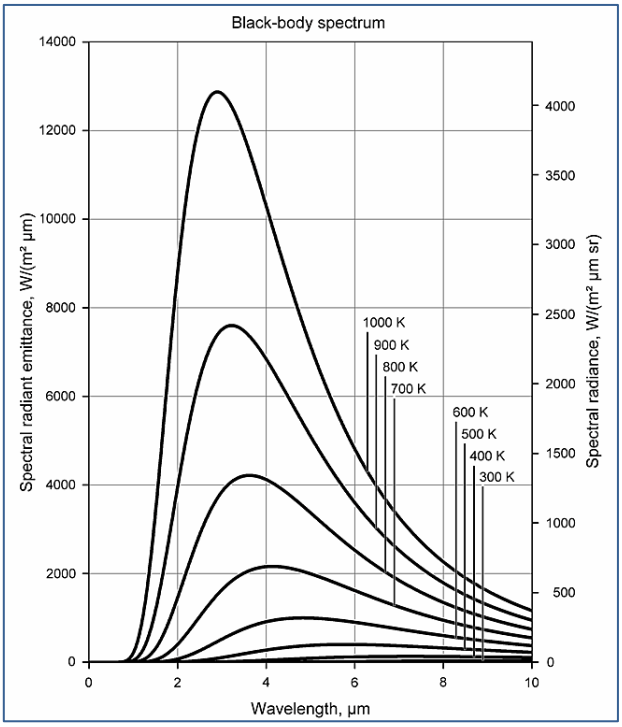



**Figura 3.4: Ilustración de la Ley de Planck - Espectro de Cuerpo Negro.**

A partir de la Ley de Planck, se puede obtener la Intensidad total (tasa media de radiación de energía por unidad de superficie, o potencia media por área) irradiada por un cuerpo negro. Ésta relación se expresa mediante la Ley de Stefan-Boltzmann:

$$\boldsymbol{W = \sigma T^4 \ [W/m^2]} \quad \textbf{(3.4)}$$

En donde σ, corresponde a la constante de Stefan-Boltzmann. En unidades del Sistema Internacional (SI):

$$\boldsymbol{\sigma \approx 5,67 \cdot 10^{-8} \left\lfloor \frac{W}{m^2 K^4} \right\rfloor} \quad \textbf{(3.5)}$$

Las relaciones establecidas en ésta sección, presentan un importante vínculo entre la radiación emitida y la temperatura de un cuerpo negro. No obstante, como la mayoría de los objetos de interés para los termógrafos en la realidad, no son los cuerpos negros perfectos, las cámaras termográficas deben obedecen a los siguientes principios:

#### *3.1.2.1.1 Emisividad de una Superficie*

Existen algunos factores que dificultan la medición de temperaturas superficiales de los objetos, desde el punto de vista de la intensidad de su radiación infrarroja emitida. Esto quiere decir que la intensidad de la radiación emitida, depende intrínsecamente de la naturaleza de la superficie del material. De acuerdo a ésta premisa, se define como *emisividad* a la relación de la energía radiada desde la superficie de un material ($W_{obj}$) con respecto a la radiada por un cuerpo negro (un emisor perfecto, $W_{bb}$) a la misma temperatura, longitud de onda y en las mismas condiciones de visión[41]:

$$\boldsymbol{\varepsilon = \frac{W_{obj}}{W_{bb}} \ [-]} \quad \textbf{(3.6)}$$

[41] National Physical Laboratory.
< http://www.npl.co.uk/reference/faqs/what-is-emissivity-and-why-is-it-important-(faq-thermal)>.

La emisividad por tanto, es un número adimensional cuyos valores van de 0 a 1. Mientras mayor sea el valor de la emisividad, mejores son las propiedades radiativas del cuerpo (ya que se acerca al valor de emisividad de un cuerpo negro). Un objeto que tiene la misma emisividad para cualquier longitud de onda, se denomina *Cuerpo Gris*. De esta manera para un cuerpo gris, la ley de Stefan-Boltzmann toma la siguiente forma

$$\boldsymbol{W = \varepsilon\sigma T^4 \ \frac{W}{m^2}} \qquad \textbf{(3.7)}$$

La Ley de Stefan-Boltzmann establece que la potencia de emisión total de un cuerpo gris es la misma que la de un cuerpo negro a la misma temperatura, pero reducida en proporción al valor de la emisividad del objeto. No obstante, la mayoría de los cuerpos no son ni negros ni grises, la emisividad varía con la longitud de onda. Como la termografía opera sólo dentro de rangos espectrales limitados, en la práctica es a menudo poder tratar a los objetos como cuerpos grises.

#### *3.1.2.1.2 Influencia Atmosférica*

Entre el objeto a analizar y la cámara termográfica, se encuentra la atmosfera, la cual tiende a atenuar la radiación incidente debido a los fenómenos de absorción y dispersión provocados por los gases y las partículas presentes en ella. La cantidad de atenuación depende en gran medida, de la longitud de onda de la radiación. No obstante, aunque el ambiente tiende por lo general a transmitir muy bien la luz visible, la niebla, las nubes, la lluvia y la nieve, pueden impedir la visualización de ciertos objetos. El mismo principio se aplica para la radiación infrarroja.

Debido a que la atenuación atmosférica impide que la radiación total de un objeto pueda llegar a la cámara, para las mediciones termográficas generalmente se utilizan métodos de corrección llamados *ventanas atmosféricas*. Dependiendo de la cámara termográfica a utilizar, éste tipo de corrección se puede ajustar en la misma cámara o mediante el software de examinación de imágenes termográficas.

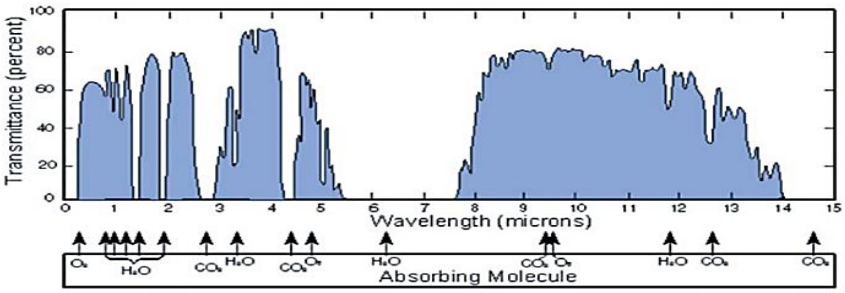



**Figura 3.5: Transmisión de la Radiación en la Atmósfera Terrestre: Elementos influyentes en la Transmisión. Fuente: Guía de la Termografía Infrarroja (20).**

### *3.1.2.1.3 Medición de Temperatura*

La radiación que incide sobre el lente de una cámara termográfica, proviene de tres fuentes diferentes; La cámara recibe la radiación del objeto a analizar además de la radiación proveniente de su entorno y que ha sido reflejada sobre la superficie del objeto. No obstante, ambas de estas componentes de radiación, son atenuadas cuando pasan a través de la atmósfera. Puesto a que la atmósfera absorbe parte de la radiación, también es capaz de irradiar desde sí misma (Ley de Kirchhoff). De acuerdo a éste fenómeno, se pueden derivar algunas relaciones para el cálculo de temperatura de los objetos desde una cámara calibrada:

a) **Emisión desde el objeto=** $\varepsilon \cdot \tau \cdot W_{obj}$, donde $\varepsilon$ es la emisividad del objeto y $\tau$ corresponde a la transmitancia de la atmósfera.

b) **Emisión reflejada a partir de fuentes ambientales**= $(1-\varepsilon) \cdot \tau \cdot W_{amb}$, donde $(1-\varepsilon)$, corresponde a la reflectancia del objeto. Se asume que la $T_{amb}$ es la misma para todas las superficies que emiten dentro de la esfera cercana al objeto.

c) **Emisión desde la atmósfera**= $(1-\tau) \cdot W_{atm}$, donde $(1-\tau)$, corresponde a la emisividad de la atmósfera.

De acuerdo a lo anterior, la radiación total recibida por la cámara termográfica es:

$$\boldsymbol{W_{tot} = (1-\tau)\cdot W_{obj} + (1-\varepsilon)\cdot \tau \cdot W_{amb} + (1-\tau)\cdot W_{atm}} \quad \textbf{(3.8)}$$

Donde ε es la emisividad del objeto, τ es la transmisión a través de la atmósfera, $T_{amb}$ es la temperatura (efectiva) del entorno del objeto o la temperatura ambiente reflejada (background), y $T_{atm}$ corresponde a la temperatura atmosférica.

### *3.1.3 Cámaras Termográficas*

Las Cámaras Termográficas son dispositivos que convierten la radiación infrarroja en una imagen visual, representando las fluctuaciones de temperatura pertenecientes a un objeto o escena. De acuerdo a la marca y modelo, poseen componentes especializados para diversas aplicaciones, no obstante, sus principales elementos corresponden a una lente, un detector en forma de una matriz de plano focal (FPA)[42], un enfriador de detector (en algunos dispositivos), un sistema electrónico asociado y el software de procesamiento y visualización de imágenes (21). De acuerdo a estos elementos, el funcionamiento secuencial de una cámara termográfica genérica, considera los siguientes aspectos:

- Para que una cámara termográfica capte la radiación infrarroja proveniente de los objetos circundantes, el sistema óptico debe enfocar la energía infrarroja en el detector de la cámara, que contiene miles de pixeles dispuestos en una rejilla. Cada píxel de la matriz, reacciona por tanto a la energía infrarroja centrada en él produciendo posteriormente, una señal electrónica.

- La señal proveniente de cada píxel es tomada por el procesador, que aplica un algoritmo para crear un mapa de color de la temperatura aparente del objeto. A cada valor de temperatura se le asigna un color diferente. Finalmente, la matriz de colores resultante, se envía a la memoria y a la pantalla de la cámara como una imagen de temperatura (imagen térmica) de ese objeto.

---

[42] El detector de una cámara IR es una matriz de plano focal (FPA), de pixeles de tamaño micrométrico y de diferentes materiales sensibles a longitudes de onda infrarrojas.

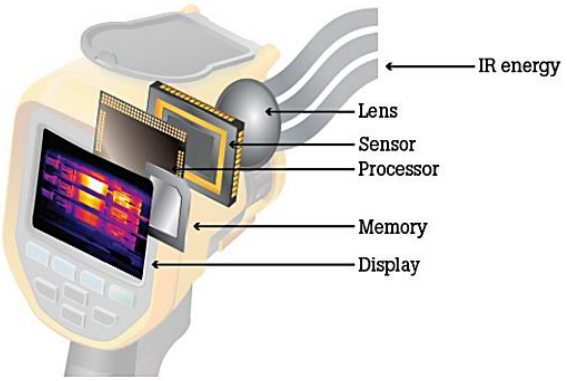



**Figura 3.6: Componentes principales de una cámara IR.**
**Fuente: How Infrared cameras work, Fluke [43].**

Radiación Incidente ➜ Detector ➜ Electrónica de Procesamiento ➜ Salidas

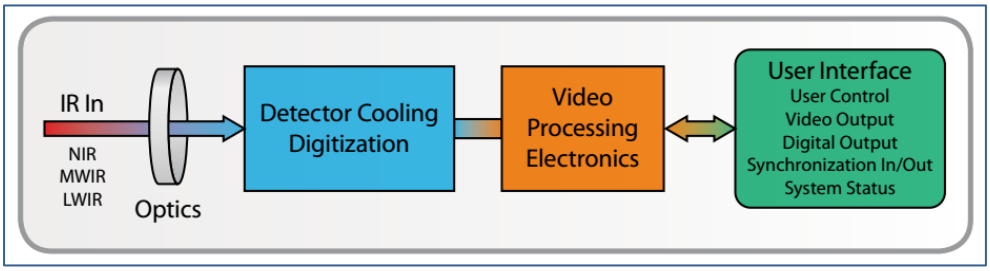



**Figura 3.7: Funcionamiento general de una Cámara Termográfica. Fuente: The Ultimate infrared Handbook for R&D Professionals, FLIR Systems (21).**

Con respecto a los detectores de una cámara termográfica, la mayoría de los detectores IR, tienen una curva de respuesta más estrecha que la gama IR completa, por lo tanto, un detector (o cámara), ha de ser seleccionado para el rango IR correspondiente a la necesidad del usuario. Además, otras características importantes de detectores incluyen la sensibilidad, la facilidad de crear una matriz de plano focal con tamaño micrométrico y el grado de enfriamiento requerido (si corresponde al caso).

---

[43] Fluke, How Infrared cameras work?, <http://en-us.fluke.com/training/training-library/measurements/how-infrared-cameras-work.html>.

Las tecnologías actuales asociadas a los detectores de plano focal, pueden establecerse bajo dos categorías: Detectores térmicos y detectores cuánticos. El más común de los detectores térmicos se denomina *microbolómetro no refrigerado*, el cual está hecho de un metal o de un material semiconductor. Estos por lo general tienen un menor costo asociado y una más amplia respuesta espectral de radiación infrarroja que los detectores cuánticos. Sin embargo, los microbolómetros reaccionan a la energía radiante incidente y son mucho más lentos y menos sensibles que su contraparte cuántica.

Los detectores cuánticos están hechos de materiales como el Antimoniuro de Indio, Arseniuro de Indio y Galio, Siliciuro de Platino, entre otros compuestos. El funcionamiento de un detector de cuántico se basa en el cambio de estado de los electrones de una estructura cristalina reaccionar a los fotones incidentes. Estos detectores son generalmente más rápidos y más sensibles que los detectores térmicos, sin embargo, requieren refrigeración.

#### ***3.1.3.1*** *Mediciones Termográficas*

Para realizar una medición termográfica, existe una serie de elementos imprescindibles que el usuario debe considerar. Estos elementos están relacionados a la configuración la cámara termográfica, las influencias ambientales sobre la medición y el proceso de toma de mediciones (20), (21), (22):

##### *3.1.3.1.1 Configuración de la Cámara Termográfica*

- **Rango de Temperatura:** Corresponde al intervalo de temperaturas máximas y mínimas a partir de las cuales puede medir la cámara termográfica. Este rango se puede ajustar manual o automáticamente en el dispositivo. Éste parámetro debe ser ajustado imperativamente, debido a que se debe evitar que la cámara termográfica reciba más radiación (información) de la necesaria, con el fin de que el detector no se sature. Por lo tanto, sólo se tenderá a medir el objeto de interés que está asociado a cierto intervalo de temperatura. En el caso de que algún elemento circundante esté a

una temperatura superior al rango previamente establecido, sólo tenderá a saturar la imagen recibida por la cámara y la medición por tanto, no tendría ningún efecto.

Otra consideración análoga al rango de temperaturas es el *campo*, que está relacionado con las temperaturas que se ven durante la medición. El *nivel* por su parte, corresponde al punto medio del campo de temperaturas:

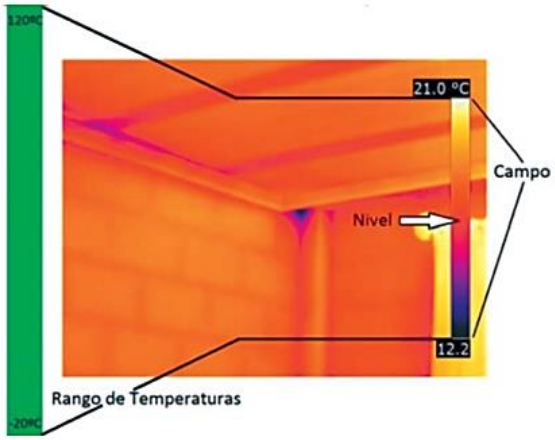



**Figura 3.8: Rango de Temperatura, Campo y Nivel.**
**Fuente: Guía de la Termografía Infrarroja (20).**

Junto con lo anterior, las cámaras termográficas suelen incluir dentro de su operación otras funciones de utilidad para los termógrafos:

- Puntero de Medida: Sirve para marcar una zona concreta de la imagen. De acuerdo al tipo de cámara termográfica, éste puede ser fijo o móvil o incluso se pueden colocar varios puntos de medida.
- Punto Frío y Caliente: Las cámaras pueden mostrar en tiempo real, el punto más frío y caliente de la imagen.
- Área de medida: Sirve para marcar una zona de la imagen y ver en ella, el punto caliente o más frío de la imagen junto con la temperatura media.
- Isoterma: Sirve para retratar partes de la imagen con la misma distribución de temperatura.

- **Escala de color:** Como complemento a la selección del rango de temperaturas, la mayoría de cámaras permiten al usuario establecer una escala de color o escala de grises para optimizar la imagen tomada por la cámara. Si bien, la elección de la escala de colores es a menudo una cuestión de preferencia personal, puede haber ocasiones en un tipo de escala, es mucho más amigable que otra para ilustrar el rango de temperaturas en una escena.

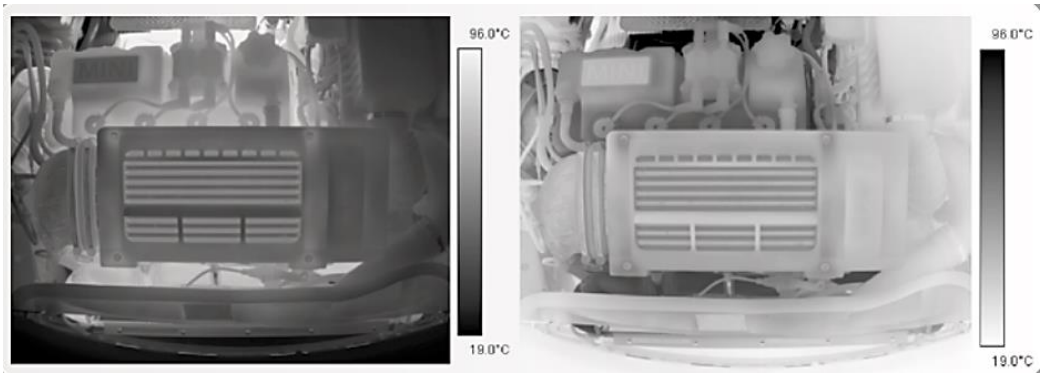



**Figura 3.9: Motor de automóvil en escala de grises. De Izquierda a Derecha: Imagen que toma el color blanco como la temperatura más alta; Imagen que muestra el color negro como la temperatura más alta. Fuente: The Ultimate Infrared Handbook for R&D Professionals (21).**

- **Distancia y Zona de Medición:** Para una inspección termográfica, se deben tener en consideración dos elementos fundamentales en relación la distancia de medición apropiada y el tamaño máximo del objeto a medir:

    1. *Campo de Visión (Field of View FOV):* Corresponde al ángulo horizontal visible por la cámara. Este parámetro depende del lente de la cámara y de las dimensiones del plano focal. Su dimensión dice relación con el área visible de la cámara y se expresa en grados (por ejemplo 18,2° × 14,6 °)

    2. *Campo de Visión Instantáneo (IFOV):* Corresponde a una medida de resolución espacial de la matriz del plano focal de la cámara. Determina el tamaño del píxel en la imagen.

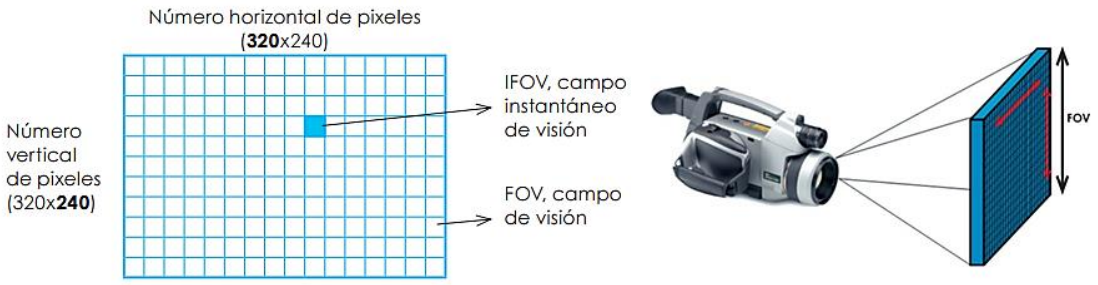



**Figura 3.10: FOV e IFOV de una Cámara Termográfica.**
**Fuente: Guía de la Termografía Infrarroja (20).**

### *3.1.3.1.2 Consideraciones Respecto al Objeto de Medición*

- **Emisividad del Material:** La superficie de cada material tiene una emisividad específica a partir de la cual, se puede conocer la cantidad de radiación infrarroja que se refleja y se emite desde el mismo material. Para una medición termográfica, algunas cámaras poseen dentro de su sistema, una lista de valores de emisividad comunes asociados a ciertos materiales. No obstante, si el valor de emisividad del material es desconocido, este se puede buscar a través de una tabla[44] y ser posteriormente, digitado sobre la cámara termográfica. En general, se utilizan las siguientes reglas generales (Considerando $\tau=0$):

    1. *Objetos de Elevada Emisividad ($\varepsilon \geq 0,8$):* Presentan una baja reflectividad ($\rho$), $\rho = 1 - \varepsilon$. Se puede medir su temperatura muy fácilmente con la cámara termográfica.

    2. *Objetos de emisividad media ($0,6 < \varepsilon < 0,8$):* Presentan una reflectividad media ($\rho$), $\rho = 1 - \varepsilon$. Se puede medir su temperatura fácilmente con la cámara termográfica.

[44] Anexo C: Tabla de emisividad para Termografía.

3. *Objetos de baja emisividad ($\varepsilon \leq 0,6$):* Presentan una elevada reflectividad ($\rho$), $\rho = 1 - \varepsilon$. Su temperatura se puede medir con la cámara termográfica, pero los resultados se deben valorar muy cuidadosamente. Requieren ajustar la compensación de la temperatura reflejada correctamente, puesto que es un factor de vital importancia para el cálculo de la temperatura.

- **Color:** El color de un material, no tiene un efecto perceptible en la radiación infrarroja de onda larga emitida por el objeto del cual se va a medir la temperatura. Las superficies oscuras absorben más radiación infrarroja de onda corta que las superficies claras y por tanto se calientan más rápidamente. No obstante, la radiación infrarroja emitida depende de la temperatura y no del color de la superficie del objeto a medir. Por ejemplo, un radiador pintado de negro, emite exactamente la misma cantidad de radiación infrarroja de onda larga que un radiador blanco a la misma temperatura.

- **Propiedades Superficiales:** Por lo general, la emisividad de las superficies, lisas, brillantes, reflectoras y pulidas es menor que la de las superficies mates, cuarteadas, rugosas, erosionadas y rayadas del mismo material. Las superficies sumamente lisas producen a menudo reflejos especulares.

- **Humedad, nieve y escarcha sobre la superficie:** El agua, la nieve y la escarcha, tienen emisividades relativamente altas ($0,85 < \varepsilon < 0,96$), por lo que normalmente, la medición sobre éstos elementos resulta sencilla. No obstante, hay que tener en cuenta que la temperatura del objeto a medir, puede quedar distorsionada por este tipo de recubrimientos. La humedad enfría la superficie del objeto por evaporación y la nieve tiene buenas propiedades aislantes. La escarcha por su parte, no forma una capa continua, por lo que, para la medición termográfica, hay que tener en cuenta tanto la emisividad de la escarcha como de la superficie bajo esta.

- **Presencia de Suciedad:** La suciedad en la superficie del objeto a medir, como el polvo, hollín o lubricante, normalmente incrementa la emisividad de la misma, por lo que la medición de objetos sucios, en general, no es un problema. No obstante, la

cámara termográfica siempre mide la temperatura de la superficie, es decir, la de la suciedad y no la temperatura exacta de la superficie del objeto que hay debajo.

*3.1.3.1.3 Entorno de Medición*

- **Temperatura ambiente:** Además de ajustar la emisividad, se debe ajustar la temperatura reflejada (RTC) para que así, la cámara termográfica calcule correctamente la distribución de temperaturas del objeto medido.

- **Nubosidad:** Si el día presenta algo de nubosidad, se establecen las condiciones ideales para la medición termográfica en exteriores. Esto se debe a que la capa de nubes presentes en la atmósfera, apantallan los objetos de los rayos del sol.

- **Precipitaciones:** Las precipitaciones pueden distorsionar las mediciones termográficas. Esto se debe a que el agua, la humedad, el hielo y la nieve, presentan una elevada emisividad y no dejan pasar la radiación infrarroja.

- **Viento:** Tanto el viento como las corrientes de aire, afectan nocivamente las mediciones termográficas. Este factor se debe básicamente al principio de Transferencia de Calor por Convección. Cuando queremos medir un objeto, el aire circundante a éste posee la misma temperatura del objeto medido. Sin embargo, en la presencia de una ráfaga de viento, la capa de aire sobre el objeto desaparece y es sustituida rápidamente por otra capa de aire, que aún no se estabiliza térmicamente con el objeto medido. Por lo tanto existe intercambio de calor entre el aire y el objeto medido.

- **Polución:** Las partículas del aire en suspensión como el polvo, hollín, entre otras, se caracterizan por tener una alta emisividad, por tanto, afectan las mediciones termográficas ya que emiten su propia radiación infrarroja falseando las medidas de temperatura que pueden detectar las cámaras termográficas.

## 3.2 Termografía Infrarroja en Equipos Fotovoltaicos

Al igual que cualquier equipo o instalación industrial, un módulo o una planta fotovoltaica requiere de manera periódica, un mantenimiento para asegurar el correcto funcionamiento de todos los elementos que la conforman. Generalmente, el mantenimiento de éste tipo de instalaciones se caracteriza por ser sencillo, y esto se debe a la presencia de pocos sistemas dentro de la instalación.

El mantenimiento asociado a una planta fotovoltaica se divide en dos grandes categorías, incluyendo el Mantenimiento Preventivo y el Mantenimiento Correctivo. Se define Mantenimiento Preventivo como todas las acciones planificadas periódicamente para mantener un elemento o equipo en buenas condiciones de trabajo a través de los procesos de chequeo y reacondicionamiento, con el fin de prevenir o reducir fallos o un nivel inaceptable de degradación del servicio, en lugar de corregir las fallas después que ocurran. Por su parte el Mantenimiento Correctivo, se lleva a cabo cuando los usuarios no perciben las fallas aparentes y corresponde a la reparación no programada de elementos o equipos con el fin de restaurarlos hacia un estado definido (23).

El Mantenimiento Preventivo de un Sistema o Planta Fotovoltaica, generalmente considera las siguientes actividades[45] (24):

- Mantenimiento de Módulos Fotovoltaicos: Limpieza de los Paneles, verificación de los elementos de conexión y sujeción, verificación del estado de degradación de los elementos constructivos, verificación de las conexiones entre arreglos de paneles.
- Chequeo del Inversor: Inspección visual, limpieza o reemplazo de filtros en los ventiladores, remoción de polvo de los componentes, revisión de conexiones.
- Chequeo de la instalación eléctrica.

---

[45] OpexEnergy, Mantenimiento de Instalaciones Fotovoltaicas. <http://opex-energy.com/fotovoltaica/mantenimiento_fotovoltaico.html>.

- Cambio de Piezas en la estructura de montaje, fusibles, módulos, inversores, actuadores, sensores, componentes AC y DC.
- Inspección del sistema de seguimiento (sí es que se tiene): Verificación de desgaste u oxidación de las partes móviles, verificación del alineamiento y posicionamiento.
- Control de vegetación: Limpieza del sector para evitar que crezcan hierbas que puedan producir sombras o se enreden con los cables y estructuras.

Por otro lado, el Mantenimiento Correctivo incluye generalmente, las siguientes actividades (24):

- Ajuste de conexiones y cables.
- Remplazo de fusibles.
- Reemplazo de Módulos.
- Reparación de equipos dañados durante la limpieza.
- Reparación de fallas en el Sistema de Monitoreo Remoto y Sistema de Comunicación.
- Reparación de fallas en estructuras de montaje.
- Reparación de fallas en el sistema de seguimiento.

**Figura 3.11: Actividades de Mantenimiento. De Izquierda a Derecha: Limpieza de Módulos Fotovoltaicos, Limpieza del área de la Instalación, Mantenimiento del Inversor.**

### *3.2.1 Mantenimiento de Equipos Fotovoltaicos mediante Termografía*

Con respecto a los procedimientos comunes de inspección y mantenimiento frecuentemente realizados dentro de las instalaciones solares fotovoltaicas, la manera más práctica de verificar que una instalación fotovoltaica esté cumpliendo con los requerimientos básicos de funcionamiento, es el análisis termográfico.

Para el proceso de inspección termográfica, con el fin de detectar las fallas comunes que se producen en los equipos fotovoltaicos, las cámaras infrarrojas detectan la presencia de puntos calientes o puntos fríos dentro de los módulos PV, cuya aparición dentro de la imagen infrarroja, advierte la existencia de problemas evidentes en el funcionamiento del módulo, como el ensombrecimiento parcial, células defectuosas, conexiones defectuosas, rotura de módulo, entre otros factores comunes de falla (*Sección 2.2.4*):

| Fallas Comunes en Paneles PV detectables por Termografía |
|---|
| Diodos Defectuosos. |
| Cortocircuitos y caída de conexiones. |
| Penetración de Humedad y/o Suciedad. |
| Vidrio o células agrietadas. |
| Módulos defectuosos o desconectados. |
| Pérdidas de contacto y fallas en el cableado. |
| Células no coincidentes con distintas capacidades |
| Defectos de Soldadura en las Uniones |

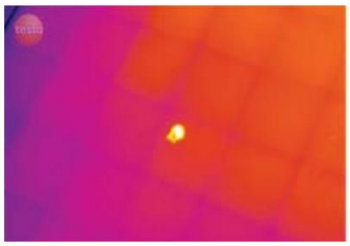
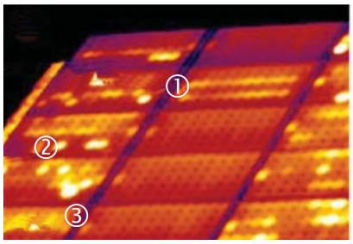
**Tabla 3.1: Fallas comunes en Paneles Fotovoltaicos detectables por Termografía.**
**Fuente: Guía de la Termografía Infrarroja (20), Practical Guide Solar Panel Thermography (25).**

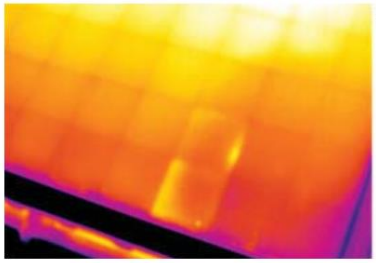
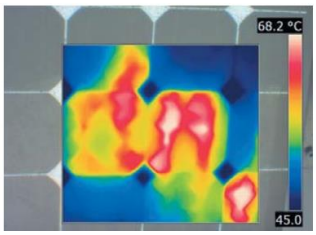
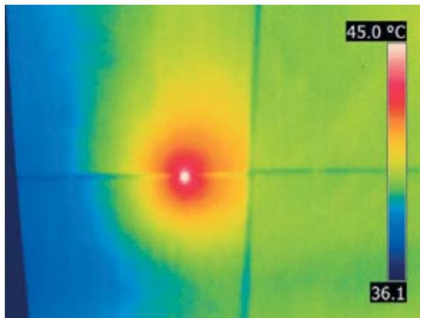
Además de los aspectos anteriores, la Termografía posibilita la inspección de los demás elementos presentes en una Planta Fotovoltaica, como la comprobación del estado de los componentes eléctricos y mecánicos de la instalación. Con respecto a la comprobación de los elementos mecánicos, se debe considerar que los sistemas fotovoltaicos, son instalaciones exteriores que están expuestas al estrés causado por el viento, la lluvia, la nieve, ciclos

invernales y ciclos de alta irradiación. Tal exposición puede ocasionar el deterioro, erosión y corrosión de las piezas mecánicas que componen al sistema y que pueden ser visualizadas a través de la termografía, detectando las irregularidades térmicas de los componentes.

Con respecto a los elementos eléctricos de la instalación, los inversores y otros componentes de alto voltaje, deben contar con un enfriamiento adecuado para evitar fallos causados por el sobrecalentamiento. Esto puede ser visualizable a través de la inspección termográfica, en donde además, se puede analizar la existencia de anomalías térmicas ocasionadas por desperfectos eléctricos del sistema, conexiones flojas, contactos o conectores corroídos, puntos de conexión sobrecalentados, entre otros elementos.

La siguiente tabla, contiene un resumen termográfico de las principales anomalías térmicas atribuibles a una instalación fotovoltaica y que pueden ser visualizadas a través del mantenimiento termográfico:

| Falla o Defecto | Ejemplo/ Efecto | Visualización a través de Termografía | Imagen Infrarroja |
|---|---|---|---|
| Defectos de Fábrica o rotura de las celdas | Impurezas o bolsas de gas | Un punto caliente o frío |  Rotura de Célula |
| | Grietas en las celdas | Sobrecalentamiento significativo de una parte de una célula. | |
| Células y cadenas defectuosas y problemas en las Conexiones | Placa o hileras sin conectar | Placa o hileras constantemente más caliente:<br>1. Subcadena defectuosa<br>2. Célula individual defectuosa<br>3. Punto de conexión |   |

| Falla o Defecto | Ejemplo/ Efecto | Visualización a través de Termografía | Imagen Infrarroja |
|---|---|---|---|
| Mal cableado o cables defectuosos | Panel sin funcionamiento debido al mal cableado o cables defectuosos | Todo el panel está más caliente en comparación a otros paneles | |
| Delaminación de EVA debido a daño externo, penetración de humedad y corrosión celular | Delaminación, humedad y corrosión | Capa externa del panel muestra un aspecto lechoso |  |
| Rotura de Cristal | Implica la rutura de las células y aumento de la T° local | Imagen con manchas a mayor temperatura |   |
| Defectos de Soldadura | Defecto de soldadura en la unión de las celdas. Puede llegar a quemar la capa protectora y dañar el cristal de protección | Punto Caliente en la unión de las células |   |

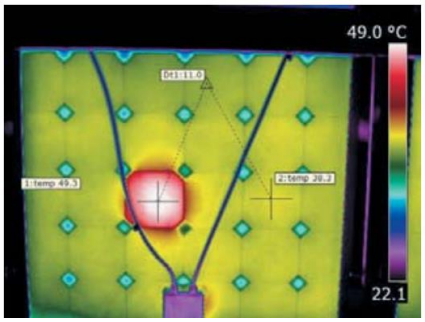
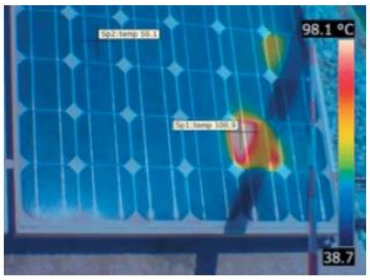
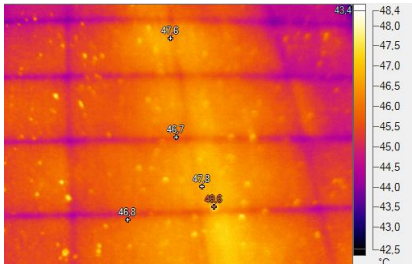
| Falla o Defecto | Ejemplo/ Efecto | Visualización a través de Termografía | Imagen Infrarroja |
|---|---|---|---|
| Células distintas | Células diferentes al resto del módulo | Celda fotovoltaica más caliente que el resto del módulo |   |
| Sombras Temporales | Aumento de la temperatura en la celda afectada | Celda(s) fotovoltaica más caliente que el resto del módulo |   |
| Suciedad, Excremento de Pájaro | Contaminación | Puntos Calientes |   |
| | Excremento de pájaros | | |
| | Suciedad depositada | | |

**Tabla 3.2: Principales Anomalías que pueden ser Visualizadas en una Inspección Termográfica. Fuente: Guía de la Termografía Infrarroja (20), Practical Guide Solar Panel Thermography (25), Guía sobre la Termografía para Aplicaciones en Edificios y Energía Renovable (26).**

De manera análoga, los desperfectos en algunos equipos o elementos eléctricos, se pueden visualizar termográficamente de la siguiente forma:

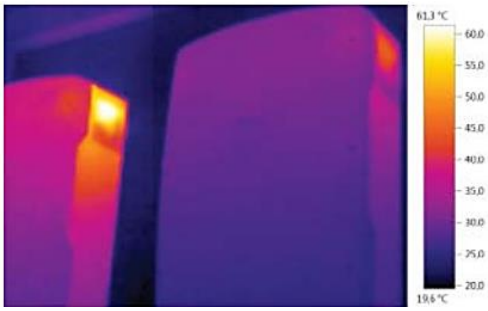
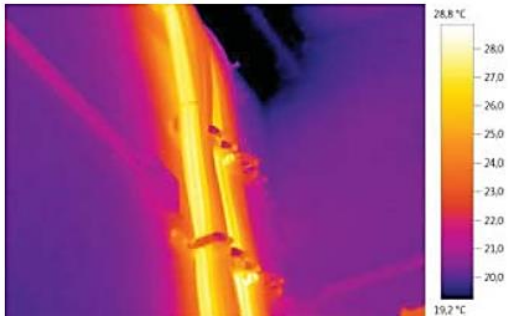
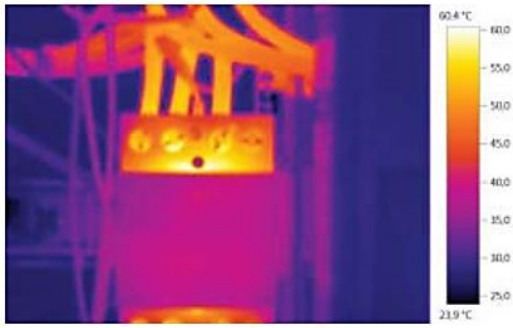
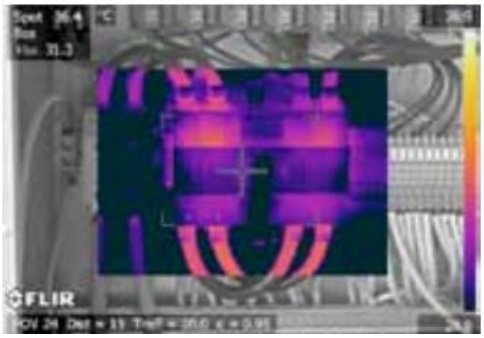
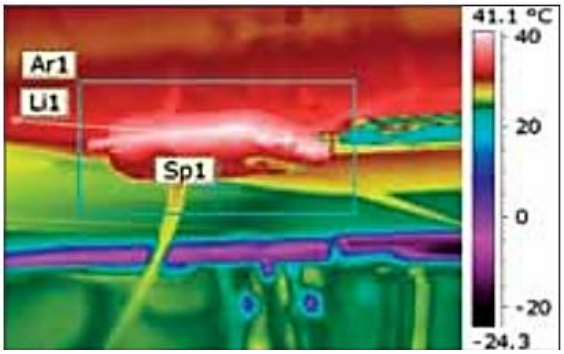
| Inversor Izquierdo sobrecalentado | Cable de Corriente Continua (DC) sobrecalentado |
|---|---|
|  |  |
| Sobrecalentamiento de conexiones eléctricas | |
|  |  |
| Conectores Defectuosos | |
| |  |



**Tabla 3.3: Anomalías térmicas de los elementos eléctricos de un Sistema Fotovoltaico detectables por Termografía. Fuente: Practical Guide Solar Panel Thermography (25), Guía sobre Termografía para Aplicaciones en Edificios y Energía Renovable (26).**

### *3.2.2 Recomendaciones Generales*

Con el objetivo de obtener resultados fiables a través de una inspección termográfica, se hace necesario tomar en consideración las siguientes recomendaciones (25), (26):

1. Con respecto a las condiciones climáticas, para realizar una correcta inspección termográfica se recomienda seleccionar un día seco y despejado. Luego, para lograr el contaste térmico necesario, es preciso contar con una Irradiancia igual o superior a 650 $W/m^2$. De acuerdo a esto, con luz solar directa, los paneles fotovoltaicos pueden funcionar a pleno rendimiento mientras células solares dañadas, pueden mostrarse claramente a través de una imagen infrarroja.

   Se debe tener especial precaución con los cambios bruscos de radiación solar durante la medición. Por ejemplo, con la presencia de nubosidad, una imagen termográfica podría llegar a quedar inutilizable. Junto con ello, para una mejor diferenciación de temperaturas, se recomienda realizar mediciones cuando las temperaturas exteriores son relativamente bajas; mañanas o atardeceres.

2. En cuanto al tipo de cámara termográfica a utilizar, para poder medir y distinguir fehacientemente las diferencias de temperaturas sobre las superficies de vidrio (comúnmente utilizadas en los paneles PV), se recomienda utilizar cámaras que cuenten con una sensibilidad térmica $\leq$ 0,08°C. Además, dado que placas fotovoltaicas se montan generalmente sobre soportes de aluminio (muy reflectante), estas estructuras aparecen en la termografía como una muy zona fría, debido a que reflejan la radiación térmica emitida por el cielo. Dado que el algoritmo de la cámara termográfica se adapta automáticamente a la temperatura máxima y mínima que se haya medido, puede que muchas anomalías leves no sean visibles de inmediato. Para lograr una termografía con mayor contraste, se precisa de una continua corrección manual del nivel e intervalo.

3. Con respecto al ángulo de visión y colocación de la cámara, se debe tener especial cuidado con las mediciones sobre el vidrio. Las reflexiones del vidrio son especulares, lo que significa que en la medición termográfica, se apreciarán claramente los objetos de alrededor con distinta temperatura. En el peor de los casos, esto puede llevar a una mala interpretación (falsos puntos calientes) y a errores de medición. Para evitar la reflexión en el vidrio de la cámara termográfica y del operario, ésta no se debe colocar perpendicular a la placa que se esté inspeccionando. Sin embargo, la emisividad está en lo más alto cuando la cámara se encuentra en posición perpendicular y disminuye al aumentar el ángulo. Un ángulo de visión de 5º a 60º es una buena opción (siempre que 0º sea perpendicular).

4. Otra recomendación que puede ser bastante útil para los problemas de reflexión, es el análisis por la parte posterior de los paneles PV. De ésta manera se podría evitar eventualmente los problemas derivados los reflejos solares o la baja emisividad asociada a la superficie cristalina del panel.

**Figura 3.12: Ángulo de visión recomendado (verde) para inspecciones termográficas.**
**Fuente: Guía sobre Termografía para aplicaciones en edificios y Energía renovable (26).**

5. Con respecto a las mediciones que se deben realizar a larga distancia, conseguir un ángulo de visión apropiado durante la inspección, no siempre es una tarea fácil. En la mayoría de los casos, se puede utilizar un trípode o plataformas de trabajo móviles o incluso drones para sobrevolar las celdas solares y tener un espectro de visión más amplio. Para tales efectos, puede ser ventajosa una mayor distancia al objeto de

análisis, para aumentar el campo de visión. Conforme a ello, se recomienda la utilización de una cámara de resolución de imagen de 320 x 240 píxeles, preferiblemente de 640 x 480 píxeles, para obtener un ángulo de visión adecuado.

### *3.2.3 Errores Frecuentes en la toma de Mediciones*

A la hora de realizar una inspección termográfica sobre paneles PV, los errores de medición surgen principalmente a través del mal empleo de las recomendaciones anteriores, como por ejemplo, un mal ángulo de colocación de la cámara o condiciones climáticas desfavorables. De acuerdo a esto, los principales errores de medición se reflejan a través de los siguientes factores (25), (26):

- Ángulo de visión poco profundo.
- Cambios en la Irradiancia solar durante la medición.
- Reflexiones provenientes del sol, nubes, edificios, objetos a los alrededores, etc.
- Sombras producidas por edificios o estructuras alrededor de la medición.

Junto con lo anterior, es preciso señalar que no todos los Puntos Calientes (hotspots) implican necesariamente una falla en el sistema fotovoltaico. No obstante, cuando se presenten diferencias significativas de temperaturas en las imágenes termográficas, se hace precisa la revisión exhaustiva del panel.

# CAPÍTULO IV: Desarrollo Experimental

## 4.1 Descripción del Problema a Evaluar

De acuerdo a la Teoría, el rendimiento de un sistema fotovoltaico no sólo depende del tipo de tecnología utilizada, sino que también, depende categóricamente de los factores ambientales. Se ha visto a través de la literatura que diversos factores dependientes de la localización geográfica de una instalación, como la radiación incidente, temperatura, humedad, precipitaciones, entre otros elementos, pueden afectar en gran medida el rendimiento energético de un sistema fotovoltaico. No obstante, uno de los factores que determina en gran medida la producción energética de los módulos fotovoltaicos, es el efecto polvo o acumulación de suciedad.

Hoy en día, existen diversos modelos teóricos y prácticos para evaluar el rendimiento de los equipos fotovoltaicos en relación al efecto de suciedad. Sin embargo, de acuerdo a la literatura analizada, no fue posible encontrar algún estudio que analice mediante Termografía Infrarroja, los fenómenos físicos que produce la suciedad en el rendimiento y funcionamiento de las instalaciones solares fotovoltaicas.

Finalmente, con el propósito de evaluar el impacto del efecto de ensuciamiento sobre las superficies fotovoltaicas, se realizaron diversos ensayos en la Región de Valparaíso. Los ensayos realizados tuvieron por objetivo principal, la caracterización del fenómeno de ensuciamiento en dos sistemas fotovoltaicos distintos (Silicio Monocristalino y Policristalino), mediante el registro de los parámetros eléctricos asociados a cada instalación, con el fin de estimar la eficiencia de ambos sistemas frente al fenómeno de ensuciamiento característico de la zona. Además, con la finalidad de visualizar el impacto de la suciedad sobre los dos sistemas fotovoltaicos, cada sistema fue chequeado mediante Termografía Infrarroja, con el objetivo de evaluar el potencial uso de la técnica termográfica para la inspección del fenómeno y la visualización de posibles anomalías térmicas asociadas al estado de los módulos. La metodología utilizada y los resultados experimentales se describirán a continuación.

## 4.2 Metodología Experimental

### *4.2.1 Antecedentes de la Zona Geográfica*

#### *4.2.1.1 Ubicación*

Los ensayos experimentales realizados, tuvieron lugar en el Laboratorio de Energías Renovables (LER) de la Universidad Técnica Federico Santa María, Sede Viña del Mar, ubicada en Avenida Federico Santa María #6090, Comuna de Viña del Mar, entre la transición de las Comunas de Viña del Mar y Quilpué.

**Figura 4.1: Georreferenciación (en color rojo) del Laboratorio de Energías Renovables (LER) UTFSM. Fuente: Google Maps.**

Las coordenadas geográficas del sitio (Latitud y Longitud) y la elevación, corresponden a los siguientes valores:

| Parámetro | Dato |
|---|---|
| Latitud | 33.04°S |
| Longitud | 71.49°O |
| Elevación | 144,0 msnm |

**Tabla 4.1: Latitud, Longitud y Elevación del sitio del Desarrollo Experimental. Fuente: Explorador de Energía Solar, <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>.**

#### *4.2.1.2 Clima y Vegetación*[46]

Debido a que la localización del Laboratorio de Energías Renovables LER es más cercana a la comuna de Quilpué, la zona geográfica posee por tanto, un clima Templado de tipo Mediterráneo Cálido. Éste tipo de clima se caracteriza por ser más seco y con una variación térmica mayor que el clima costero (como el clima de Viña del Mar, Templado de tipo Mediterráneo Costero). La temperatura media anual de ésta zona es de 15,5 °C y las precipitaciones aumentan con la altitud, variando desde unos 250 mm hasta 300 mm.

En cuanto a la vegetación del Sitio, el Laboratorio de Energías Renovables se encuentra rodeado hacia el oeste por la presencia de cerros y laderas, con abundante presencia de árboles y matorrales. De acuerdo a las características del sector, la vegetación que podría estar presente en la ubicación, pueden ser arbustos como el guayacán, algarrobo, quillay y otros arbustos asociados al espino. No obstante, debido a la cercanía a la costa, se puede encontrar vegetación asociada a matorral arbustivo costero formado por especies como el peumo, boldo y maitenes, junto con hierbas y gramíneas.

**Figura 4.2: Presencia de vegetación alrededor del Laboratorio de Energías Renovables. Fuente: Google Maps.**

---

[46] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile BCN, Clima y Vegetación de Valparaíso. <http://siit2.bcn.cl/nuestropais/region5/clima.htm>.

#### *4.2.1.3 Recurso Solar*

Para caracterizar el Recurso Solar perteneciente a la zona en cuestión, se examinaron las bases de datos de dos fuentes de información. La primera corresponde a una herramienta web denominada *"Explorador de Energía Solar"*[47], desarrollada por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, mediante encargo del Ministerio de Energía. Ésta herramienta permite la exploración del recurso solar a lo largo del todo el país, a través de una base de datos comprendida entre los años 2004 y 2015, entregando información sobre la radiación solar incidente en cualquier punto, con una resolución espacial de 90 metros. El segundo registro, corresponde a los datos extraídos de la herramienta web *"Surface meteorology and Solar Energy"* perteneciente a la NASA[48], con un registro histórico de 22 años de información (1983-2005).

| | GHI diaria kWh/m$^2$/día | | | GHI diaria kWh/m$^2$/día | |
|---|---|---|---|---|---|
| Mes | Explorador Solar | NASA | Mes | Explorador Solar | NASA |
| Enero | 7,25 | 7,84 | Julio | 2,5 | 2,73 |
| Febrero | 6,35 | 6,69 | Agosto | 3,21 | 3,6 |
| Marzo | 5,38 | 5,53 | Septiembre | 4,49 | 5,01 |
| Abril | 3,89 | 4,25 | Octubre | 5,88 | 6,36 |
| Mayo | 2,64 | 2,9 | Noviembre | 6,82 | 7,5 |
| Junio | 2,3 | 2,46 | Diciembre | 7,38 | 8,08 |
| | | | Prom.Anual | 4,84 | 5,25 |

**Tabla 4.2: GHI en kWh/m$^2$/día y Promedio Anual en base a los registros del Explorador Solar y la NASA.**

De manera análoga, como la radiación solar va cambiando durante el transcurso del día, en el **Anexo D** se puede encontrar un diagrama del Ciclo Diario-Anual de la GHI para la localización de estudio.

---

[47] Explorador de Energía Solar.
< http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>.

[48] NASA, Surface meteorology and Solar Energy.
<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/ >.

#### *4.2.1.4 Temperatura Ambiente*

De acuerdo a los datos extraídos de los registros históricos del Explorador de Energía Solar y la NASA, el LER se caracteriza por tener el siguiente ciclo de temperatura ambiental:

| °C | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | **Anual** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Exp. Solar | 18,1 | 18 | 17,4 | 15,6 | 13,9 | 12,5 | 10,1 | 10,6 | 12,0 | 13,5 | 15,4 | 15,7 | 14,4 |
| NASA | 19,9 | 20,4 | 19,4 | 16,1 | 13,3 | 11,2 | 10,2 | 11,0 | 12,3 | 14,5 | 16,5 | 18,7 | 15,3 |

**Tabla 4.3: Ciclo Anual de Temperatura Ambiental y Media Anual de Temperatura[49].**
**Fuente: Explorador de Energía Solar, NASA Surface meteorology and Solar Energy.**

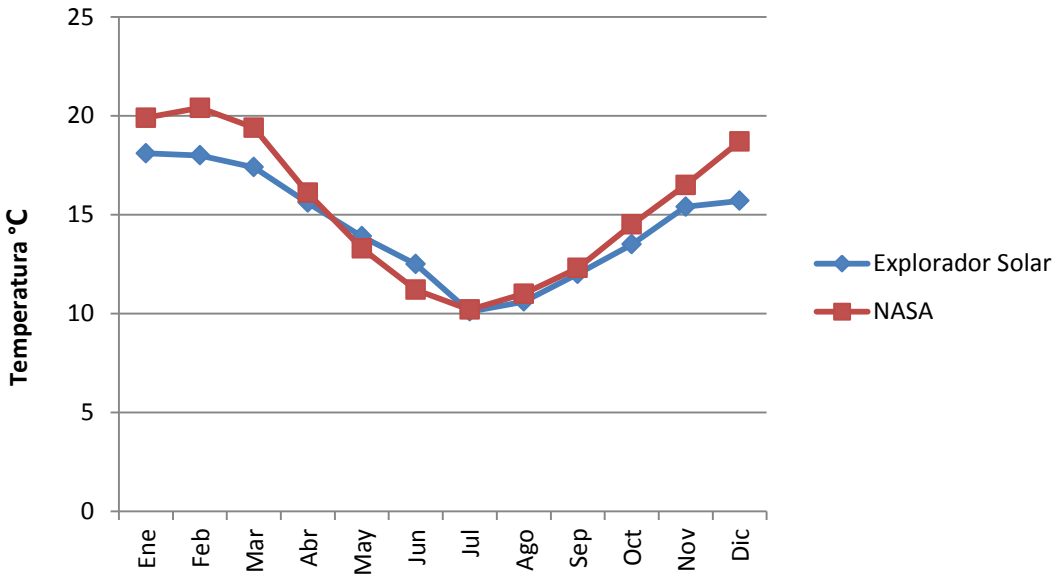



**Gráfico 4.1: Ciclo Anual de Temperatura Ambiental: Temperatura Media para cada mes.**
**Fuente: Explorador de Energía Solar, NASA Surface meteorology and Solar Energy.**

[49] En cuando a los datos obtenidos del Explorador de Energía Solar, las estimaciones de temperatura están basadas en los resultados del Explorador Eólico. Éste Explorador, basa sus simulaciones a través del Modelo Meteorológico WRF a 1 km de resolución para el año 2010.
< http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2>.

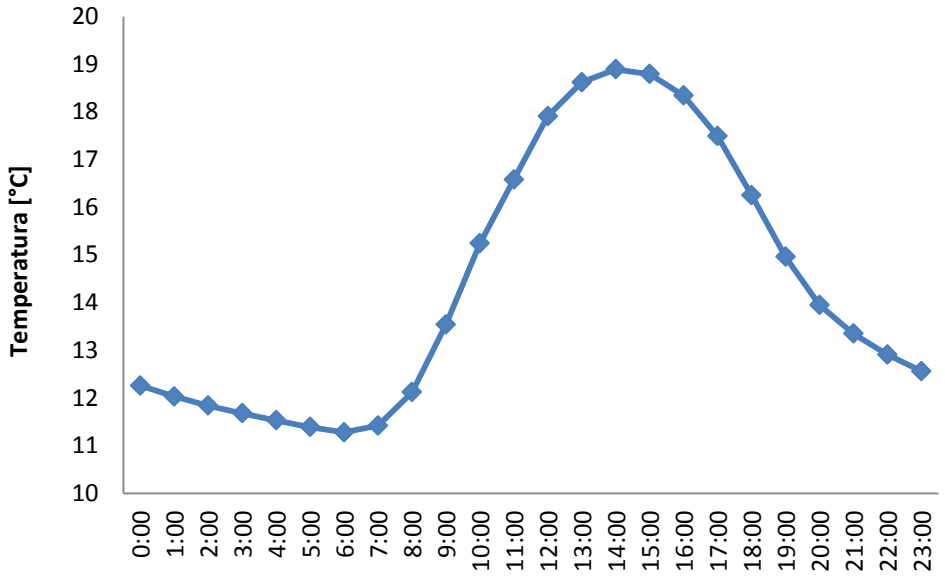



**Gráfico 4.2: Ciclo Diario de la Temperatura Ambiental: Temperatura promedio para cada hora del día. Fuente: Explorador de Energía Solar.**

### *4.2.1.5 Humedad Relativa (HR)*

La Humedad Relativa de la zona, oscila entre un mínimo de 43% en verano y un máximo de 58,8% en invierno. Los valores promedios para los distintos meses del año son:

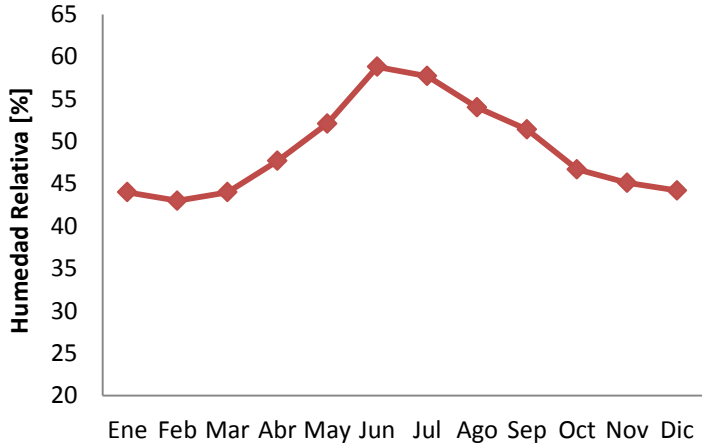



**Gráfico 4.3: Media Mensual de Humedad Relativa [%] durante el ciclo Anual. Fuente: Datos web extraídos de NASA Surface meteorology and Solar Energy.**

#### *4.2.1.6 Viento*

El Ciclo Anual de Viento de acuerdo a las dos fuentes de información utilizadas, se resume en la siguiente tabla:

| [m/s] | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Anual |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Exp. Solar | 2,7 | 2,5 | 2,4 | 2,4 | 2,3 | 2,9 | 2,7 | 2,4 | 2,6 | 2,7 | 2,8 | 2,7 | 2,6 |
| NASA | 4,5 | 4,5 | 4,2 | 4,1 | 4,6 | 4,5 | 5 | 4,7 | 4,6 | 4,7 | 4,8 | 4,6 | 4,6 |

**Tabla 4.4: Ciclo Anual de la Velocidad del Viento en [m/s] y media anual [m/s], a una altura de 5 [m] (Exp. Solar) y 10 [m] (NASA). Fuente: Explorador Solar, NASA Surface meteorology and Solar Energy.**

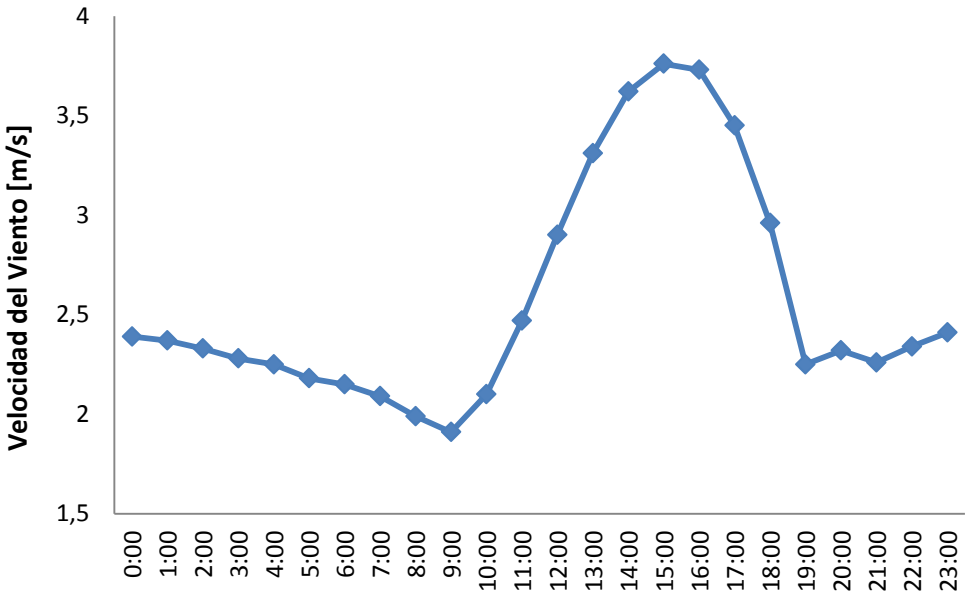



**Gráfico 4.4: Promedio de la magnitud del viento para cada hora del día para una altura de 5 [m]. Fuente: Explorador de Energía Solar[50].**

[50] Las estimaciones de viento se derivan de los resultados del Explorador Eólico para una altura de 5 metros, basadas simulaciones hechas con el modelo meteorológico WRF a 1 km de resolución para el año 2010.
<http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2>.

### *4.2.2 Equipos Utilizados*

Para el desarrollo experimental, se utilizaron dos Sistemas Fotovoltaicos pertenecientes al LER, disponibles durante el periodo de Octubre - Diciembre 2015. El primer sistema (PV1), consistió en dos módulos PV independientes de Silicio Policristalino, de 100 W, de iguales dimensiones y características, dispuestos en un armazón de Aluminio uno al lado del otro. El segundo sistema (PV2), consistió en la utilización de tres módulos PV de Silicio Monocristalino de 100 W, también de iguales dimensiones y características, conectados en paralelo y dispuestos en un armazón de aluminio, uno al lado del otro.

Ambos sistemas PV1 y PV2, fueron dispuestos en las dependencias del Laboratorio de Energías Renovables con orientación Norte (mirando hacia el sol), y un ángulo de inclinación del armazón de 30° (cercano a la latitud del lugar, ~ -33°S).

**Figura 4.3: Módulos Fotovoltaicos de los sistemas PV1 (dos módulos de Poli-Si) y PV2 (tres módulos de Mono-Si) pertenecientes al LER.**

Las características técnicas generales pertenecientes a ambos sistemas fotovoltaicos se detallarán en las siguientes tablas:

| Módulo Fotovoltaico Poli-Si - Komaes Solar | |
|---|---|
| Tipo de Módulo | KM(P)100 |
| Potencia Peak [Wp] | 100 W |
| Vmáx [V] | 17,79 |
| Imáx [A] | 5,63 |
| Voc [V] | 21,56 |
| Isc [A] | 6,09 |

**Tabla 4.5: Características Técnicas Principales de cada Módulo del Sistema PV1 (ANEXO E).**

| Módulo Fotovoltaico Mono-Si Siemens | |
|---|---|
| Potencia Peak [Wp] | 100 W |
| Dimensiones [mm] | 1380x716 |
| N° de Celdas | 72 |
| Tamaño de Celdas [mm] | 100x100 |

**Tabla 4.6: Características disponibles de cada Módulo del Sistema PV2[51].**

Junto con lo anterior, para medir las características eléctricas, térmicas y ambientales de la instalación, se ocuparon los siguientes instrumentos de medición:

| Instrumento | Descripción | Imagen |
|---|---|---|
| Piranómetro | • Marca: Kipp & Zonen.<br>• Tipo: CM 10.<br>• Sensibilidad: $5{,}93 \cdot 10^{-6}$ V/Wm$^{-2}$ | |

[51] Debido a que la Tabla 4.6 sólo presenta la información disponible en el LER acerca de los Paneles PV de Mono-Si, el ANEXO F contiene las características Técnicas del Fabricante encontradas en la web, correspondiente a un Panel PV de Mono-Si de similares dimensiones.

| Instrumento | Descripción | Imagen |
|---|---|---|
| Vatímetro | • Marca: Metrix.<br>• Modelo: PX 120. | |
| Data Logger 1 Temperatura | • Marca: Gemini Data loggers<br>• Descripción: Tinytag Plus 2 TGP-4017<br>• Rango Operacional: -40 – 85°C. | |
| Data Logger 2 Humedad Relativa | • Marca: Gemini Data loggers.<br>• Descripción: Tinytag Plus 2 TGP-4500<br>• Rango Operacional: -25 – 85°C, 0 a 100% RH | |
| Cámara Infrarroja Fluke Ti-400 | • Marca: Fluke.<br>• Rango de T°: -20°C – 1200 °C.<br>• Precisión de T°: ±2°C.<br>• Banda espectral IR: 7,5 µm a 14 µm (onda larga). | |

**Tabla 4.7: Instrumentos de medición utilizados. Fuente: Elaboración Propia a partir de datos disponibles en las Páginas web de los fabricantes.**

### *4.2.3 Procedimiento Experimental*

Con el fin de estudiar termográficamente y cuantificar en términos de rendimiento, el efecto de la acumulación de polvo y suciedad sobre ambos sistemas fotovoltaicos, se realizó el siguiente procedimiento para cada uno de los sistemas:

a) **Ensayo N°1 - Sistema Fotovoltaico Poli-Si (PV1):** Debido a que la estructura metálica disponible en el LER contenía dos Módulos Fotovoltaicos iguales, Poli-Si de 100 W, se procedió a comparar el rendimiento energético de ambos paneles, dejando un panel limpio como módulo de referencia y un panel sin limpiar, cuya suciedad se acumuló en la superficie durante aproximadamente, un mes y medio.

   Para esto, fue necesario hacer un registro de la Irradiancia y las variables eléctricas asociadas a cada panel, Isc, Voc y Corriente y Voltaje al variar la carga del circuito, con el fin de obtener las Curvas Características de cada módulo frente a las condiciones de operación y la combinación Corriente-Voltaje que maximice la potencia entregada por cada uno de ellos (Im, Vm). De manera análoga, se incluyó el análisis Termográfico de ambos paneles, con el objetivo de obtener la temperatura superficial de cada módulo y chequear el estado de cada panel frente al fenómeno de ensuciamiento.

**Figura 4.4: Sistema de Módulos Fotovoltaicos de Poli-Si (PV1). Izquierda: Ambos módulos sin limpiar, Derecha: Módulo izquierdo sucio y módulo derecho limpio.**

El detalle de las actividades comprendidas para la realización del ensayo se divide en dos secciones, tomando en primera instancia y para el mismo día (03 de Diciembre 2015), las mediciones correspondientes al panel sucio (Aprox. entre las 14:00 hrs a 15:00 hrs) y en segundo lugar, las mediciones para el panel limpio (Aprox. Entre las 15:00 hrs. a 16:00 hrs). Todas las series de mediciones, se llevaron a cabo en un intervalo de 16 min., con el objetivo de que cada registro (I-V e Irradiancia) pudiera estabilizarse para su lectura cada un minuto.

| Actividad | Módulo Sucio | Módulo Limpio |
|---|---|---|
| 1 | Inspección Termográfica del Sistema. | Inspección Termográfica del Sistema. |
| 2 | Preparación del ensayo (Conexión de las terminales del módulo al Vatímetro, instalación del Piranómetro con conexión a Multitester, instalación de Data Loggers). | Preparación del ensayo (Conexión de las terminales del módulo al Vatímetro, instalación del Piranómetro con conexión a Multitester, instalación de Data Loggers, Limpieza de Panel). |
| 3 | Realización del primer set de mediciones: 17 registros de Irradiancia y Voltaje-Corriente al variar la carga del panel. Todos los registros cada un minuto. | Realización del primer set de mediciones: 17 registros de Irradiancia y Voltaje-Corriente al variar la carga del panel. Todos los registros cada un minuto. |
| 4 | Inspección Termográfica del Sistema. | Inspección Termográfica del Sistema. |
| 5 | Segundo set de mediciones: 17 registros de Irradiancia y Voltaje-Corriente al variar la carga del panel. Todos los registros cada un minuto. | Segundo set de mediciones: 17 registros de Irradiancia y Voltaje-Corriente al variar la carga del panel. Todos los registros cada un minuto. |
| 6 | Inspección Termográfica del Sistema. | Inspección Termográfica del Sistema. |
| 7 | Tercer set de mediciones: 17 registros de Irradiancia y Voltaje-Corriente al variar la carga del panel. Todos los registros cada un minuto. | Tercer set de mediciones: 17 registros de Irradiancia y Voltaje-Corriente al variar la carga del panel. Todos los registros cada un minuto. |
| 8 | Inspección Termográfica del Sistema. | Inspección Termográfica del Sistema. |
| 9 | Finalización del procedimiento: Desconexión de circuito, registro digital de los termogramas y descarga de la información registrada en los Data Loggers (Temperatura Ambiente y Humedad Relativa durante cada ensayo). | |

**Tabla 4.8: Actividades Realizadas para el Módulo Sucio y Módulo Limpio del Sistema Fotovoltaico de Paneles de Silicio Policristalino (PV1).**

b) **Ensayo N°2 en Sistema Fotovoltaico Mono-Si (PV2):** El procedimiento realizado en éste sistema, tuvo las mismas características del sistema anterior (PV1), salvo que en éste caso, los tres módulos se encontraban conectados en Paralelo (300 W en total). De acuerdo a esto, se evaluó el rendimiento energético del sistema en dos etapas: primero, el registro de la información y por tanto, la inspección Termográfica, se llevaron a cabo con los paneles sucios (luego de 51 días de exposición) y posteriormente, se realizó el mismo procedimiento pero con los paneles limpios, cuya limpieza fue llevada a cabo mediante una solución de agua-jabón y toallas de papel.

**Figura 4.5: Sistema de Módulos Fotovoltaicos de Mono-Si (PV2) antes de la limpieza.**

**Figura 4.6: Sistema de Módulos Fotovoltaicos de Mono-Si (PV2) después de la limpieza.**

El listado de las actividades realizadas para cada configuración es similar al proceso anterior, en donde los procedimientos experimentales fueron realizados el 09 de Diciembre de 2015 para los paneles sucios (entre las 12:00 a 14:15 hrs aprox.) y el 15 de Diciembre de 2015 para los paneles limpios (entre las 11:30 a 13:10 hrs aprox.), con un intervalo de aprox. 20 minutos para cada ensayo.

| Actividad | Módulos Sucios | Módulos Limpios |
|---|---|---|
| 1 | Inspección Termográfica del Sistema. | Inspección Termográfica del Sistema. |
| 2 | Preparación del ensayo (Conexión de las terminales del sistema al Vatímetro, instalación del Piranómetro con conexión a Multitester, instalación de Data Loggers y termocuplas). | Preparación del ensayo (Conexión de las terminales del sistema al Vatímetro, instalación del Piranómetro con conexión a Multitester, instalación de Data Loggers y termocuplas, limpieza de los paneles). |
| 3 | Realización del primer set de mediciones: 22 registros de Voltaje-Corriente al variar la carga del sistema, Temperatura e Irradiancia. Todos los registros cada un minuto. | Realización del primer set de mediciones: 22 registros de Voltaje-Corriente al variar la carga del sistema, Temperatura e Irradiancia. Todos los registros cada un minuto. |
| 4 | Inspección Termográfica del Sistema. | Inspección Termográfica del Sistema. |
| 5 | Segundo registro de mediciones: 22 registros de Voltaje-Corriente al variar la carga del sistema, Temperatura e Irradiancia. Todos los registros cada un minuto | Segundo registro de mediciones: 22 registros de Voltaje-Corriente al variar la carga del sistema, Temperatura e Irradiancia. Todos los registros cada un minuto. |
| 6 | Inspección Termográfica del Sistema. | Inspección Termográfica del Sistema. |
| 7 | Tercer registro de mediciones: 22 registros de Voltaje-Corriente al variar la carga del sistema, Temperatura e Irradiancia. Todos los registros cada un minuto. | Tercer registro de mediciones: 22 registros de Voltaje-Corriente al variar la carga del sistema, Temperatura e Irradiancia. Todos los registros cada un minuto. |
| 8 | Inspección Termográfica del Sistema. | Inspección Termográfica del Sistema. |
| 9 | Finalización del procedimiento: Desconexión de circuito, registro digital de los termogramas y descarga de la información registrada en los Data Loggers. | |

**Tabla 4.9: Listado de Actividades Realizadas para el ensayo en Módulos de Silicio Monocristalino (PV2) Sucios y Limpios.**

| Ensayo | Número de Series de mediciones | Registros por Serie | Datos registrados en cada medición |
|---|---|---|---|
| PV1 | 3 Por Panel | 17 por Serie | Corriente, Voltaje, (Potencia), Irradiancia, Termogramas. |
| PV2 | 3 Sistema Sucio, 3 Sistema Limpio | 22 por Serie | Corriente, Voltaje, (Potencia), Irradiancia, Temperaturas Superficiales de cada Panel, Termogramas. |

**Tabla 4.10: Resumen de los registros tomados en cada medición para ambos Sistemas Fotovoltaicos, PV1-Silicio Policristalino, PV2-Silicio Monocristalino.**

De manera adicional, cabe mencionar que luego de haber realizado las mediciones termográficas de ambos ensayos, las imágenes captadas a través de la Cámara Termográfica Ti-400 de Fluke, fueron revisadas, seleccionadas, filtradas, analizadas y procesadas mediante el Software de procesamiento de imágenes infrarrojas SmartView 3.5 de Fluke.

Finalmente, se incluye el itinerario de las **principales** actividades realizadas y eventos ocurridos durante el proceso experimental para ambos sistemas fotovoltaicos[52]:

| Día | Fecha | Actividad |
|---|---|---|
| 1 | 01-10-2015 | Lavado y limpieza de ambos sistemas fotovoltaicos (Poli-Si y Mono-Si) a través de una solución de agua-jabón y toallas de papel. |
| 19 | 19-10-2015 | Lluvia torrencial en la Región de Valparaíso. Se realizó una visita al LER para evaluar el efecto de las precipitaciones sobre ambos sistemas fotovoltaicos. La lluvia torrencial removió por completo la suciedad acumulada en los paneles. |

[52] La tabla 4.11, sólo incluye las actividades más relevantes dentro del proceso experimental. Se realizaron de manera esporádica, otras series de mediciones, no obstante, los resultados obtenidos no fueron relevantes para ésta investigación.

| Día | Fecha | Actividad |
|---|---|---|
| 36 | 05-11-2015 | Visita al LER para evaluar el funcionamiento de la Cámara Termográfica. Se tomaron algunas imágenes infrarrojas de algunos equipos y elementos dispuestos en el patio delantero del LER. De manera análoga, se tomaron mediciones de la temperatura de los mismos elementos a través de una termocupla, con el fin de comparar los resultados obtenidos por la cámara y la termocupla. |
| 64 | 03-12-2015 | Mediciones en el Sistema PV1 (Módulos de Poli-Si):<br>• Durante la jornada de la mañana, se lavó el panel derecho de la instalación *(figura 4.4)*, dejando sucio el panel izquierdo (con 45 días de acumulación de suciedad luego de la última limpieza, lluvia el 19 de Octubre).<br>• Durante la jornada de la tarde, se tomaron las mediciones de cada panel, primero para el panel sucio, luego para el panel limpio. |
| 70 | 09-12-2015 | Mediciones en el Sistema PV2: Durante ésta jornada se procedió a analizar la instalación sucia (luego de 51 días de exposición), tomando las mediciones correspondientes a ésta configuración. De manera posterior, se limpió el sistema para efectuar las mediciones con los módulos limpios. No obstante, debido a la alta nubosidad que apareció durante el ensayo, sólo pudieron tomarse las mediciones de los módulos sucios. |
| 76 | 15-12-2015 | Durante esta jornada, se realizaron las mediciones para el sistema de paneles limpios de Silicio Monocristalino, PV2, en donde los módulos, se volvieron a limpiar con una solución de agua-jabón y toallas de papel. |

**Tabla 4.11: Itinerario de las principales actividades realizadas durante el desarrollo experimental en el LER.**

## 4.3 Resultados Experimentales

### *4.3.1 Ensayo en Sistema PV1: Módulos de Poli-Si*

Para el ensayo realizado en los módulos de Silicio Policristalino, se obtuvieron los siguientes resultados generales en cada procedimiento de medición. Éstos resultados consideran los datos de Corriente, Voltaje e Irradiancia tomados en cada serie de medición para ambas configuraciones (sucio - limpio), la obtención las curvas características de cada panel frente a las condiciones de operación y el análisis termográfico del Sistema.

La siguiente tabla, muestra un resumen de los principales parámetros fundamentales obtenidos a través del registro de las distintas configuraciones de V-I e Irradiancia al variar la carga del circuito para cada panel:

| | Serie de Medición | Hora | Voc [V] | Isc [A] | Irradiancia Piranómetro [W/m$^2$] | Potencia Máxima [W] | Irradiancia Promedio Ensayo [W/m$^2$] | Eficiencia en Pot. Máx. | T° ambiente Promedio [°C] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Panel Sucio | 1° Sucio | 14:09 | 20,30 | 0,00 | 998,31 | 87,58 | 970,84 | 11,34% | 26,94 |
| | | 14:25 | 0,00 | 6,02 | 937,61 | | | | |
| | 2° Sucio | 14:29 | 20,10 | 0,00 | 957,84 | 81,76 | 945,24 | 10,87% | |
| | | 14:45 | 0,00 | 6,00 | 927,49 | | | | |
| | 3° Sucio | 14:49 | 20,00 | 0,00 | 912,31 | 75,92 | 902,09 | 10,58% | |
| | | 15:05 | 0,00 | 5,55 | 887,02 | | | | |
| Panel Limpio | 1° Limpio | 15:09 | 20,00 | 0,00 | 893,76 | 78,50 | 908,54 | 10,86% | 29,21 |
| | | 15:25 | 0,00 | 5,62 | 898,82 | | | | |
| | 2° Limpio | 15:29 | 20,00 | 0,00 | 870,15 | 74,02 | 861,82 | 10,80% | |
| | | 15:45 | 0,00 | 5,18 | 853,29 | | | | |
| | 3° Limpio | 15:49 | 20,00 | 0,00 | 851,60 | 70,08 | 844,86 | 10,43% | |
| | | 16:05 | 0,00 | 5,00 | 833,05 | | | | |

**Tabla 4.12: Principales Parámetros obtenidos a partir de las tres series de mediciones realizadas para cada panel (Panel Sucio y Panel Limpio).**

De acuerdo al registro de datos de Corriente y Voltaje para cada serie de medición, se obtuvieron las siguientes curvas bajo distintos niveles de Irradiancia en cada ciclo de medición: Gráficos 4.5, 4.6 y 4.7 para las mediciones realizadas en el Panel Sucio y Gráficos 4.8, 4.9 y 4.10 para el Panel Limpio. (Azul Curva I-V, Rojo Curva P-V).

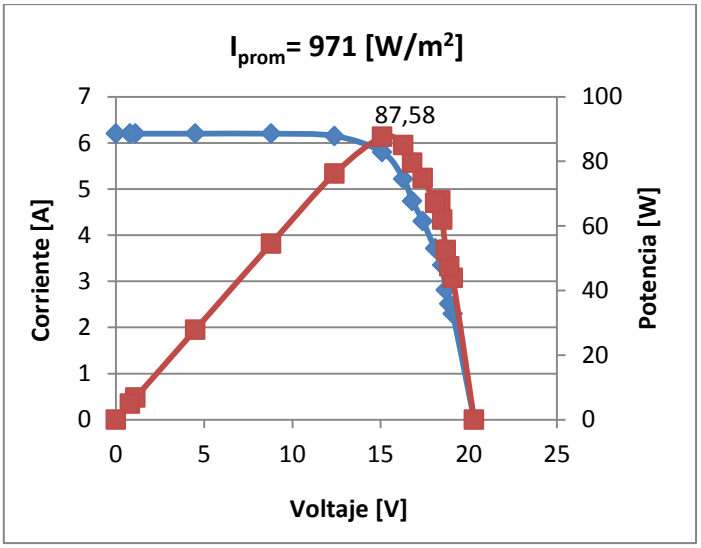



**Gráfico 4.5: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la primera serie de medición en Panel Sucio, con una Irradiancia promedio de 971 [W/m$^2$].**

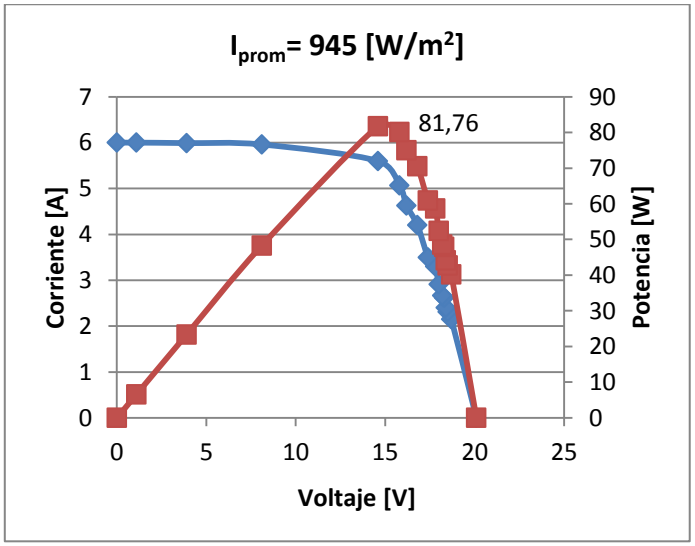



**Gráfico 4.6: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la segunda serie de medición en Panel Sucio, con una Irradiancia promedio de 945 [W/m$^2$].**

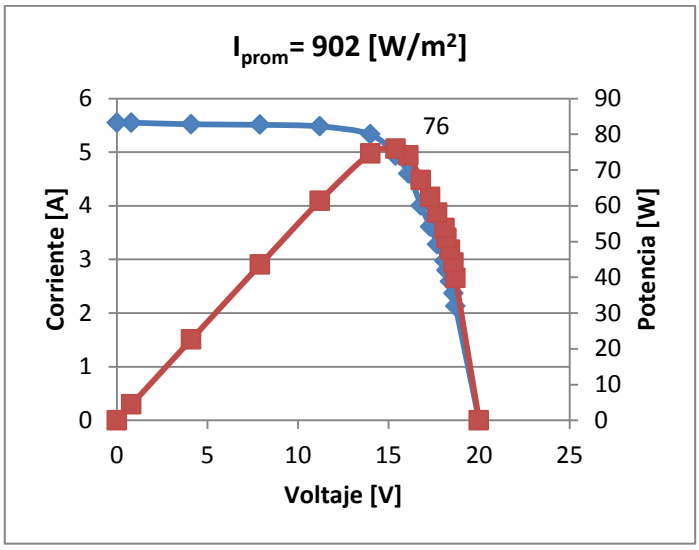



**Gráfico 4.7: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la tercera serie de mediciones en Panel Sucio, con una Irradiancia promedio de 902 [W/m$^2$]**

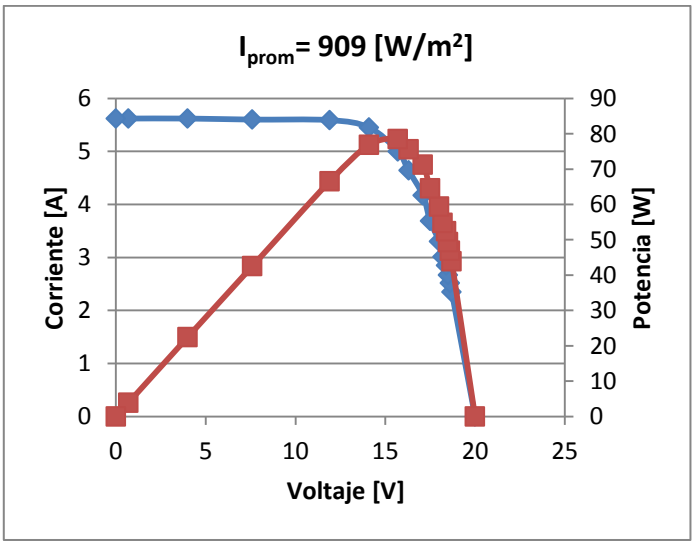



**Gráfico 4.8: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la primera serie de medición en Panel Limpio, con una Irradiancia promedio de 909 [W/m$^2$].**

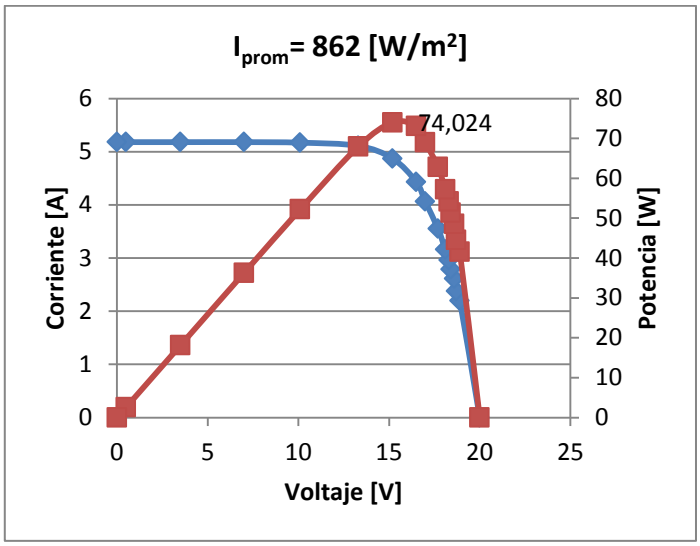



**Gráfico 4.9: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la segunda serie de medición en Panel Limpio, con una Irradiancia promedio de 862 [W/m$^2$].**

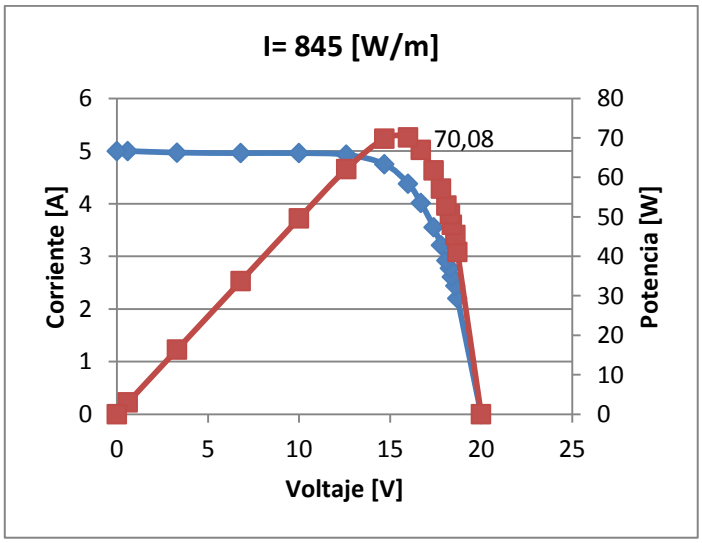



**Gráfico 4.10: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la tercera serie de medición en Panel Limpio, con una Irradiancia promedio de 845 [W/m$^2$].**

#### *4.3.1.1 Termogramas*

Con respecto al análisis termográfico realizado durante ambos ensayos del sistema PV1 (panel sucio y limpio), las imágenes termográficas obtenidas llegaron a un total de 33 termogramas, las cuales fueron analizadas y procesadas, obteniendo resultados relevantes a partir de sólo 11 imágenes. El resto de los termogramas obtenidos, fueron descartados para los propósitos finales de ésta investigación, debido a que no contaban con el contraste térmico necesario, existiendo también en algunos casos, problemas de saturación que no pudieron corregirse a través de del Software SmartView.

La siguiente tabla muestra las temperaturas promedio[53] obtenidas a través del procesamiento de las imágenes seleccionadas mediante SmartView:

| Termograma | Hora Aprox. | Panel Registrado | T° Promedio Panel Sucio [°C] | T° Promedio Panel Limpio [°C] | Diferencia de Temperatura [°C] |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 12:07 | Ambos Paneles | 26,9 | 26,8 | 0,1 |
| 2 | 14:17 | Ambos Paneles | 49,3 | - | - |
| 3 | 14:28 | Panel Sucio | 48,5 | - | - |
| 4 | 14:28 | Panel Sucio | 49,3 | - | - |
| 5 | 14:29 | Ambos Paneles | 50,6 | 47,2 | 3,4 |
| 6 | 14:38 | Ambos Paneles | 48,9 | 48,3 | 0,6 |
| 7 | 14:39 | Ambos Paneles | 49,0 | 48,1 | 0,9 |
| 8 | 15:12 | Ambos Paneles | 46,0 | 47,1 | -1,1 |
| 9 | 15:12 | Ambos Paneles | 45,4 | 46,9 | -1,5 |
| 10 | 15:16 | Panel Limpio | - | 45,4 | - |
| 11 | 15:47 | Panel Limpio | - | 45,9 | - |

**Tabla 4.13: Temperaturas promedio de ambos Módulos Fotovoltaicos obtenidas a través del procesamiento de los Termogramas mediante el Software SmartView**

[53] La Temperatura promedio de cada Panel, corresponde a la media de las Temperaturas de todos los puntos contenidos en el área del panel, cuyo valor puede determinarse mediante el procesamiento de las imágenes obtenidas a través del Software SmartView.

De acuerdo a la tabla anterior, el siguiente gráfico presenta la variación de las Temperaturas promedio obtenidas para cada panel, desde el Termograma n°1 (Al mediodía, durante la preparación del ensayo experimental), hasta el Termograma n°11 (último ensayo experimental):

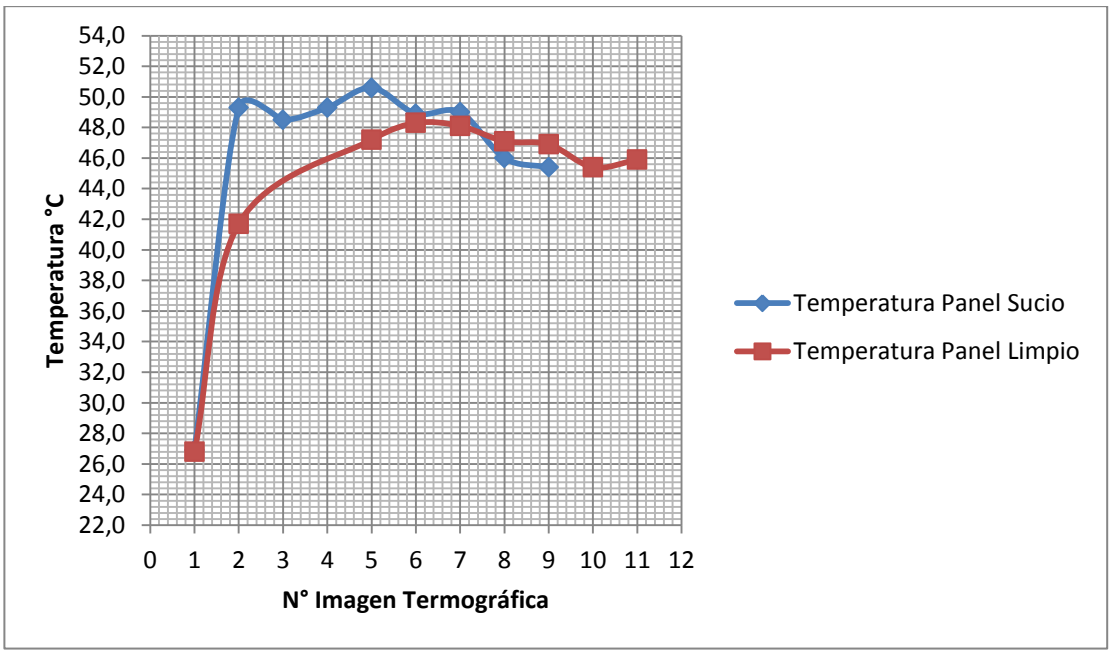



**Gráfico 4.11: Variación de las Temperaturas Promedio [°C] obtenidas en cada panel.**

De manera análoga, debido a que los termogramas analizados no presentan mayores diferencias visuales entre uno y otro, a continuación se presenta el detalle de cinco termogramas (Termogramas 1, 2, 4, 7, 9, 11 de la Tabla 4.13) en formato Infrarrojo y Visible, con el fin de analizar el efecto de la suciedad depositada mediante termografía infrarroja.

**Termograma n°1**

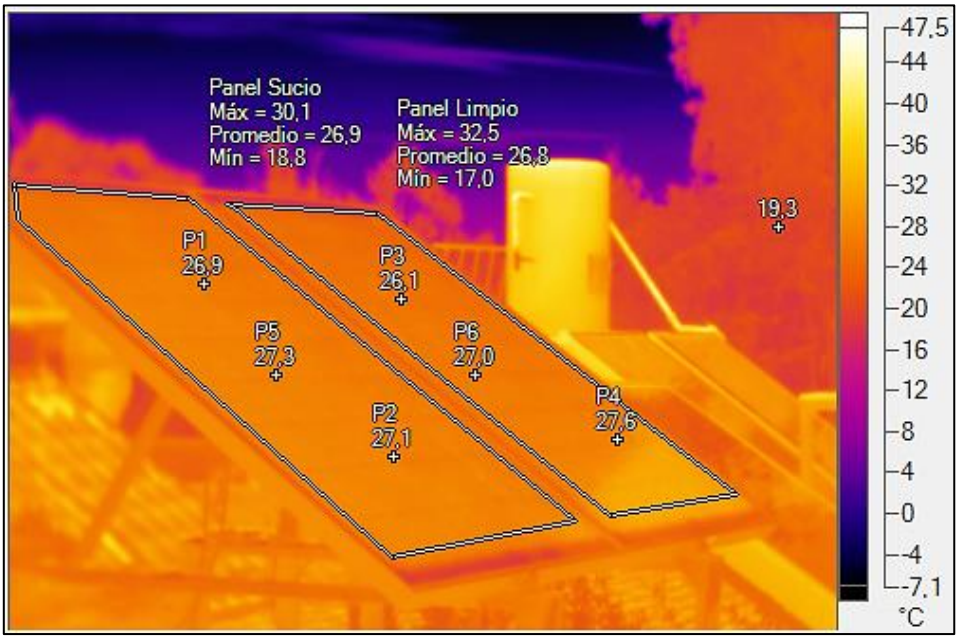



**Figura 4.7: Termograma y Temperatura Promedio de ambos Paneles PV de Poli-Si, luego de la limpieza del Panel Derecho (Aproximadamente, al Mediodía).**

**Figura 4.8: Temperatura promedio de ambos Paneles PV de Poli-Si en formato Visible Completo.**

## Termograma n°2

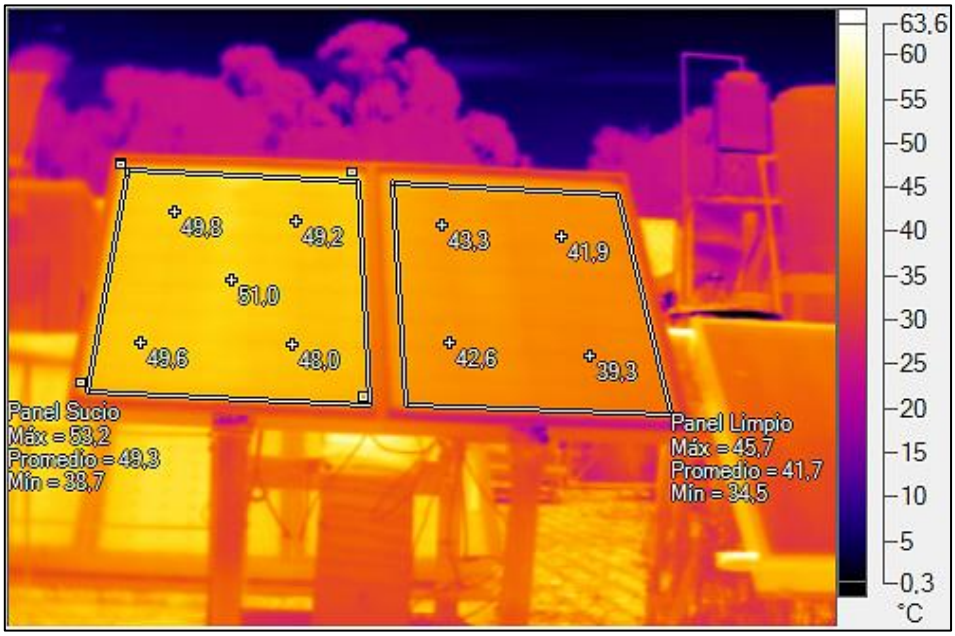



**Figura 4.9: Vista Infrarroja frontal de ambos paneles PV de Poli-Si, aproximadamente a las 14:17 hrs.**

**Figura 4.10: Vista Frontal de ambos paneles PV de Poli-Si en formato Visible, aproximadamente a las 14:17 hrs.**

## Termograma n°4

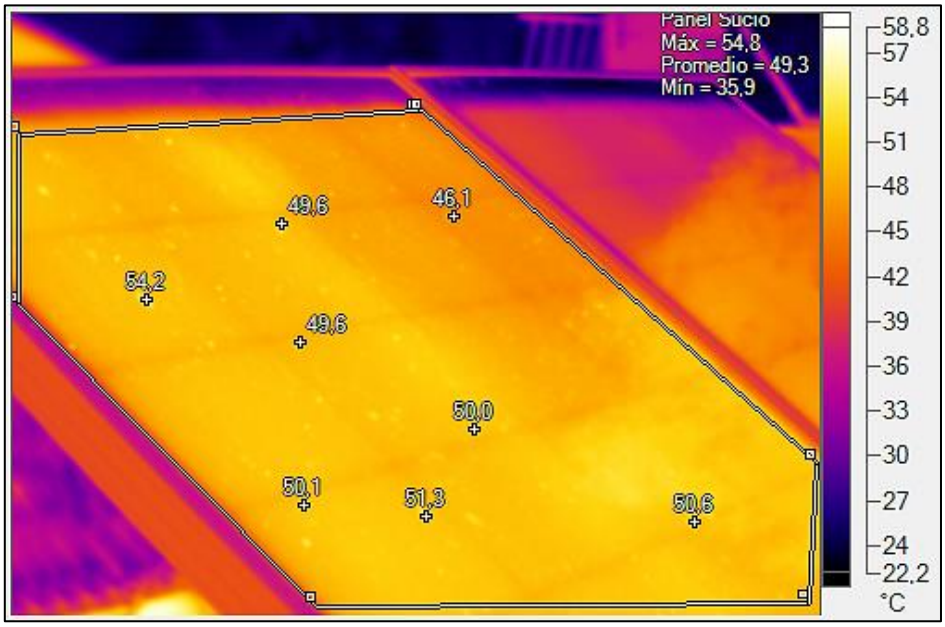



**Figura 4.11: Acercamiento Infrarrojo a Panel PV de Poli-Si Sucio, aproximadamente, a las 14:28 hrs.**

**Figura 4.12: Acercamiento a Panel PV de Poli-Si sucio en formato Visible, aproximadamente a las 14:28 hrs.**

## Termograma n°7

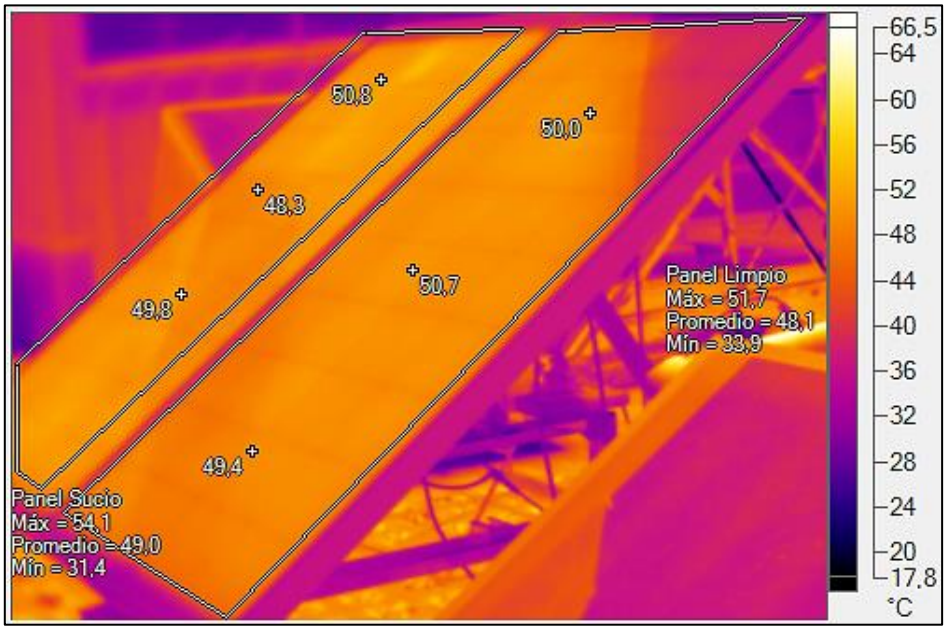



**Figura 4.13: Vista lateral de ambos Paneles PV de Poli-Si en formato Infrarrojo, aproximadamente a las 14:39 hrs.**

**Figura 4.14: Vista lateral de ambos Paneles PV de Poli-Si en formato Visible, aproximadamente a las 14:39 hrs,**

## Termograma n°9

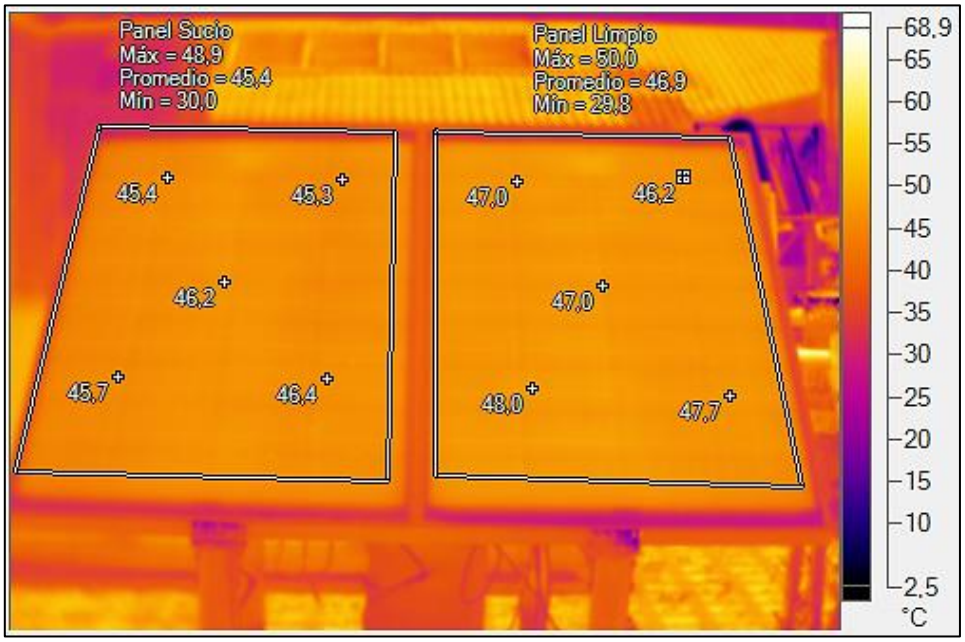



**Figura 4.15: Termograma frontal y Temperatura Promedio de ambos Paneles de Poli-Si, Aproximadamente a las 15:12 hrs.**

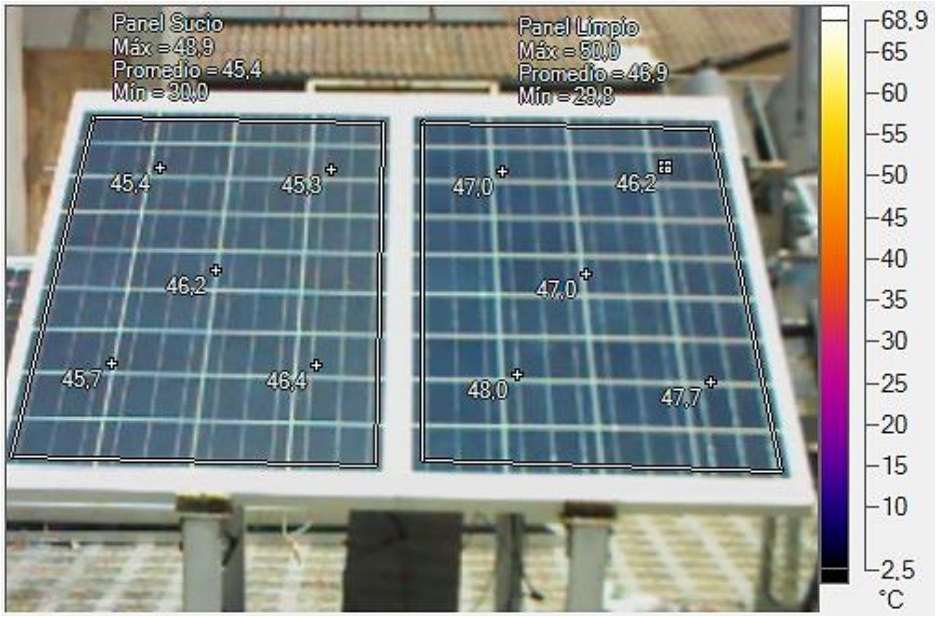



**Figura 4.16: Imagen frontal de ambos Paneles PV de Poli-Si en formato Visible, aproximadamente a las 15:12 hrs.**

**Termograma n°11**

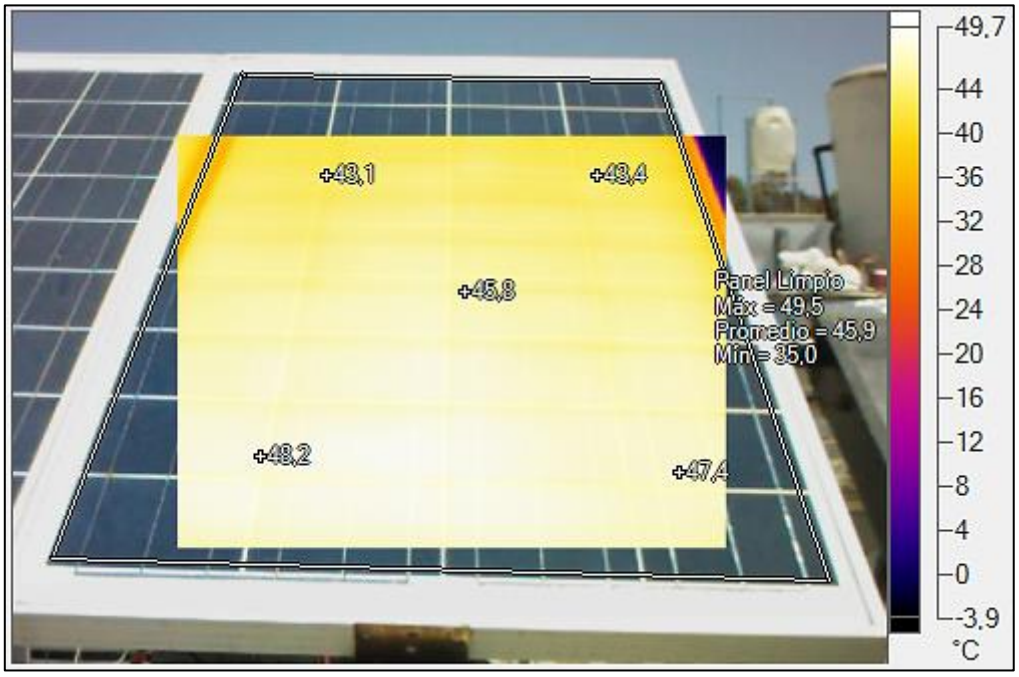



**Figura 4.17: Imagen frontal de Panel PV de Poli-Si limpio, en mezcla Infrarroja-Visible, aproximadamente a las 15:47 hrs.**

### *4.3.2 Ensayo en Sistema PV2: Módulos de Mono-Si*

De manera análoga al experimento anterior, para el ensayo realizado en los módulos de Silicio Monocristalino conectados en Paralelo, se obtuvieron los siguientes resultados generales en cada procedimiento de medición. Éstos resultados consideran los datos de Corriente, Voltaje e Irradiancia tomados en cada serie de medición para ambas configuraciones (Paneles sucios – Paneles limpios), la obtención las curvas características en cada configuración y los registros termográficos.

La siguiente tabla, muestra un resumen de los principales parámetros fundamentales obtenidos a través del registro de las distintas configuraciones de V-I e Irradiancia al variar la carga del circuito para cada ensayo:

| | Serie de Medición | Hora | Voc [V] | Isc [A] | Irradiancia Piranómetro [W/m2] | Potencia Máxima [W] | Irradiancia Promedio del Ensayo [W/m2] | Eficiencia en Máxima Potencia | T° ambiente Promedio [°C] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Paneles Sucios | 1° Sucio | 12:10 | 19,80 | 0,00 | 952,78 | 220,80 | 962,17 | 7,7% | 25,12 |
| | | 12:32 | 0,00 | 19,50 | 961,21 | | | | |
| | 2° Sucio | 13:20 | 19,80 | 0,00 | 1001,69 | 230,40 | 1009,60 | 7,7% | |
| | | 13:42 | 0,00 | 19,50 | 1003,37 | | | | |
| | 3° Sucio | 13:50 | 19,60 | 0,00 | 1008,43 | 237,60 | 1007,33 | 8,0% | |
| | | 14:12 | 0,00 | 19,50 | 1023,61 | | | | |
| Paneles Limpios | 1° Limpio | 11:45 | 19,80 | 0,00 | 994,94 | 224,00 | 995,89 | 7,6% | 24,70 |
| | | 12:07 | 0,00 | 19,00 | 998,31 | | | | |
| | 2° Limpio | 12:15 | 19,80 | 0,00 | 935,92 | 236,30 | 962,13 | 8,3% | |
| | | 12:36 | 0,00 | 19,00 | 979,76 | | | | |
| | 3° Limpio | 12:45 | 19,70 | 0,00 | 890,39 | 219,20 | 880,88 | 8,4% | |
| | | 13:06 | 0,00 | 18,00 | 873,52 | | | | |

**Tabla 4.14: Principales Parámetros obtenidos a partir de las tres series de mediciones realizadas para cada configuración (Paneles Sucios- Paneles Limpios).**

De acuerdo al registro de datos de Corriente y Voltaje para cada serie de medición, se obtuvieron las siguientes curvas bajo distintos niveles de Irradiancia en cada ciclo de medición: Gráficos 4.12, 4.13 y 4.14 para las mediciones realizadas en los Paneles Sucios y Gráficos 4.15, 4.16 y 4.17 para los Paneles Limpios. (Azul Curva I-V, Rojo Curva P-V).

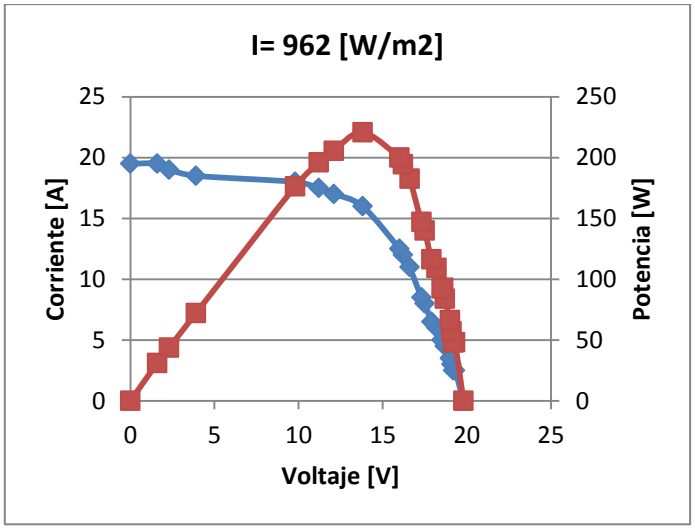



**Gráfico 4.12: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la primera serie de medición de los Paneles Sucios, con una Irradiancia promedio de 962 [W/m$^2$]**

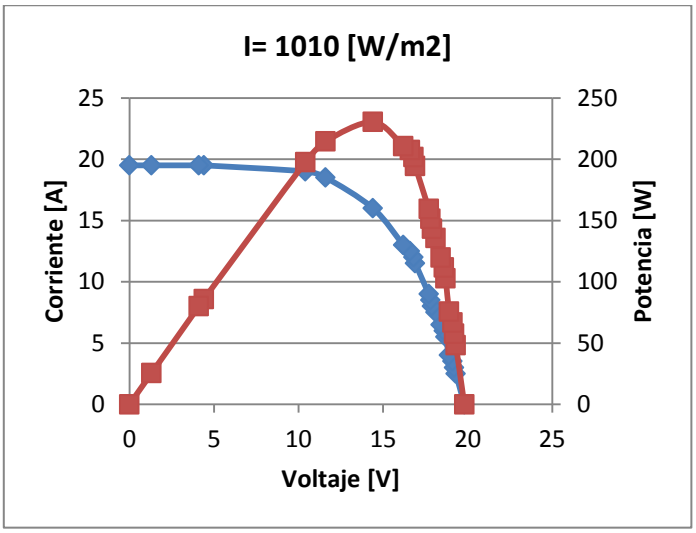



**Gráfico 4.13: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la segunda serie de medición de los Paneles Sucios, con una Irradiancia promedio de 1010 [W/m$^2$]**

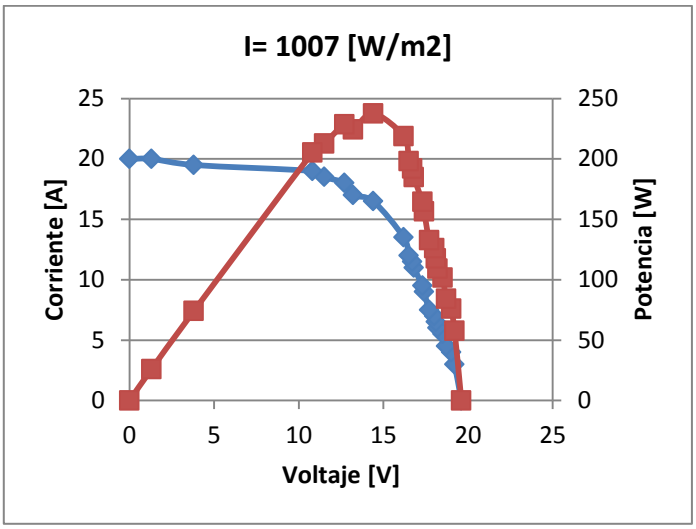



**Gráfico 4.14: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la tercera serie de medición de los Paneles Sucios, con una Irradiancia promedio de 1007 [W/m$^2$]**

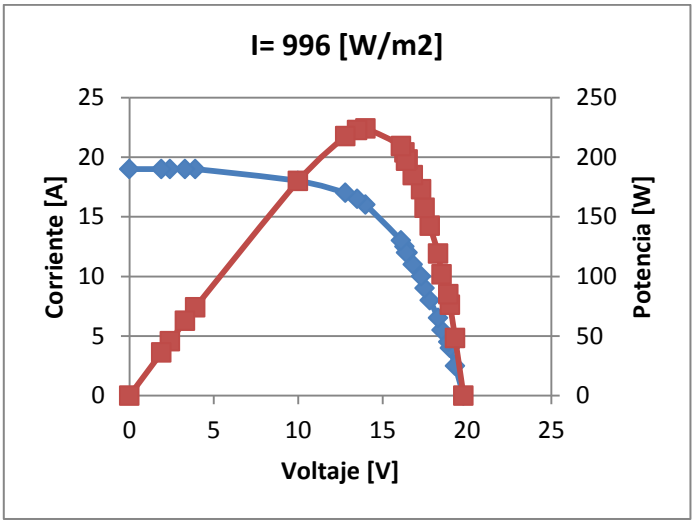



**Gráfico 4.15: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la primera serie de medición de los Paneles Limpios, con una Irradiancia promedio de 996 [W/m$^2$]**

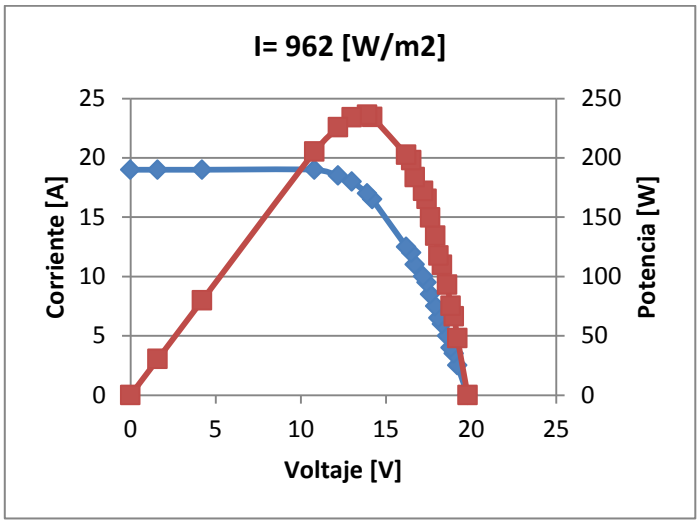



**Gráfico 4.16: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la segunda serie de medición de los Paneles Limpios, con una Irradiancia promedio de 962 [W/m$^2$]**

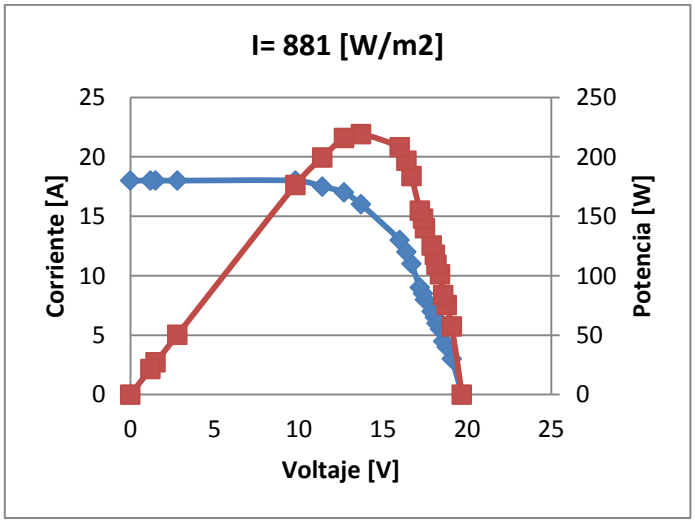



**Gráfico 4.17: Curvas I-V y P-V pertenecientes a la tercera serie de medición de los Paneles Limpios, con una Irradiancia promedio de 881 [W/m$^2$]**

#### *4.3.2.1 Temperatura de los Paneles y Termogramas*

A diferencia del ensayo efectuado en los módulos de Silicio Policristalino (PV1), la inspección termográfica realizada en éste sistema presentó ciertas limitaciones. Éstas limitaciones estuvieron relacionadas principalmente, con las dimensiones del sistema y presencia de sombras y reflejos de cuerpos aledaños. En particular, debido a que el sistema PV2 es mucho más grande que el sistema PV1, se volvió complejo realizar una inspección termográfica total del sistema (incluyendo los tres paneles), sin perder detalles de la instalación, cuidando también que los cuerpos cercanos interfieran en la medición. Para solucionar éste problema, se decidió incluir la instalación de tres Termocuplas sobre la superficie del sistema (una en cada Panel), con el objetivo de registrar la Temperatura de cada uno de ellos en cada Serie de Medición, además del análisis termográfico de la instalación:

| | Temperatura Promedio Sistema Paneles Sucios [°C] | Temperatura Promedio Sistema Paneles Limpios [°C] |
|---|---|---|
| Serie 1 | 47,7 | 48,4 |
| Serie 2 | 48,8 | 49,9 |
| Serie 3 | 48,4 | 48,9 |

**Tabla 4.15: Temperatura Promedio del Sistema PV2 para cada serie de Medición, en la modalidad Paneles Sucios y Paneles Limpios.**

Con respecto a las imágenes termográficas obtenidas a través de la inspección del sistema, éstas no presentaron mayores diferencias entre sí, por ende, se seleccionaron los siguientes termogramas luego de ser analizados y procesados en SmartView:

## Termograma n°1

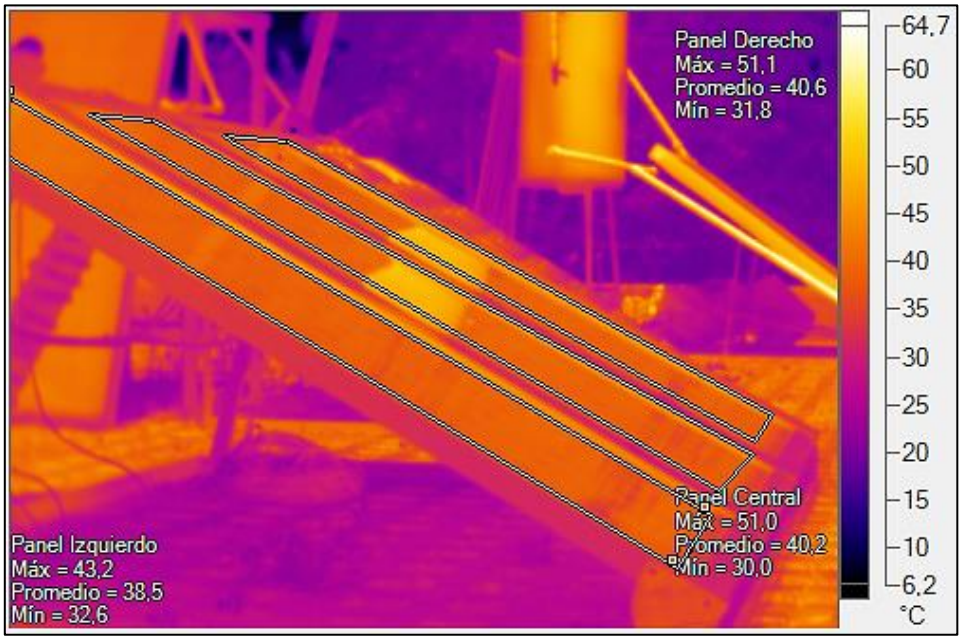



**Figura 4.18: Vista Lateral del Sistema de Paneles PV Mono-Si Sucios en formato Infrarrojo, al inicio del ensayo experimental (09-12-2015).**

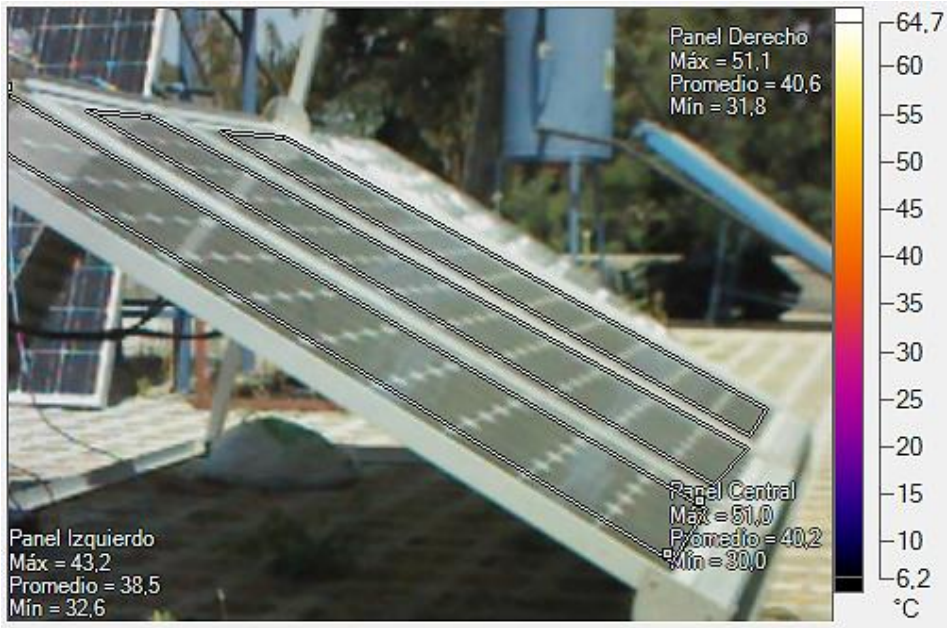



**Figura 4.19: Vista Lateral del Sistema PV de Mono-Si en Formato Visible.**

## Termograma n°2

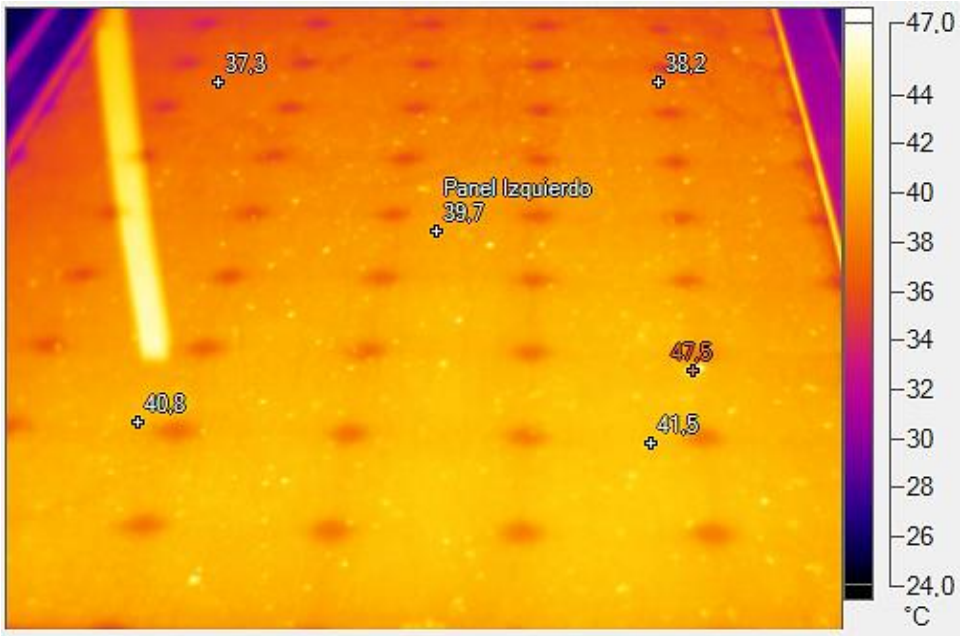



**Figura 4.20: Acercamiento Panel Izquierdo del Sistema PV2 Sucio, en formato Infrarrojo durante el ensayo experimental (09-12-2015).**

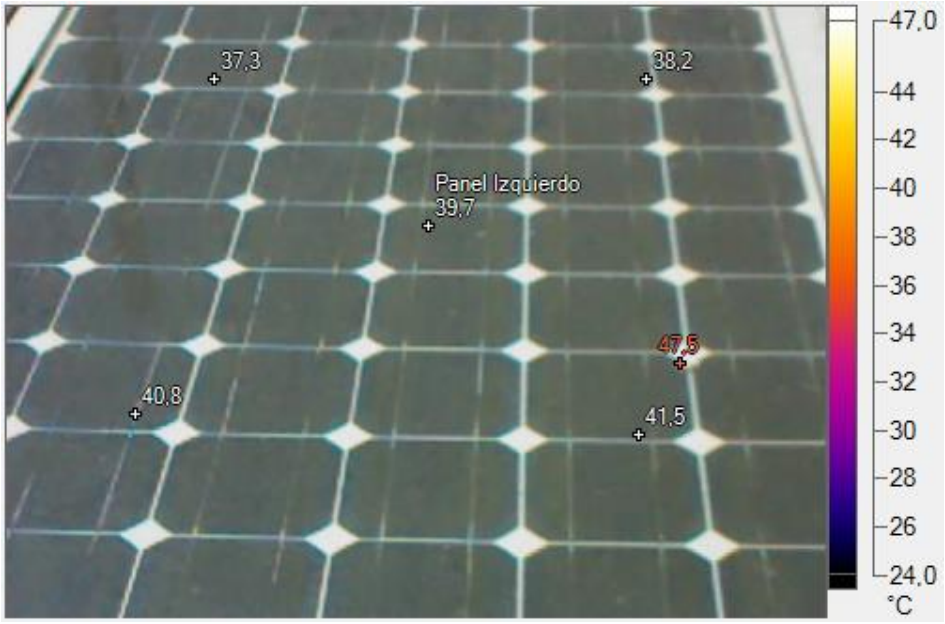



**Figura 4.21: Acercamiento Panel Izquierdo del Sistema PV2 en formato visible.**

## Termograma n°3

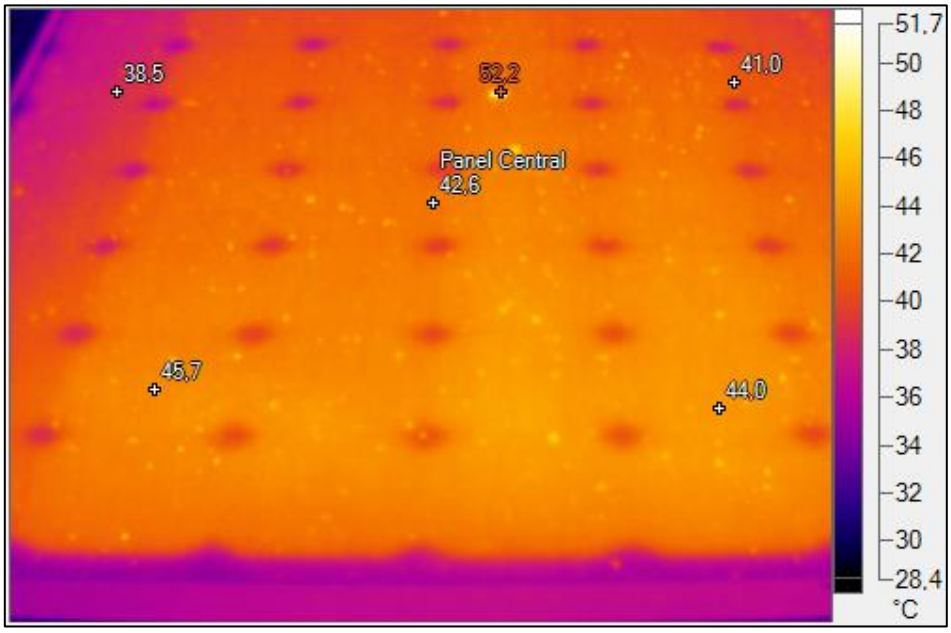



**Figura 4.22: Acercamiento a Panel Central del Sistema Sucio PV2 en formato infrarrojo durante el ensayo experimental (09-12-2015).**

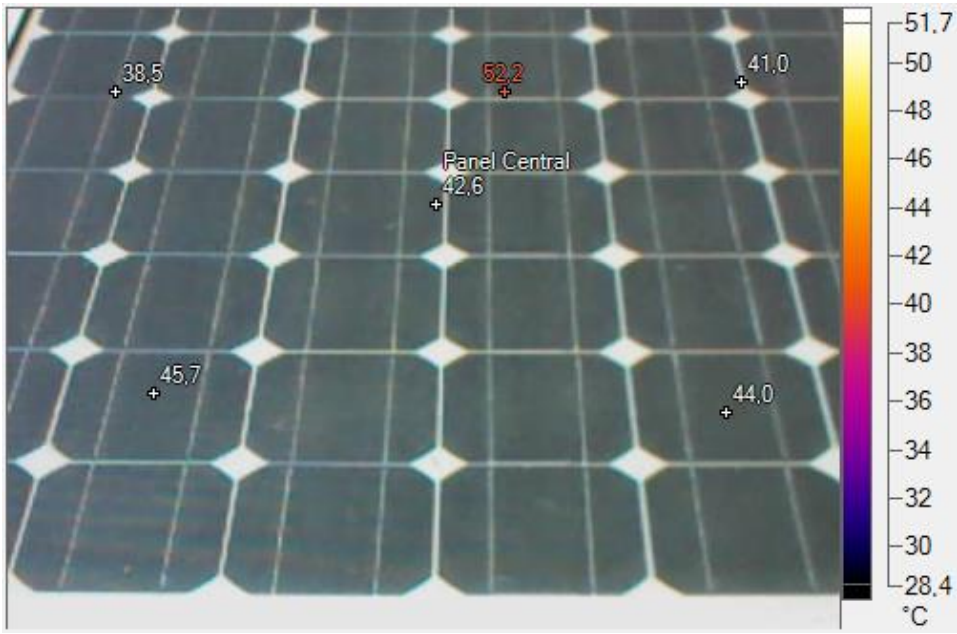



**Figura 4.23: Acercamiento a Panel Central del Sistema PV2 en formato Visible.**

## Termograma n°4

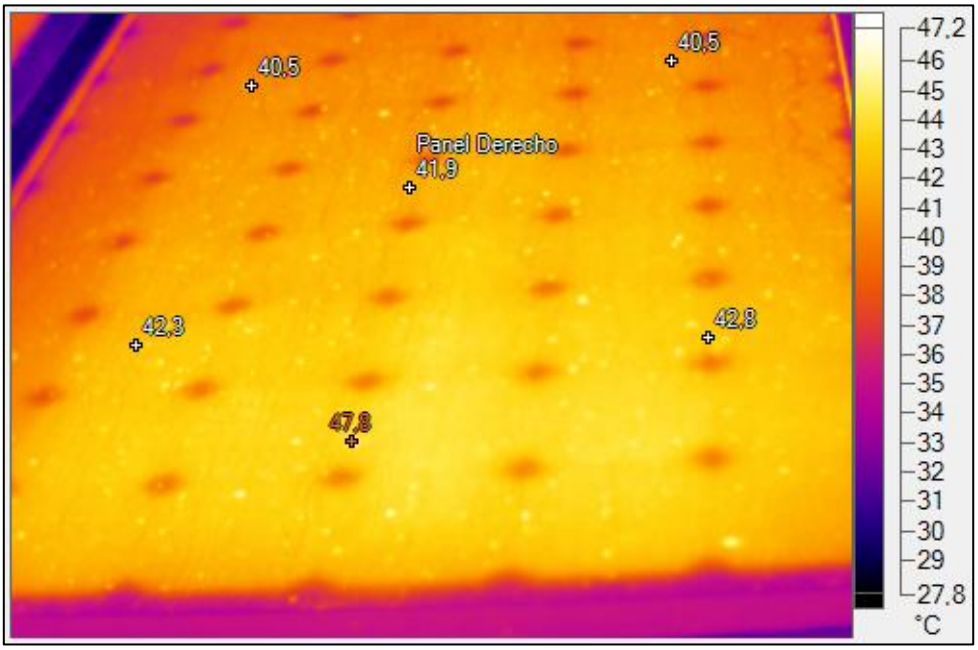



**Figura 4.24: Acercamiento Panel Derecho Sistema PV2 Sucio en formato infrarrojo, durante el ensayo experimental (09-15-12).**

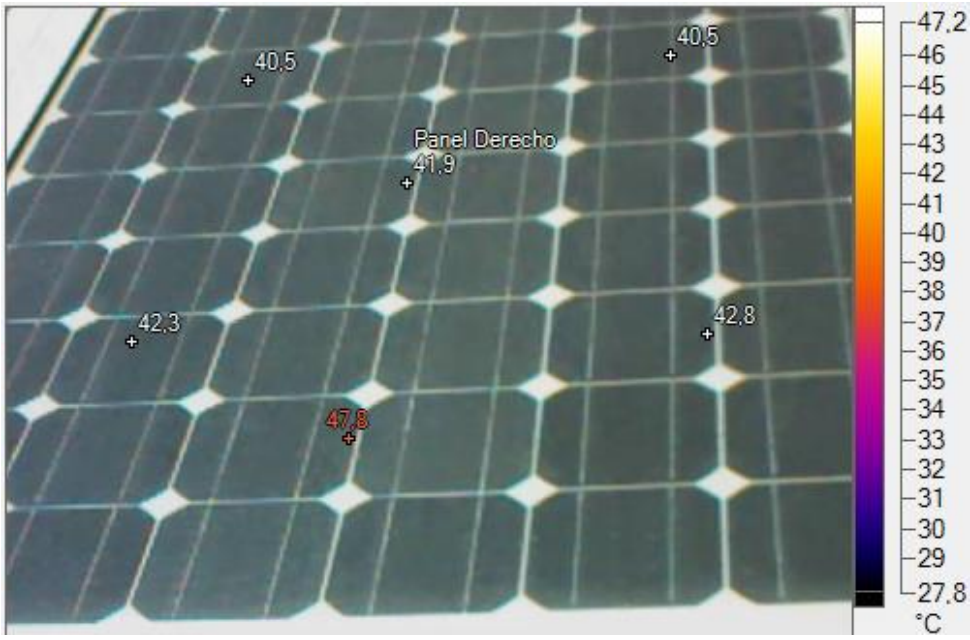



**Figura 4.25: Acercamiento Panel Derecho Sistema PV2 Sucio en formato Visible.**

## Termograma n°5

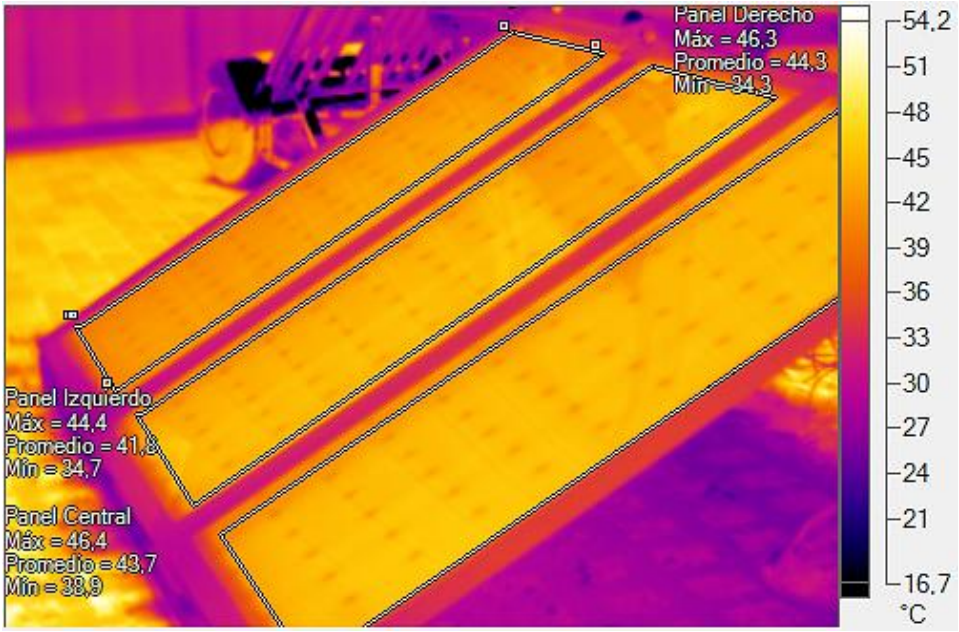



**Figura 4.26: Vista Lateral del Sistema de Paneles PV de Mono-Si Limpios, en formato Infrarrojo, al final de Ensayo experimental (15-12-2015).**

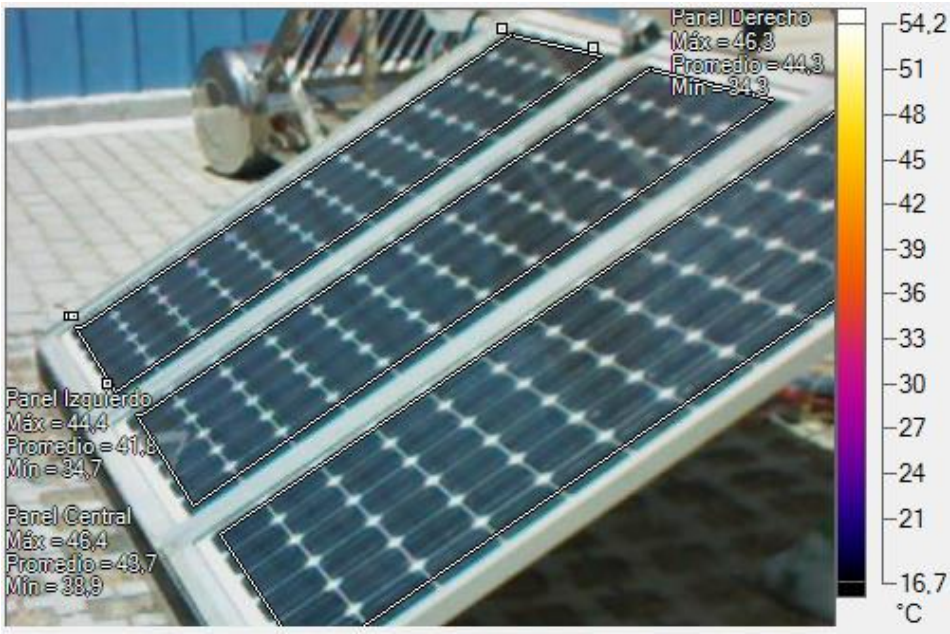



**Figura 4.27: Vista Lateral del Sistema de Paneles PV de Mono-Si en Formato Visible.**

## 4.4 Análisis de Resultados

### *4.4.1 Ensayo en Módulos de Silicio Policristalino (PV1)*

En referencia al ensayo experimental llevado a cabo para el sistema de dos módulos PV independientes de Poli-Si, el análisis de resultados considera los siguientes aspectos:

#### *4.4.1.1 Ensuciamiento y Rendimiento Energético de los Módulos*

Como fue analizado a través de la Teoría, el rendimiento energético de un sistema fotovoltaico depende principalmente, de la Irradiancia y de la Temperatura de las Celdas. Por tanto, debido a que las condiciones ambientales fueron variables a lo largo del ensayo, con el fin de evaluar el rendimiento energético los del Módulos Fotovoltaicos y comparar los resultados obtenidos entre el Panel de Prueba (Panel Limpio) y el Panel Sucio, se decidió utilizar por su simplicidad, un modelo matemático para estimar el valor Teórico de la Potencia Máxima producida por los módulos, corrigiendo los efectos de la Temperatura de Celda e Irradiancia. Para esto, se utilizó el Modelo de Coeficiente de Temperatura para la Potencia (Power Temperature Coefficient Model) (27), el cual, considera dos parámetros fundamentales como datos de entrada: la Irradiancia POA Efectiva ($E_e$) y la Temperatura T de los módulos:

$$\boldsymbol{E_e = \frac{I_{sc} \cdot E_0}{I_{sc0} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - T_0)]}} \quad \textbf{(4.1)}$$

De acuerdo al modelo, al usar $E_e$, se remueve esencialmente, los efectos de la variación del espectro solar y las pérdidas por reflectancia, permitiendo que la influencia de la Irradiancia y Temperatura, puedan ser estudiadas de manera más práctica. La ecuación 4.1, permite obtener el valor de $E_e$ a partir de la Temperatura del módulo y la Isc medida, considerando el factor α (factor de corrección de la Isc por temperatura, $°C^{-1}$) y los valores de Temperatura de la celda e Irradiancia en STC.

Por otra parte, la Potencia Máxima es corregida por temperatura y se asume que la Pmáx, es proporcional a la Irradiancia si la Temperatura es constante:

$$\boldsymbol{P_{máx}} = \frac{\boldsymbol{E_e}}{\boldsymbol{E_0}} \cdot \boldsymbol{P_{máx0}} \cdot [\mathbf{1} + \boldsymbol{\gamma} \cdot (\boldsymbol{T} - \boldsymbol{T_0})] \quad \textbf{(4.2)}$$

Donde $E_0$ y $T_0$ y $P_{máx0}$, corresponden a la Irradiancia, Temperatura y Potencia en STC y γ, corresponde al factor de corrección de la Potencia máxima por temperatura °C$^{-1}$.

Conforme a lo anterior, para aplicar los factores de corrección del Modelo a los resultados experimentales, se utilizó la información proporcionada por los Termogramas, para determinar la Temperatura promedio de los Paneles en cada serie de medición. Para ello, los datos presentados en la Tabla 4.13, fueron graficados aplicando una Regresión Lineal, que permitió obtener las Temperaturas Promedio de cada panel por Ensayo (Tabla 4.16). Considerando las correcciones por Temperatura e Irradiancia de las series de datos registrados, mediante la aplicación de las Ecuaciones 4.1 y 4.2, se obtuvo finalmente, la Potencia Teórica Máxima y la Eficiencia Teórica para cada ensayo:

| | Serie de Medición | T° Promedio Superficie Panel [°C] | Irradiancia Ensayo [W/m$^2$] | Potencia Máxima Médida [W] | Potencia Máxima Teórica [W] | Eficiencia Real | Eficiencia Teórica | Diferencia Porcentual[54] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Panel Sucio | 1° Sucio | 50,15 | 970,84 | 87,58 | 85,35 | 11,34% | 11,05% | **-2,62%** |
| | 2° Sucio | 48,60 | 945,24 | 81,76 | 85,88 | 10,87% | 11,42% | **4,80%** |
| | 3° Sucio | 47,05 | 902,09 | 75,92 | 80,20 | 10,58% | 11,17% | **5,34%** |
| Panel Limpio | 1° Limpio | 46,53 | 908,54 | 78,50 | 81,47 | 10,86% | 11,27% | **3,65%** |
| | 2° Limpio | 45,93 | 861,82 | 74,02 | 75,37 | 10,80% | 10,99% | **1,79%** |
| | 3° Limpio | 45,40 | 844,86 | 70,08 | 72,98 | 10,43% | 10,86% | **3,98%** |

**Tabla 4.16: Aplicación del Modelo de corrección, con $Isc_0$= 6,09 [A], α= 0,05 %/°C y γ= -0,5 %/°C.**

[54] Los resultados obtenidos de Diferencia Porcentual producida entre los valores Teóricos y Experimentales de ambos ensayos, son de igual magnitud para la Potencia y la Eficiencia.

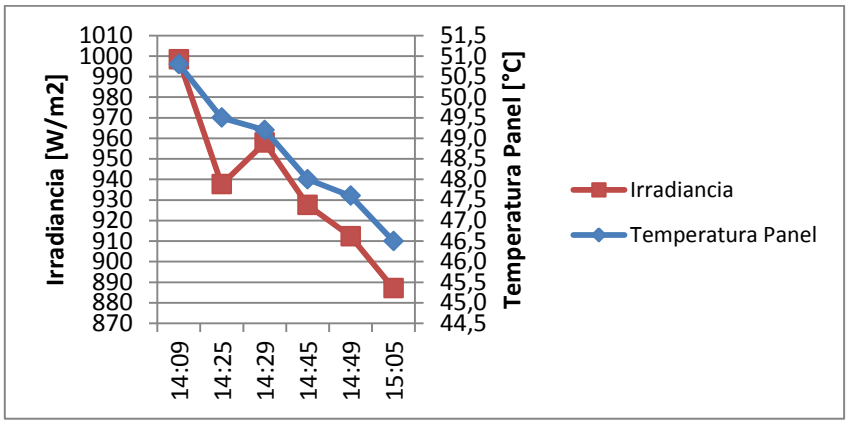



**Gráfico 4.18: Evolución de la Temperatura superficial [°C] Panel Sucio e Irradiancia [W/m$^2$], al principio y final de cada serie de medición.**

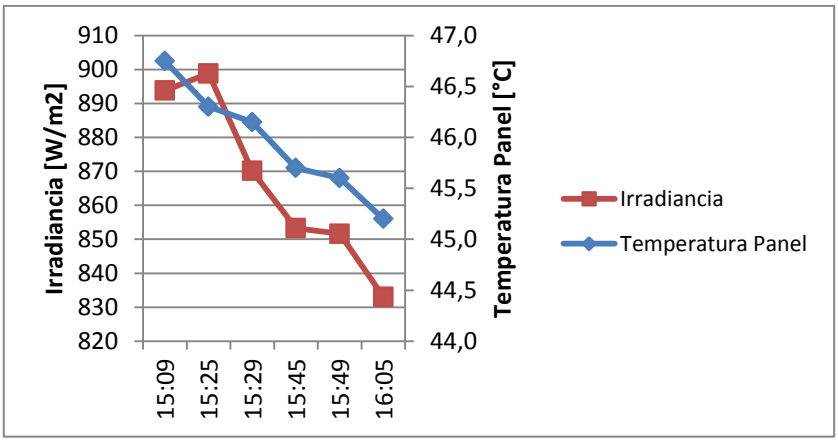



**Gráfico 4.19: Evolución de la Temperatura superficial [°C] Panel Limpio e Irradiancia [W/m$^2$], al principio y final de cada serie de medición.**

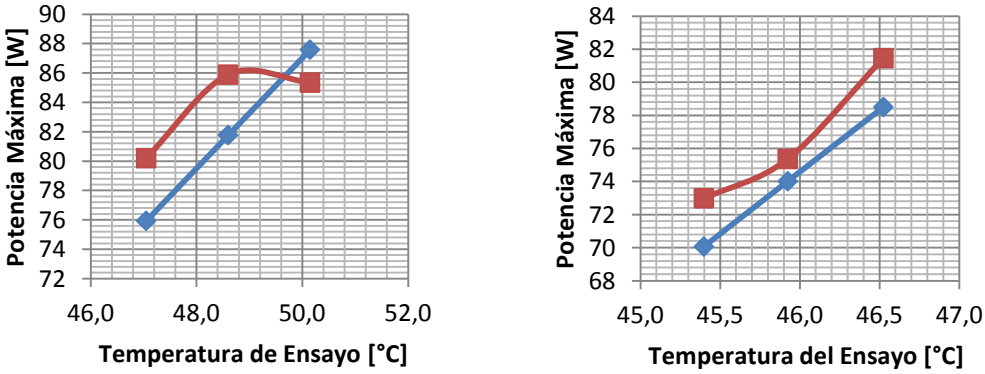



**Gráfico 4.20: Potencia Máxima Experimental (Azul) y Teórica (Rojo) en función de la Temperatura del Panel [°C]. Izquierda: Panel Sucio, Derecha, Panel Limpio.**

De acuerdo a anterior, la aplicación del modelo permite analizar los siguientes elementos:

a) **Valores Teóricos y Experimentales obtenidos:** Con respecto a los valores obtenidos a través de la aplicación del Modelo, tanto la Potencia Máxima Teórica, como la Eficiencia Teórica, son en promedio, superior a los valores experimentales registrados para ambos casos (Panel Sucio y Panel Limpio). No obstante, aunque las diferencias porcentuales existentes entre los valores Teóricos y Experimentales es pequeña para ambos ensayos, se aprecia una mayor diferencia en los ensayos realizados para el Panel Sucio; diferencia que llega hasta un 5,34%, mientras que para el Panel Limpio, la máxima diferencia porcentual es de un 3,98%.

   De acuerdo a las imágenes termográficas presentadas en el punto anterior (y como se discutirá en la sección 4.4.1.3), ambos paneles no registran evidencias de fallas aparentes o desperfectos que pudieran estar afectando la operación de cada módulo. Por lo tanto, las diferencias producidas entre el Panel Sucio y Panel Limpio se deben categóricamente al Fenómeno de Ensuciamiento, poniendo de manifiesto que podrían existir efectos adversos como el envejecimiento de los paneles, que no fue visualizable a través de los termogramas.

   A pesar de lo anterior, al realizar una comparación entre ambos Paneles PV, se torna difícil cuantificar la pérdida porcentual provocada por ensuciamiento, debido a que uno de los resultados obtenidos en la aplicación del Modelo para el caso del Panel Sucio, tuvo un valor negativo (valor Experimental superior a Valor Teórico). Por lo tanto se sugiere para futuras investigaciones, ampliar el número de mediciones.

b) **Temperatura de las Celdas:** En términos prácticos, la Temperatura promedio de placa observada para ambos paneles, fue sensible a los cambios de Irradiancia, presentando una variación relativamente proporcional, como puede observarse en los Gráficos 4.18 y 4.19. No obstante, los efectos de la Irradiancia y la Temperatura sobre el rendimiento energético de los módulos, fueron considerados a través de la

aplicación del Modelo, con el fin de evaluar el efecto del fenómeno de ensuciamiento sobre los Paneles PV.

Ahora bien, considerando los resultados presentados en la Tabla 4.13, algunos de los Termogramas seleccionados para el Análisis Experimental del Panel Sucio, incluyen la Temperatura promedio Superficial del Panel Limpio, como es el caso de los Termogramas 5, 6 y 7. A partir de ellos puede observarse que para la misma hora de medición y bajo las mismas condiciones de Irradiancia, la Temperatura Promedio del Panel Sucio, fue superior a la del Panel Limpio, con una diferencia de hasta 3,4 °C para el caso del Termograma 5. Por tanto, la suciedad depositada sobre el Panel Izquierdo, tiende a absorber parte de la radiación incidente, provocando que una menor radiación llegue a la superficie del Panel. Éste mismo hecho provoca la obtención de mayores temperaturas superficiales en el Panel Sucio, correspondientes a la Temperatura del polvo depositado, en donde la temperatura asociada a la Placa PV, debería ser igual o similar a la temperatura observada del Panel Limpio.

Finalmente, es importante considerar que para las mediciones realizadas, el valor de emisividad fue ajustado de acuerdo a los parámetros de la Cámara Térmica, a 0,92 (vidrio), mientras que para el Poli-Si, el valor de emisividad es de 0,65. Esta diferencia puede inducir a errores influyentes en la exactitud de los valores de temperatura medidos de la superficie de Silicio, los que también pueden incidir en la medición de la Temperatura del Polvo depositado.

#### *4.4.1.2 Análisis de Curvas Características*

De acuerdo a las especificaciones del fabricante, las Curvas Características en Condiciones Estándar (STC) para ambos paneles, tienen la estructura de la Gráfica 4.21, considerando los valores de $I_{sc}$= 6,09 [A], $V_{oc}$=21,56 [V] y $P_{máx}$= 100 [W] (Anexo E).

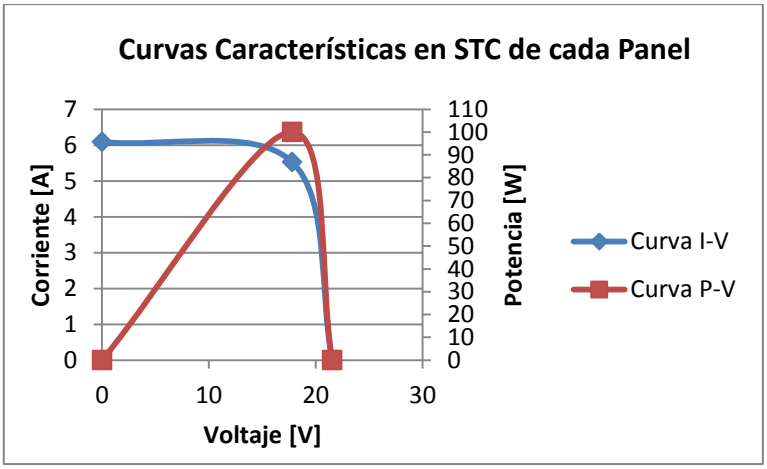



**Gráfico 4.21: Curva I-V y P-V en STC para ambos paneles PV de Poli-Si.**

No obstante, las curvas obtenidas durante ambos ensayos experimentales (Panel Sucio y Panel Limpio) difieren en tamaño y proporciones de las curvas del Gráfico 4.21, debido a que fueron registradas en condiciones variables de Irradiancia y Temperatura ambiente. Por tanto, cada curva, para cada serie de medición, es el resultado de la combinación de dos variables, Corriente y Voltaje, cuya multiplicación punto por punto, entrega la Potencia de Salida a un determinado nivel de Irradiancia.

Conforme a lo anterior, respecto a la Forma de las Curvas Experimentales obtenidas, para ambos paneles PV, los gráficos presentados en cada serie de medición son bastante similares en forma a las Curvas I-V y P-V mostradas en la Gráfico 4.21. De ésta manera, al igual que los resultados obtenidos a través de Termografía, éste aspecto es bastante importante de destacar, debido a que es un indicador de que los paneles se encuentran en buen estado:

1. Panel Sucio: Las curvas I-V y P-V de las tres series de datos registrados en éste Panel, presentan una buena respuesta frente a las condiciones de operación, salvo las ciertas anomalías observables en la Curva I-V de las dos primeras series de medición, ocasionadas principalmente, por la presencia de ensuciamiento sobre el panel.

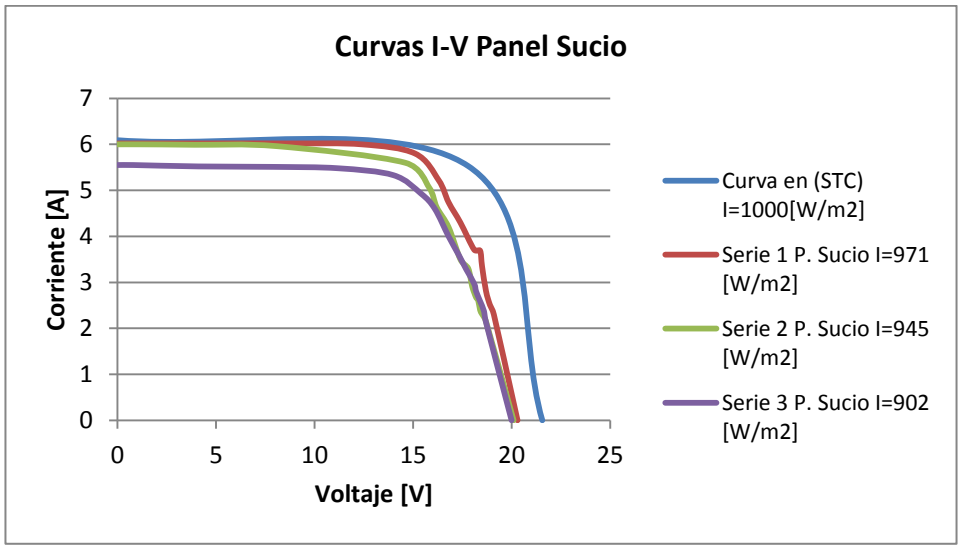



**Gráfico 4.22: Comparación entre la Curva I-V en Condiciones Estándar y las Curvas I-V generadas en las pruebas realizadas en el Panel Sucio de Poli-Si.**

2. Panel Limpio: A diferencia de lo que ocurre en la Gráfica superior, el Panel Limpio presentó una excelente respuesta frente a las condiciones de operación, mostrando para todas las Series de datos registrados, zonas bastante homogéneas para cada región de Voltaje: Una región prácticamente sin pendiente por encima de 0 [V], un codo o rodilla bastante suave en el punto de Máxima Potencia y una región bastante inclinada al llegar al Voc:

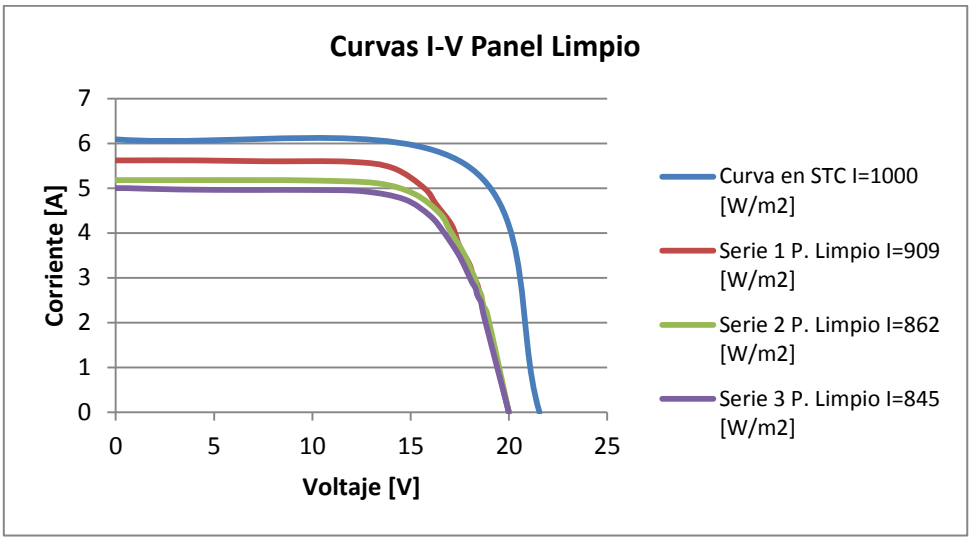



**Gráfico 4.23: Comparación entre la Curva I-V del Fabricante en STC y las Curvas obtenidas a través del ensayo experimental en el módulo Limpio.**

#### ***4.4.1.3*** *Análisis Termográfico*

Con respecto al análisis termográfico realizado durante ambas mediciones, los termogramas presentados en la lista de la tabla 4.13, no presentaron mayores diferencias entre sí, y por éste motivo, sólo fueron mostrados seis de los once Termogramas en la sección 4.3.1.1. De ésta manera y de acuerdo a las imágenes termográficas presentadas para ambos paneles PV de Poli-Si, no se visualizaron Puntos Calientes o Puntos Fríos que indiquen daños, fallas o desperfectos que pudieran incidir en el funcionamiento de los Paneles PV. Por ende, ambos Módulos PV se encuentran en buenas condiciones, resultado que puede contrastarse con lo obtenido a través del Análisis de las Curvas Características.

Finalmente cabe destacar, que en algunas de las imágenes termográficas tomadas sobre el Panel Sucio, como por ejemplo el Termograma n°4, es posible visualizar una gran cantidad de Puntos Calientes sobre la superficie del Panel. No obstante, estos puntos calientes sólo fueron provocados por la suciedad depositada sobre el Panel, los cuales pueden removerse mediante una limpieza de la superficie.

### *4.4.2 Ensayo en Módulos de Silicio Monocristalino (PV2)*

De manera análoga al ensayo realizado en los módulos de Poli-Si, el ensayo experimental realizado para los Paneles PV de Silicio Monocristalino considera los siguientes aspectos:

#### *4.4.2.1 Ensuciamiento y Rendimiento Energético del Sistema*

De acuerdo a los resultados experimentales presentados en la Tabla 4.14, con el fin de evaluar el rendimiento energético asociado al Sistema de Paneles Fotovoltaicos de Mono-Si, se utilizó el mismo Modelo anterior (The Power Temperature Coefficient Model), para evaluar el efecto de ensuciamiento al estimar los valores Teóricos de la Potencia Máxima y Eficiencia producida por los Módulos PV. En ésta ocasión, como las imágenes termográficas presentaron ciertas limitaciones para obtener de la Temperatura del sistema, se utilizaron los valores promedio de Temperatura de las celdas (Tabla 4.15) como datos de entrada del Modelo:

| | Serie de Medición | T° Promedio Superficie Paneles [°C] | Irradiancia Ensayo [W/m2] | Potencia Máxima Médida [W] | Potencia Máxima Teórica [W] | Eficiencia Real | Eficiencia Teórica | Diferencia Porcencual |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| P. Sucios | 1° P. Sucios | 47,70 | 962 | 220,80 | 270,31 | 7,7% | 9,48% | **18,3%** |
| | 2° P. Sucios | 48,78 | 1010 | 230,40 | 268,91 | 7,7% | 8,99% | **14,3%** |
| | 3° P. Sucios | 48,39 | 1007 | 237,60 | 269,41 | 8,0% | 9,02% | **11,8%** |
| P. Limpios | 1° P. Limpios | 48,37 | 996 | 224,00 | 262,53 | 7,6% | 8,89% | **14,7%** |
| | 2° P. Limpios | 49,89 | 962 | 236,30 | 260,62 | 8,3% | 9,14% | **9,3%** |
| | 3° P. Limpios | 48,86 | 881 | 219,20 | 248,13 | 8,4% | 9,50% | **11,7%** |

**Tabla 4.17: Aplicación del Modelo de corrección, con $Isc_0$= 19,5 [A], α= 0,04 %/°C y γ= -0,40 %/°C[55].**

[55]George Makrides et al., Performance of Photovoltaics Under Actual Operating Conditions. < http://cdn.intechopen.com/pdfs/32596/InTech-Performance_of_photovoltaics_under_actual_operating_conditions.pdf>.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la Tabla anterior, tanto la Potencia Máxima Teórica, como la Eficiencia Teórica del Sistema Fotovoltaico, son superiores a los valores experimentales registrados en cada serie de medición y para ambos casos (Sistema Sucio y Sistema Limpio), teniendo diferencias porcentuales considerables, que alcanzan el 18,3% en el caso del Sistema Sucio y un 14,7% para el Sistema Limpio. No obstante, al comparar ambas configuraciones del sistema, se observa una pérdida energética de 2,93 p.p. ocasionada por el Fenómeno de Ensuciamiento luego de 51 días de exposición, correspondiente a la resta entre la Diferencia Porcentual (promedio) de la Configuración Sucia del sistema respecto a la Configuración Limpia:

$$Dif.\%\,prom_{P.Sucios} - Dif.\%\,prom_{P.Limpios} = 14{,}81 - 11{,}89 = 2{,}93\ \ (p.p.)$$

#### ***4.4.2.2*** *Análisis de Curvas Características*

Considerando las características del Fabricante para cada Panel (Anexo F); $P_{máx}$=100 [W], $I_{sc}$=6,5 [A] y $V_{oc}$=21 [V], las Curvas I-V y P-V para el Sistema de tres Paneles Mono-Si conectados en paralelo bajo condiciones STC es la siguiente:

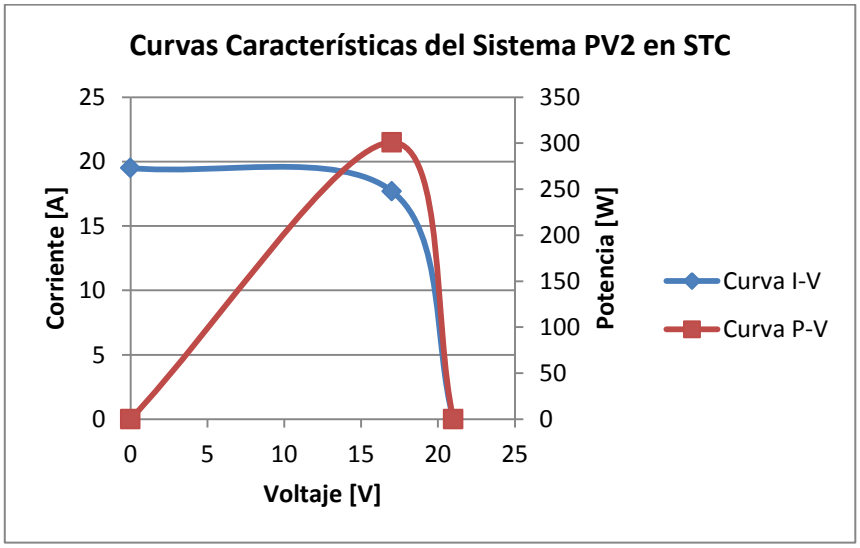



**Gráfico 4.24: Curvas I-V y P-V correspondientes al Sistema de Módulos PV de Mono-Si conectado en Paralelo en STC.**

Por consiguiente, al comparar la curva I-V en STC con las curvas obtenidas en los ensayos, en condiciones variables de Irradiancia y Temperatura ambiente se tiene lo siguiente:

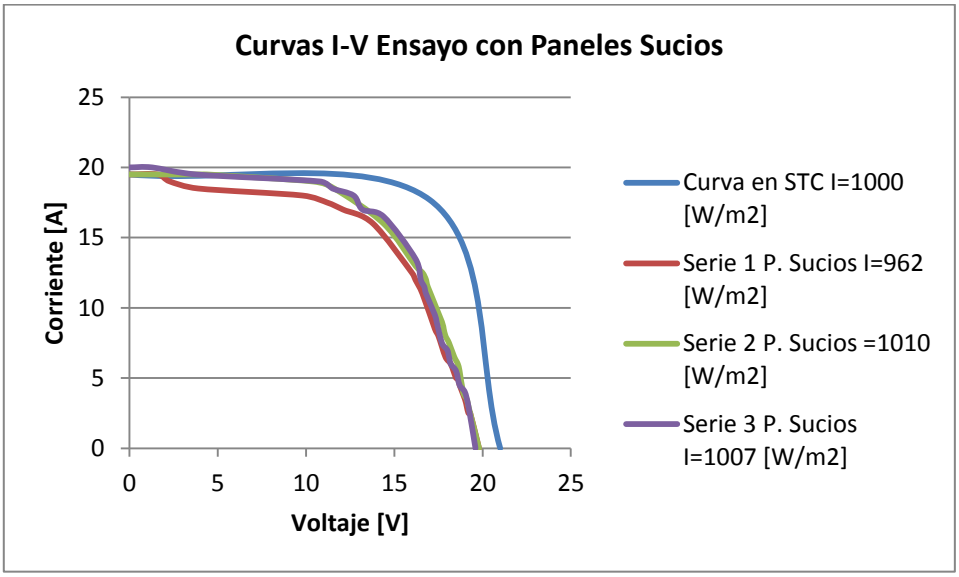



**Gráfico 4.25: Comparación entre la Curva I-V en STC con las curvas I-V obtenidas en el ensayo experimental realizado en los Módulos de Mono-Si Sucios.**

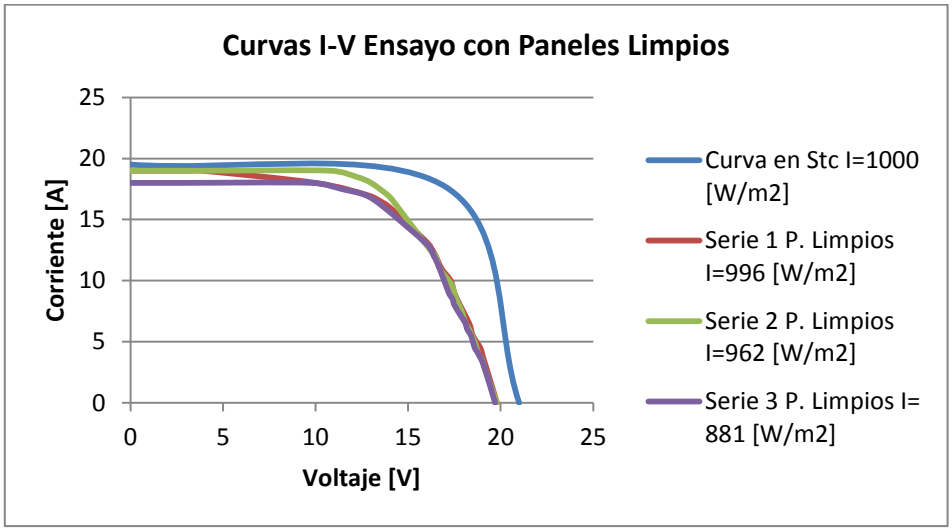



**Gráfico 4.26: Comparación entre la curva I-V en STC con las curvas I-V obtenidas a partir del ensayo experimental realizado en los Módulos PV Mono-Si Limpios.**

a) **Curvas I-V Paneles Sucios:** Considerando la comparación presentada en el gráfico 4.25, aunque las curvas experimentales obtenidas a partir de las tres series de medición con los Paneles Sucios, se asemejan en forma a la Curva I-V en STC, éstas presentan ciertas irregularidades y desviaciones atribuidas principalmente, tanto al fenómeno de ensuciamiento, como a los posibles errores sistemáticos o aleatorios producidos durante el periodo de medición.

b) **Curvas I-V Paneles Limpios:** De manera similar al análisis anterior, las curvas presentadas en el Gráfico 4.26, muestran ciertas irregularidades respecto a la Curva I-V del fabricante (pero en menor grado que las Curvas analizadas para los Paneles Sucios), que pudieron haber sido ocasionadas por errores aleatorios durante el proceso de medición.

#### ***4.4.2.3*** *Análisis Termográfico*

Con respecto al análisis termográfico, así como se expresó en la sección 4.3.2.1, hubo ciertos inconvenientes al realizar la inspección termográfica de la instalación durante ambos ensayos experimentales. Dichos inconvenientes estuvieron relacionados principalmente con la pérdida de información al tratar de tomar un Termograma total de la instalación (las imágenes tomadas de lejos no presentaban detalles nítidos de los Paneles PV) y la presencia de objetos cercanos que provocaron sombras y reflejos sobre la instalación, (como puede verse en los Termogramas n°1, 2 y 5), pudiendo afectar los resultados, en términos de Temperatura, de las imágenes termográficas.

A pesar de lo anterior, respecto a la calidad de los Paneles Fotovoltaicos Analizados, no se encontraron evidencias de posibles fallas o desperfectos que pudieran dañar la operación del sistema mediante termografía. No obstante y de acuerdo a la información proporcionada por el LER, los paneles PV se encontraban cercanos a cumplir su vida útil, convirtiendo al envejecimiento del sistema, un fenómeno adverso que pudo influir en la operación de los equipos analizados, reflejándose en la baja eficiencia de sistema obtenida en ambos ensayos.

# CONCLUSIONES

En el presente trabajo, se logró analizar la utilización de Termografía Infrarroja para el estudio del Fenómeno de Ensuciamiento (comúnmente producido sobre los Equipos Solares Fotovoltaicos), mediante la implementación de dos ensayos experimentales llevados a cabo en dos Sistemas Fotovoltaicos distintos: Sistema de Paneles PV de Poli-Si y Sistema de Paneles de PV de Mono-Si). Cada ensayo, consideró el registro de las variables elementales asociadas a cada sistema (Corriente, Voltaje y Potencia), Irradiancia y Temperatura de los Módulos y la aplicación de un Modelo Teórico, con el fin de evaluar el rendimiento energético producido por los paneles PV, frente a las condiciones de ensuciamiento de cada sistema, luego de 45 días de Exposición (para el Sistema de Paneles de Poli-Si) y 51 días (para el sistema de Paneles de Mono-Si). Los resultados presentados a partir de ambos ensayos, permitieron obtener las siguientes conclusiones:

a) **Ensayo en Sistema de Módulos Poli-Si (PV1):** Los resultados obtenidos para éste sistema, mostraron un mayor rendimiento energético frente a las condiciones de operación del Panel Sucio, llegando a una Potencia Máxima de 88 [W] con una eficiencia de 11,34% luego de 45 días de exposición, mientras que para el Panel Limpio, la Potencia Máxima obtenida fue de 81 [W] con una eficiencia de 10,86%. No obstante, al comparar los resultados experimentales de Potencia Máxima y Eficiencia para ambos módulos, respecto a los valores Teóricos obtenidos a través de la aplicación del modelo, se observaron mayores diferencias porcentuales para el Panel sucio, cuyo valor alcanzó hasta un 5,34%, mientras que para el Panel limpio sólo alcanzó un 3,98%.

   De acuerdo al análisis termográfico de ambos paneles y el estudio de sus Curvas Características, los paneles PV no presentaron fallas aparentes, poniendo de manifiesto, que las mayores diferencias producidas entre los valores Teóricos y Experimentales para el caso del Panel Sucio, se deben netamente al Ensuciamiento. No obstante, a pesar de que el Ensuciamiento afecta negativamente el rendimiento energético del Panel Sucio, no fue posible contrastar los resultados obtenidos entre

ambos paneles (para estimar la pérdida porcentual originada por ensuciamiento), debido a que uno de los resultados obtenidos tras la aplicación del Modelo en el caso del Panel Sucio, presentó una diferencia porcentual negativa (Valor Experimental mayor que Valor Teórico), poniendo de manifiesto que para trabajos futuros, se precisa de mayor cantidad de mediciones.

Con respecto a la relación existente entre el ensuciamiento y la Temperatura de placa obtenida, se observó a través de los resultados Termográficos, que algunas imágenes infrarrojas tomadas simultáneamente sobre ambos paneles, mostraban distintas Temperaturas para el Panel Sucio y Panel Limpio, bajo las mismas condiciones de Irradiancia. Éste fenómeno fundamenta lo descrito a través de la teoría, en donde la suciedad depositada tiende a absorber parte de la radiación incidente, provocando que menor radiación llegue a la superficie del panel, lo cual se traduce en un aumento de la Temperatura superficial leída por la Cámara termográfica.

b) **Ensayo en Sistema de Módulos Mono-Si (PV2):** Los resultados experimentales obtenidos para éste sistema, presentaron un mejor rendimiento asociado a la configuración Limpia, alcanzando una Eficiencia máxima de 8,4%, mientras que para la configuración Sucia, la Eficiencia máxima sólo alcanzó el 8%. Sin embargo, al comparar los resultados experimentales de Potencia Máxima y Eficiencia para ambas configuraciones, respecto a los valores Teóricos obtenidos, se observaron diferencias porcentuales bastante considerables para ambos casos, alcanzando un 18,3% para el caso de la configuración Sucia del sistema, mientras que la configuración Limpia, alcanzó un 14,7%.

Debido a que el análisis termográfico de la instalación no reveló fallas aparentes sobre el sistema, las mayores diferencias porcentuales producidas entre los valores Teóricos y Experimentales para el caso del Sistema Sucio (en comparación al Sistema Limpio), se deben a la influencia del fenómeno de ensuciamiento. De ésta manera, se observaron pérdidas en el rendimiento energético del sistema PV de 2,93 (p.p.) luego de 51 días de exposición, al comparar el promedio de las diferencias porcentuales obtenidas para ambos casos.

A pesar de lo anterior, el resultado obtenido puede presentar algunas variaciones, al considerar los errores aleatorios y sistemáticos durante el proceso de medición, como por ejemplo, las incertezas provocadas a través de las mediciones realizadas mediante las termocuplas.

## Conclusiones Generales

- Para el caso del Sistema de Módulos PV de Poli-Si, se valida a la Termografía Infrarroja como técnica de análisis del Fenómeno de Ensuciamiento, validando también, su gran potencial en la inspección de fallas o averías que pueden producirse en la operación de los Sistemas e instalaciones Solares Fotovoltaicas.
- Para el caso del Sistema de Módulos PV de Mono-Si, no es posible validar a la Termografía como medida de cuantificación Fenómeno, debido a los inconvenientes producidos durante la inspección Termográfica. No obstante, se reconoce que un cambio en las condiciones de medición (por ejemplo, cambio de posición de los Paneles), pudiera haber entregado mejores resultados para validar la Técnica de medición.
- Las pérdidas en la producción energética de los Módulos PV para la Zona Geográfica Analizada llegan hasta 2,93 (p.p) luego de 51 días de exposición (Caso Módulos de Mono-Si).
- De acuerdo al trabajo realizado, no es posible recomendar una Pauta de Mantenimiento para la Zona Geográfica en cuestión, puesto a que se necesita un mayor rango temporal para evaluar los efectos del Fenómeno de Ensuciamiento a largo plazo y definir los regímenes de limpieza conforme al tiempo de exposición.

# PROPUESTAS FUTURAS

Para la obtención de resultados mayormente concluyentes en cuanto a la pérdida energética producida por el Fenómeno de Ensuciamiento y su impacto en las Instalaciones Fotovoltaicas conforme al tiempo de Exposición (Pauta de Mantenimiento), se recomienda realizar una nueva metodología de ensayo para trabajos futuros:

## Propuesta de Ensayo

- Utilizar dos Paneles PV nuevos iguales (Mono-Si, Poli-Si, Capa Fina), de iguales características de Fabricante.
- Dejar a exposición y evaluar cada dos semanas en un periodo de 2 a 6 Meses (o más).
- Cada dos semanas realizar pruebas experimentales simultáneas sobre ambos Paneles, bajo condiciones de Irradiancia Controladas (1000 $W/m^2$), midiendo las mismas variables registradas en ésta Investigación (Corriente, Voltaje, Potencia, Temperatura de Celda), realizando diversas series de medición. Luego de cada jornada de medición, realizar las siguientes actividades:
    a) Tabular los Resultados Experimentales Obtenidos por Semana y comparar con el Modelo Teórico utilizado (Utilizar información de Termogramas para corregir por T°).
    b) Calcular la Pérdida Energética asociada al Ensuciamiento.
    c) Comparar los Resultados Experimentales entre el Panel Sucio y Limpio.
    d) Homologar la suciedad depositada con la estimación de la energía producida:

$$P_sucio = P_limpio \cdot (1+\psi)$$

En donde ψ corresponde a la Pérdida porcentual energética debido a la suciedad y P_sucio y P_limpio, corresponden a la Energía Producida por los Sistemas Sucio y Limpio, respectivamente.

Recomendación Final: Determinar la variación de ψ respecto al tiempo de exposición y tipo de suciedad depositada.

# BIBLIOGRAFÍA

1. **MINISTERIO de Energía.** Plan de Acción de Eficiencia Energética 2020. [En línea] [Citado el: 05 de Mayo de 2015.] http://www.energia.gob.cl/documentos/otros-documentos/plan-de-accion-de-eficiencia.html.

2. —. Agenda de Energía. Un desafío País, Progreso para todos . [En línea] Mayo de 2014. [Citado el: 05 de Mayo de 2015.] http://www.energia.gob.cl/documentos/estudios/2014/agenda-de-energia-un-desafio-pais.html.

3. **GENERADORAS de Chile.** Generación Eléctrica en Chile. [En línea] [Citado el: 10 de Mayo de 2015.] http://generadoras.cl/generacion-electrica/.

4. **CENTRO de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC SIC).** Sobre el CDEC SIC. [En línea] [Citado el: 16 de Mayo de 2015.] http://www.cdecsic.cl/sobre-cdec-sic/sic/.

5. **COMISIÓN Nacional de Energía (CNE).** Reporte Mensual Sector Energético, Volumen N°1, Enero 2016. [En línea] [Citado el: 02 de Marzo de 2016.] http://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/01/RMensual_2016Enero.pdf.

6. **MINISTERIO de Energía.** Cuenta Pública Ministerial 2014. [En línea] [Citado el: 10 de Mayo de 2015.] http://www.minenergia.cl/cuentapublica/documentos/cuentapublica2014.pdf.

7. **CENTRO para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES).** Guía de Gestión de Proyectos ERNC. [En línea] [Citado el: 20 de Abril de 2016.] http://cifes.gob.cl/wp-content/uploads/2016/03/Libros-Gestion-Comun-web.pdf.

8. **E., SAUMA Enzo.** Políticas de Fomento a las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en Chile. [En línea] [Citado el: 02 de Junio de 2015.] http://politicaspublicas.uc.cl/wp-content/uploads/2015/02/descargar-politicas-de-fomento-a-las-energias-renovables-no-convencionales.pdf.

9. **CENTRO para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES).** Reporte CIFES, Energías Renovables en el Mercado Chileno, Enero 2016. [En línea] [Citado el: 20 de Abril de 2016.] http://cifes.gob.cl/wp-content/uploads/2016/01/Reporte_CIFES_Enero_v3.pdf.

10. **JIMENEZ-ESTEVEZ, Guillermo [et al].** Heat and Dust: The Solar Energy Challenge in Chile. [En línea] Marzo-Abril de 2015. [Citado el: 25 de Octubre de 2015.] http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?reload=true&tp=&arnumber=7048023. 1540-7977.

11. **EXPLORADOR de Energía Solar.** Explorador del Recurso Solar en Chile, Documentación y Manual de Uso 2012. [En línea] [Citado el: 28 de Junio de 2015.] http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/info/Documentacion_Explorador_Solar.pdf.

12. **INTERNATIONAL Energy Agency (IEA).** Trends 2015 in Photovoltaic Applications. [En línea] [Citado el: 02 de Noviembre de 2015.] http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/IEA-PVPS_-_Trends_2015_-_MedRes.pdf.

13. **THEVENARD, Didier.** Review and recommendations for improving the modeling of building integrated Photovoltaic Systems. [En línea] [Citado el: 15 de Noviembre de 2015.] http://www.ibpsa.org/proceedings/BS2005/BS05_1221_1228.pdf.

14. **SOLMETRIC.** Guide to Interpreting I-V Curve Measurements of PV Arrays. [En línea] 30 de Marzo de 2016. http://resources.solmetric.com/get/Guide%20to%20Interpreting%20I-V%20Curves.pdf.

15. **PERPIÑÁN, Oscar.** Energía Solar Fotovoltaica. [En línea] Marzo de 2013. [Citado el: 15 de Marzo de 2015.] https://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf/.

16. **SAYYAH, Arash, Horenstein, Mark N. y Mazumder, Malay K.** Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels. [En línea] Septiembre de 2014. [Citado el: 05 de Febrero de 2016.] http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X1400259X. 0038-092X.

17. **MANI, Monto y Pillai, Rohit.** Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. [En línea] Diciembre de 2010. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110002455. 1364-0321.

18. **SARVER, Travis, Al-Qaraghuli, Ali y Kazmerski, Lawrence L.** A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches. [En línea] Junio de 2013. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211300021X. 1364-0321.

19. **ELMINIR, Hamdy K. [et al.].** Effect of dust on the transparent cover of solar collectors. [En línea] 2006. [Citado el: 06 de Julio de 2015.] http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890406000562. ISSN 0196-8904.

20. **CONSERJERÍA de Economía y Hacienda, organización Dirección General de Industria, Energía y Minas y Madrid, Fundación de la Energía de la Comunidad de.** Guía de la Termografía Infrarroja, Aplicaciones en ahorro y eficiencia energética. [En línea] 2011. [Citado el: 25 de Julio de 2015.] http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-de-la-Termografia-Infrarroja-fenercom-2011.pdf.

21. **AB., FLIR Systems.** The Ultimate Infrared Handbook for R&D Prefessionals, A Resource Guide for Using Infrared in the Research and Development Industry. [En línea] [Citado el: 2015 de 15 de Mayo.] http://www.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/T559243/T559243_EN.pdf.

22. **TESTO, AG.** Termografía, Guía de Bolsillo. Teoría, Aplicación Práctica, Consejos y Trucos. [En línea] 2012. [Citado el: 15 de Mayo de 2015.] https://www.testo.com.ar/media/local_media/Gua_practica_termografia_ES.pdf.

23. **DHILLON, B.S.** *Engineering Maintenance, A Modern Aprroach.* s.l. : CRC Press LLC, 2002. 1-58716-142-7.

24. **CUBILLOS, Flavio.** *Estudio de Factores Relevantes en la Operación y Mantenimiento de Centrales Fotovoltaicas de Gran Escala en el Norte de Chile.* 2013.

25. **Inc, TESTO.** Practical Guide Solar Panel Thermography, Practical Advice and Tips. [En línea] https://www.testo.com/resources/media/global_media/download_files/pocket_guide/Practical_Guide_to_Solar_Power_Thermography.pdf.

26. **FLIR.** Guía sobre la Termografía para Aplicaciones en Edificios y Energía Renovable. [En línea] [Citado el: 20 de 2015 de Mayo.] http://www.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/T820325/T820325_ES.pdf.

27. **MARION, Bill.** Comparison of Predictive Models for Photovoltaic Module Performance. *National Renewable Energy Laboratory (NREL).* [En línea] Mayo de 2008. [Citado el: 07 de Junio de 2016.] http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42511.pdf.

28. **HEGAZY, Adel A.** Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass cover of plate-type collectors. [En línea] 2001. [Citado el: 15 de Junio de 2015.] http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148100000938. ISSN 0960-1481.

29. **KALDELLIS, J.K. y Kokala, A.** Quantifying the decrease of the photovoltaic panels' energy yield due to phenomena of natural air pollution disposal. [En línea] 2010. [Citado el:

10 de Agosto de 2015.]
http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544210004810. ISSN 0360-5442.

30. **KALDELLIS, J.K. y Kapsali, M.** Simulating the dust effect on the energy performance of photovoltaic generators based on experimental measurements. [En línea] 2011. [Citado el: 22 de Septiembre de 2015.]
http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544211003951. ISSN 0360-5442.

31. **JIANG, Hai, Lu, Lin y Sun, Ke.** Experimental investigation of the impact of airborne dust deposition on the performance of solar photovoltaic (PV) modules. [En línea] 2011. [Citado el: 25 de Septiembre de 2015.]
http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1352231011005243. ISSN 1352-2310.

32. **DARWISH, Zeki Ahmed [et al.].** Effect of dust pollutant type on photovoltaic performance. [En línea] Enero de 2015. 1364-0321.

# ANEXOS

## ANEXO A: *Evolución de la Eficiencia de las Celdas Fotovoltaicas*

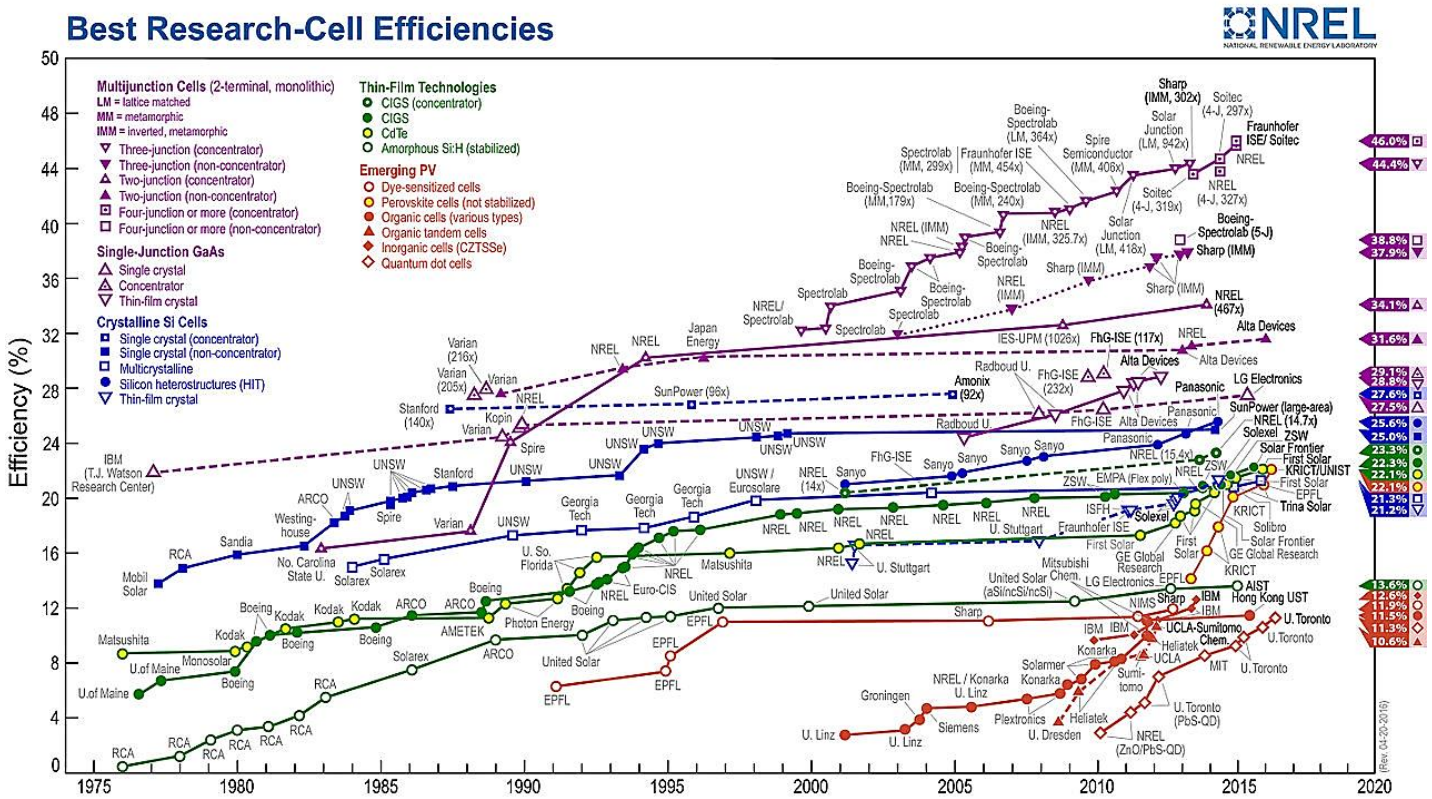



**Figura 5.1: Evolución de la Eficiencia de las Celdas Fotovoltaicas.**
**Fuente: NREL: Conversion efficiencies of best research solar cells worldwide from 1976 through 2016 for various photovoltaic technologies. <www.nrel.gov>.**

## ANEXO B: *Antecedentes Literarios del Efecto de Ensuciamiento*

El siguiente apartado tiene por objetivo principal, describir y resumir algunas de las principales investigaciones relacionadas al Fenómeno de Ensuciamiento en Equipos Solares Fotovoltaicos. Para tales efectos, se ha decidido agrupar la línea histórica de estudios relacionados en tres periodos principales, tomando en consideración los logros alcanzados durante cada etapa en materias investigativas.

### Primeros Años en la Investigación: 1940 - 1990

- 1942: Hottel HC, Woertz BB (17), (18).

Los primeros experimentos realizados para cuantificar el efecto de ensuciamiento, fueron llevados a cabo en la ciudad de Boston, Estados Unidos, por Hottel y Woertz en el año 1942. Tras estudiar el fenómeno de acumulación de suciedad en Colectores de Placa Plana luego de aproximadamente tres meses de exposición, los estudios revelaron una disminución promedio de un 1% en la radiación solar incidente debido a ensuciamiento, de un set de tres colectores solares para un ángulo de inclinación de 30° con respecto a la horizontal. A partir de esto, se dedujo un factor de corrección de 0.99 (para un ángulo de 45°), definido como la razón entre la transmitancia de un colector sucio sobre la transmitancia de un colector limpio. Éste factor de corrección fue utilizado para el diseño de colectores solares hasta los años 70's.

- 1974: Garg HP. (17), (18).

A través de un estudio realizado por Garg en la zona de Roorkee en India, se analizó el efecto de ensuciamiento en diversas cubiertas de Colectores de Placa Plana (plástico y vidrio), para distintos ángulos de inclinación. A partir de éste estudio, Garg estableció interesantes conclusiones; La transmitancia del vidrio se redujo a un valor de 30% (desde 90% que es su valor original), cuando el colector se encontraba en posición totalmente

horizontal tras aproximadamente, un mes de exposición. Además, cuando el colector se encontraba en posición totalmente vertical, la transmitancia del material fue de 88% bajo el mismo tiempo de exposición.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se definió un factor de corrección de 0.92 para cubiertas de vidrio, con una inclinación de 45° sobre la horizontal, en contraposición del 0.99 dado por Hottel y Woertz. Además, se sugirió un factor de corrección mucho mayor para el caso de materiales plásticos, en cualquier ángulo de inclinación. Éste resultado fue atribuido a la superficie rugosa del polímero utilizado y la posible penetración de partículas sobre la superficie.

- 1981: Wakim F. (17).

Con respecto a la tecnología solar fotovoltaica, un estudio realizado por Wakim en 1981, evaluó el comportamiento de ciertos paneles fotovoltaicos tras seis días de acumulación en la Ciudad de Kuwait. El estudio registró una reducción del 17% en la energía solar fotovoltaica debido a la acumulación de arena y polvo. Junto con ello, el estudio indicó que la influencia de la deposición de polvo sobre el rendimiento de los equipos fotovoltaicos, es mucho mayor en las estaciones de primavera – verano en comparación a las estaciones de otoño –invierno.

- 1985: Sayigh AAM., Al-Jandal S., Ahmed H. (17).

Otra de las investigaciones realizadas en la zona de Kuwait, fue llevada a cabo en 1985 por Sayigh et al., examinando la reducción de la transmitancia en placas de vidrio como función del ángulo de inclinación. Tras 38 días de exposición, los resultados mostraron una disminución significativa en la transmitancia de las placas; desde un 64% a 17%, para ángulos de inclinación de 0° a 60°, respectivamente.

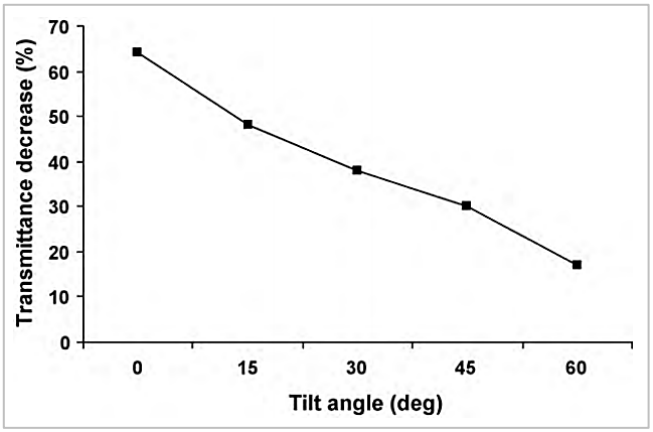



**Figura 6.1: Disminución de la Transmitancia en función del Ángulo de Inclinación (17).**

- 1990: Said SAM. (17).

Otra de las investigaciones relacionadas al fenómeno de ensuciamiento, fue realizada por Said en 1990 a través de la evaluación del efecto de acumulación de suciedad tras varios meses de exposición en ambientes marítimos-desérticos. En ésta ocasión, se midió el desempeño de dos paneles solares y un panel fotovoltaico, encontrando un promedio de disminución de la eficiencia de los equipos de un 7% mensual para el caso de panel fotovoltaico, mientras que para los paneles solares, el promedio de eficiencia óptica disminuyó entre un 2,8% y 7% mensual.

## Segunda Etapa de la Investigación: 1990 - 2010

- 1993: El-Shobokshy, Hussein FM. (18).

Dentro de las investigaciones pioneras desarrolladas durante la Segunda Etapa de estudios, se destacan dos excelentes publicaciones realizadas en el año 1993 por los investigadores El-Shobokshy y Hussein FM, en donde se incluyó un nuevo enfoque de análisis para el efecto de ensuciamiento. A través de la simulación de deposición de suciedad en muestras de laboratorio, éste nuevo enfoque consideró el análisis de las propiedades físicas del polvo depositado y la densidad de deposición de partículas, para la cuantificación de la eficiencia de los dispositivos PV utilizados.

Para realizar los estudios, se incluyeron cinco clases distintas de polvo, cada una de ellas con sus respectivas propiedades; carbón, cemento y tres tipos de polvo de piedra caliza. A modo de obtener detalles sobre las propiedades físicas de cada tipo de partículas, se realizó un análisis de la distribución de tamaño mediante un microscopio óptico. Finalmente, utilizando luces halógenas como simuladores solares, se determinó la densidad de deposición de polvo, en $g/m^2$, para cada ensayo.

Los resultados obtenidos revelaron que las partículas más finas, deterioran considerablemente el rendimiento de las células fotovoltaicas en comparación a las partículas más gruesas. Este fenómeno se debe a que las partículas finas se depositan de una manera más uniforme que las partículas gruesas, por lo tanto, minimizan los intersticios sobre la superficie del panel por donde puede pasar la luz.

Dentro del tipo de partículas utilizadas, el cemento, uno de los principales materiales utilizados para la construcción y que potencialmente puede estar presente en la atmosfera y en las zonas urbanas, resultó propiciar un impacto significativo en la instalación, con una densidad de deposición de 73 $g/m^2$ , reduciendo en un 80% el voltaje de cortocircuito del sistema fotovoltaico.

No obstante, dentro de la misma arista del estudio, las partículas de carbono que como bien sabemos, están presentes en los procesos de combustión y forman parte de la contaminación atmosférica, exhibieron durante el estudio, el peor deterioro del rendimiento del sistema fotovoltaico con pérdidas superiores en la potencia de salida. Este fenómeno se produce como consecuencia de la singularidad de las partículas de carbono, ya que estas tienen la capacidad de absorber más fácilmente la radiación incidente en comparación a las otras partículas utilizadas. Además de ello cabe señalar, que las partículas de carbono pueden aumentar localmente la temperatura de las celdas fotovoltaicas.

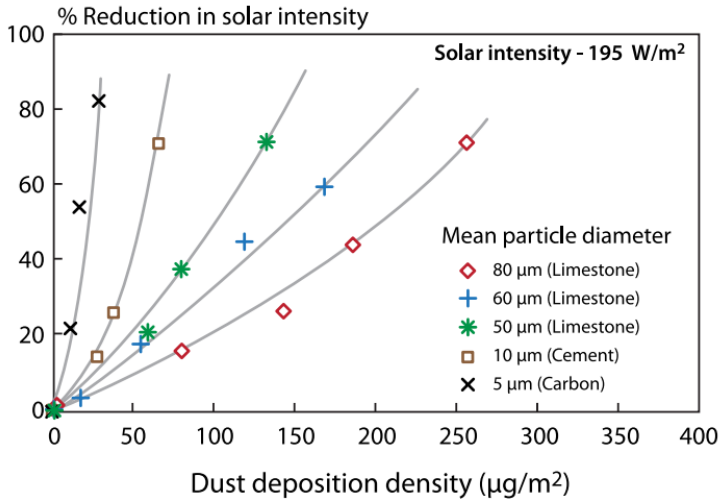



**Figura 6.2: Reducción de la intensidad de radiación (transmisión) como respuesta a la densidad de polvo depositado (en µm/m$^2$), para diferentes tipos de partículas (18).**

Finalmente y de acuerdo a las consideraciones analizadas, El-Schobokshy y Hussein, identificaron tres factores fundamentales que pueden contribuir al deterioro del desempeño de los equipos fotovoltaicos:

- La composición química del polvo depositado.
- La distribución de tamaño de las partículas de polvo (que puede representarse bajo el diámetro medio de la partícula y su desviación estándar).
- La densidad de la capa de polvo depositada sobre la superficie del panel.

- 1998: Al-Hasan AY. (18).

Dentro de las primeras investigaciones numéricas llevadas a cabo para cuantificar el fenómeno de ensuciamiento, se destaca la investigación elaborada por Al-Hasan en 1998, en donde se estudió matemática y experimentalmente, el efecto de la deposición de polvo sobre las pérdidas de transmitancia en módulos fotovoltaicos. La importancia de éste estudio radica en que los resultados obtenidos, pueden ayudar a los diseñadores de sistemas fotovoltaicos a predecir la cantidad de radiación solar que pueden alcanzar las superficies de los módulos, en función de parámetros tales como el tamaño de partícula y la cantidad de suciedad acumulada en la superficies.

Con respecto a los resultados obtenidos, se determinó un coeficiente de transmitancia de la luz considerando el número de partículas depositadas por unidad de área, tamaño de partícula, ángulo de incidencia y longitud de onda de la luz incidente. Junto con ello, se determinó que la longitud de onda posee un efecto marginal en la transmitancia de la luz en la región visible, debido al hecho de que las partículas de polvo tienen un tamaño mucho mayor.

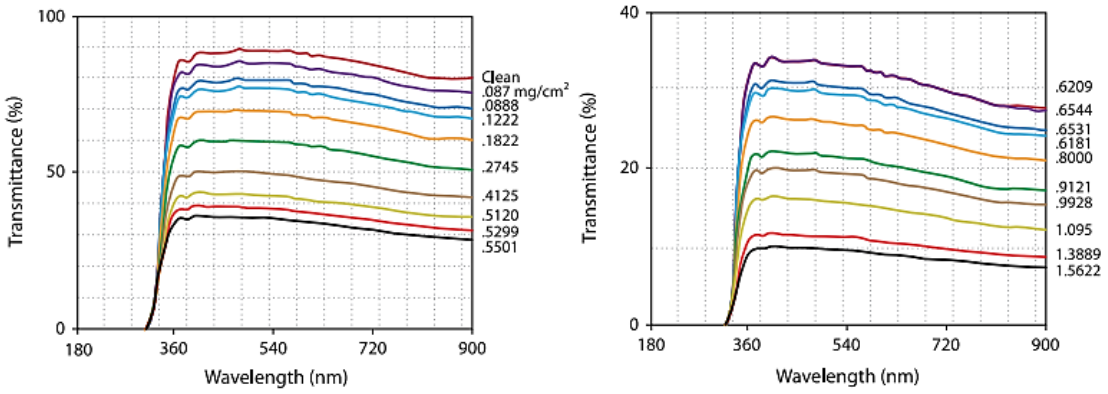



**Figura 6.3: Transmitancia espectral de la Luz a través de vidrio en función de la acumulación de polvo (18).**

- 1999: D. Goossens, E. Van Kerschaever (18).

A través de una investigación publicada en 1999 bajo el título de *"Aeolian dust deposition on photovoltaic solar cells: the effects of wind velocity and airborne dust concentration on cell performance"*, los investigadores Goossens y Van Kerschaever, llevaron a cabo una serie de experimentos con el objetivo analizar la aerodinámica y el efecto sedimentológico que la velocidad del viento y la concentración del polvo en el aire, tienen sobre el rendimiento de las células fotovoltaicas. Para tales efectos, estos experimentos fueron realizados en el Túnel de Viento perteneciente al Laboratorio de Geomorfología Experimental de la Universidad Católica de Lovaina, en Bélgica.

Durante el estudio, se testearon horizontalmente, células de silicio policristalino estándar en un túnel de viento de retorno cerrado, simulando la radiación solar con dos lámparas halógenas de 1000 W y 500 W. Análogamente se utilizó como polvo de deposición, una mezcla de suciedad local compuesta en un 95% de limo (2 -63 µm) y un 5% de arcilla ( < 2 µm) con un diámetro medio de 30 µm. De acuerdo a las especificaciones anteriores, se realizaron siete evaluaciones en donde fue medida la corriente de corto circuito, el voltaje de circuito abierto, la potencia de salida, la reducción de intensidad solar y el factor de llenado.

De acuerdo a los resultados obtenidos, la velocidad del viento tiene un efecto considerable en la caída del rendimiento de los módulos PV. Con altas velocidades, se obtiene una concentración de polvo elevada que conduce finalmente, a una disminución aguda en el rendimiento de las células PV. Por el contrario, en presencia de vientos menores, también es menor la acumulación de suciedad y así también la caída del rendimiento. Asimismo, se hace preciso señalar que la velocidad del viento también tiene un impacto en la estructura sedimentológica de la capa de suciedad depositada: la transmitancia es mucho mayor en películas de polvo formadas en presencia de altos vientos que en menores. Además, la concentración de polvo aerotransportado también afecta la caída del rendimiento de los módulos; las altas concentraciones de polvo conducen altos valores de acumulación en la superficie de las células. No obstante y de manera antagónica a la velocidad del viento, la

concentración de polvo en suspensión parece no afectar la transmitancia de la luz sobre las superficies de los dispositivos solares.

- 2001: Adel A. Hegazy (28).

Dentro del Segundo periodo de Investigación, un estudio relevante respecto a la caracterización del efecto de ensuciamiento en colectores de placa plana, fue desarrollado por Adel A. Hegazy en el año 2001, a través de la publicación *"Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass covers of plate-type collectors"*. Dentro de este estudio se analizó experimentalmente, el efecto de acumulación de polvo respecto a diferentes ángulos de inclinación y las reducciones de la transmitancia solar asociadas, bajo las condiciones climáticas de la región de Minia, Egipto.

El experimento fue realizado en el techo del Laboratorio de Energía Solar de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Minia, a través de la utilización de nueve placas cuadradas de vidrio, de 3 mm de espesor, con una superficie de exposición de 0.09 $m^2$ cada una. Con el fin de utilizar una placa de referencia, solamente una de ellas se mantuvo limpia mientras que las demás, no se limpiaron durante un mes para permitir la acumulación de polvo. Las placas fueron montadas en marcos de madera planos con orientación sur y diversas inclinaciones paulatinas de 0°, 10°, 20°, 30°, 40°, 50°, 60° y 90°, con el objetivo de estudiar el grado de acumulación de polvo durante el tiempo de exposición.

Los resultados experimentales demostraron que una reducción fraccional en la transmitancia normal, depende fuertemente de la deposición de polvo en conjunto con el ángulo de inclinación de la placa, el periodo de exposición y las condiciones climáticas asociadas.

De acuerdo a lo observado, la capa de acumulación de polvo sobre las distintas superficies de vidrio se mantuvo uniforme en términos generales. No obstante, la delgadez de ésta capa y a su vez la cantidad de polvo depositado, dependen en gran medida del ángulo de inclinación. Además, la examinación microscópica de las partículas depositadas, reveló una

correlación similar entre el diámetro de partícula y el ángulo de inclinación. Sólo las partículas finas con un diámetro medio de 1 µm aproximadamente, se sedimentaron sobre las placas verticales mientras que la mezcla entre partículas finas y relativamente gruesas con un diámetro medio de hasta 3 µm, se depositó en las superficies horizontales.

La Figura que se presentará a continuación, muestra la degradación en la transmitancia normal debido a la acumulación de polvo, en relación a los días de exposición del experimento realizado por A. A. Hegazy. De acuerdo al autor, cada curva representa los cuadrados mínimos de ajuste del conjunto de datos real en relación a una inclinación en particular. En este formato, los efectos del ángulo de inclinación y el periodo de exposición, se pueden identificar claramente. El factor $F_d$ de la figura, corresponde a la relación entre la transmitancia de una placa sucia y la transmitancia normal de una placa limpia.

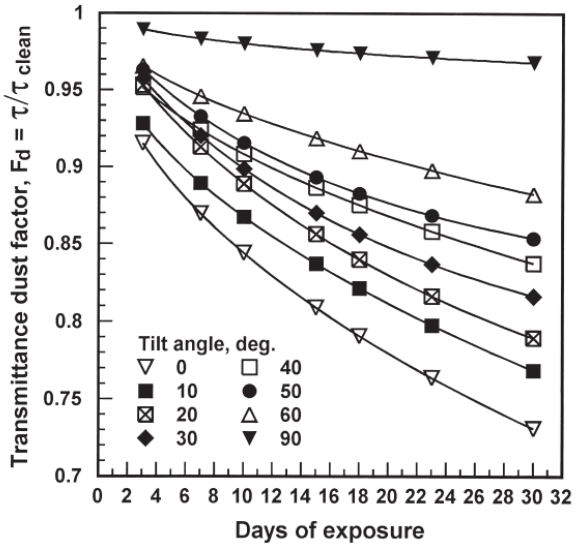



**Figura 6.4: Degradación de la transmitancia solar producida por polvo atmosférico para varios ángulos de inclinación en relación a los días de exposición (28).**

En base a éstos resultados, se desarrolló también una correlación empírica con un grado de exactitud de ± 6 %, permitiendo el cálculo de la reducción de la transmitancia de un vidrio, para un ángulo de inclinación dado luego de cierto tiempo de exposición *D*, correspondiente a los días de exposición. La correlación desarrollada para el Factor de Transmitancia del polvo Fd es por lo tanto, la siguiente:

$$F_d = (1 - a) + a\exp(bD^c) \quad (1)$$

Los coeficientes empíricos $a$, $b$ y $c$, fueron determinados dentro del estudio para cada ángulo de inclinación. No obstante, cada coeficiente puede depender del ángulo de inclinación β de la siguiente manera:

$$a = 0{,}596 - 6{,}076 \times 10^{-3}\beta \quad (2)$$

$$b = -6{,}802 \times 10^{-2} + 4{,}042 \times 10^{-4}\beta - 1{,}056 \times 10^{-5}\beta^2 \quad (3)$$

$$c = 0{,}6413 \quad (4)$$

Además, para reflejar el comportamiento de la deposición de polvo y la reducción de la transmitancia, se desarrolló otra correlación a partir de los resultados experimentales, en donde el parámetro ω representa la deposición de polvo en $g/m^2$ y la expresión $(1-\tau/\tau_{limpio})$, representa la reducción en la transmitancia del vidrio:

$$\left(1 - \frac{\tau}{\tau_{limpio}}\right)\% = 34{,}37\,\mathrm{erf}(0{,}17\omega^{0{,}8473}) \quad (5)$$

Por lo tanto, la deposición de polvo para un cierto ángulo de inclinación en relación al periodo de exposición, puede calcularse al aglutinar las expresiones anteriores, en donde erf-1(x) corresponde a la inversa de la Función error de Gauss.

Con respecto a la zona geográfica de influencia de éste estudio, los resultados obtenidos pueden ser ampliamente utilizados a lo largo de los cinturones del Océano Atlántico hasta el Golfo Pérsico, para ángulos de inclinación pequeños. Además se recomienda una limpieza semanal, para instalaciones expuestas a niveles de polvo moderado y una limpieza inmediata si se produce una tormenta de arena o polvo.

- 2006: Hamdy K. Elminir, Ahmed E. Ghitas, R.H. Hamid, F. El-Hussainy, M.M. Beheary, Khaled M. Abdel-Moneim (19).

En el año 2006 bajo el nombre de "*Effect of dust on the transparent cover of solar collectors*", Handy K. Elminir et al., publicaron uno de los más completos y exhaustivos estudios acerca de los efectos de la deposición de polvo en colectores solares. Dentro de este estudio, se evaluó el comportamiento de la deposición de polvo sobre cubiertas transparentes de colectores solares, en relación al ángulo de inclinación, orientación de la exposición, clima de la región, densidad de deposición y mineralogía del polvo depositado, durante los meses de Diciembre de 2004 y Junio de 2005, en la ciudad del Cairo, Egipto.

Para realizar este estudio, la morfología del sistema empleado consistió en la utilización de una serie de cubiertas de vidrio, comúnmente utilizadas en colectores solares, cada una de 3 mm de espesor, con una superficie de 100 mm x 100 mm, con apoyo en marcos de madera bajo ocho regímenes de orientación (N, NE, E, SE, S, SO, O, NO), en siete distintos ángulos de inclinación de 0°, 15°, 30°, 45°, 60°, 75°, 90°, respectivamente.

**Figura 6.5: Aparato experimental de cubiertas de vidrio utilizado por los investigadores (19).**

De acuerdo a la publicación, el proceso de mantenimiento de las cubiertas de vidrio, se realizó a través de una frecuencia mensual de limpieza, con un conjunto de muestras que sólo se limpió después de aproximadamente siete meses.

Dentro del marco de éste estudio, además de investigar la influencia de la acumulación de polvo en la transmitancia de las muestras de vidrio, también se analizó la reducción en la potencia de salida en células fotovoltaicas debido al efecto de acumulación de polvo, bajo la utilización de células de silicio monocristalino de 20 mm x 20 mm. Para tales efectos, se fijó una muestra de siete celdas con orientación sur, cuyos ángulos con respecto a la horizontal fueron de 0°, 15°, 30°, 45°, 60°, 75°, 90°, respectivamente. Además, se fijó otra muestra de seis celdas con inclinaciones de 30° y 90°, respectivamente, con orientaciones este, oeste y norte.

Con respecto a la zona geográfica, la localización de la instalación juega un rol importante como factor de contribución para éste estudio. Los experimentos fueron realizados en la terraza del Instituto Nacional de Astronomía y Geofísica de El Cairo, ubicado en una meseta de arena de piedra caliza a 120 msnm, en una zona industrial con numerosas fábricas de cemento e industrias de ingeniería a su alrededor.

El clima de la región por su parte, juega también un papel significativo dentro de este estudio. Se pudo observar que las amplias diferencias de temperatura de la zona, promueven la formación de rocío durante la madrugada. El rocío tiene un efecto significativo en la acumulación de suciedad sobre las superficies y como consecuencia, la evaporación refuerza la adhesión del ensuciamiento.

Con respecto al estudio de la composición química del material contaminante, se logró analizar a través de difracción de rayos X la composición de la capa depositada. De acuerdo a los resultados, el polvo acumulado en las superficies de las cubiertas transparentes de las celdas solares, estuvo compuesto principalmente de cuarzo y calcita, con pequeñas cantidades de dolomita y minerales de arcilla. Por tanto, los mayores constituyentes fueron el

Silicio y Calcio mientras que los menores constituyentes fueron el Aluminio, Hierro, Magnesio, Potasio y Sodio.

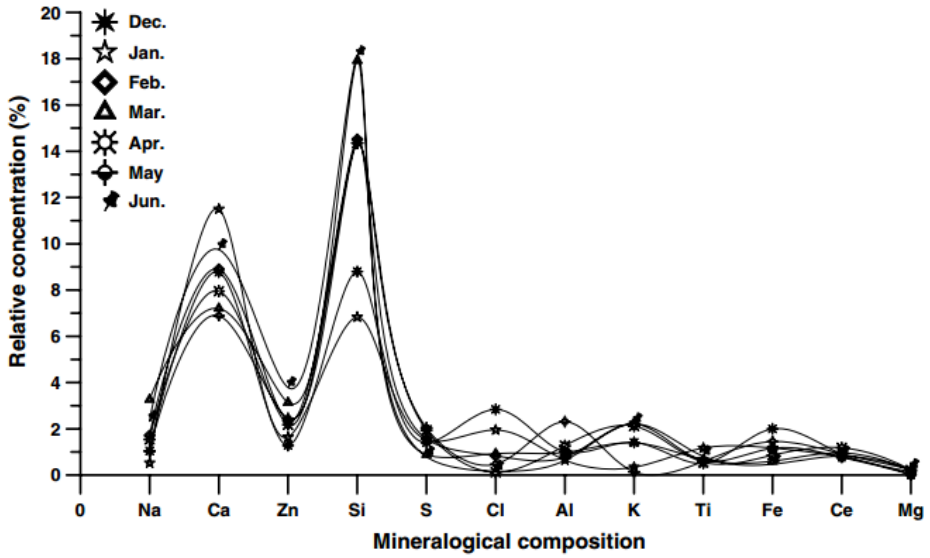



**Figura 6.6: Análisis del material depositado en función de sus principales componentes a través de Rayos X (19).**

Las cantidades predominantes de Silicio y Calcio depositado, pueden atribuirse a factores contingentes del sitio de exposición. Por una parte, la presencia de Si puede ser asignada a la erosión del terreno que rodea la localización del ensayo, mientras que la presencia del Ca puede ser atribuida a las industrias circulantes, como las fábricas de cemento.

Con respecto a la influencia que tiene la deposición de suciedad sobre la transmitancia de las superficies en relación a la orientación y el ángulo de inclinación de éstas, se pudo apreciar que durante los meses de exposición, que a medida que incrementa el ángulo de inclinación, las partículas tienden a rodar sobre la superficie, por lo tanto la cantidad de polvo depositado disminuye.

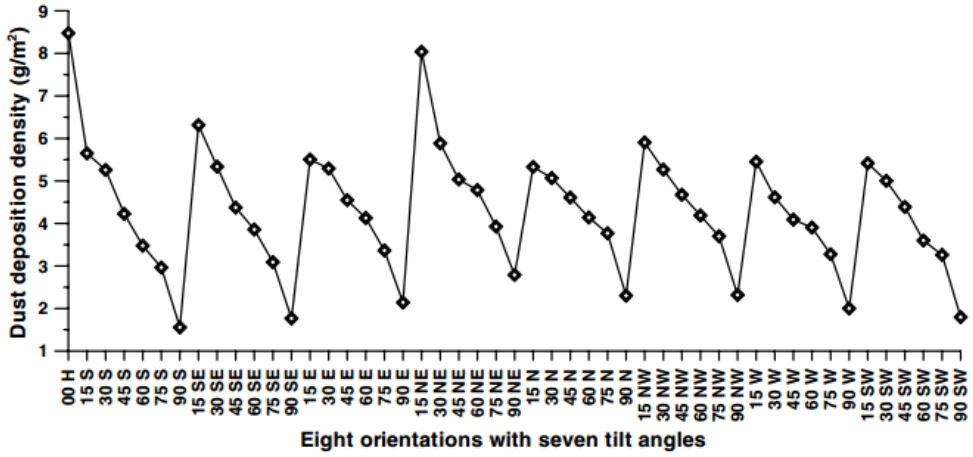



**Figura 6.7: Cantidad de polvo acumulado sobre las cubiertas de vidrio para las ocho posiciones de instalación, con siete ángulos de inclinación diferentes (19).**

Conforme a la gráfica anterior, se puede apreciar que la cantidad de polvo acumulado sobre las superficies de vidrio, fue aproximadamente la misma para diferentes orientaciones con el mismo ángulo de inclinación. No obstante para el ángulo de 15° con orientación NE, se tuvo una densidad de deposición de 8,03 g/m$^2$. Esto se debe a la influencia de los vientos con orientación noreste reportados y las respectivas emisiones de las fábricas de cemento aledañas.

Un tema considerable de abordar dentro de esta investigación, fue la pérdida progresiva de la transmitancia debido al efecto de acumulación de suciedad. El polvo acumulado puede alterar significativamente el rendimiento de las células solares debido a la reducción de progresiva de la transmitancia frente a la deposición de partículas, lo que va a influir finalmente, en la caída del rendimiento de los equipos. Por ésta razón, dentro del estudio se calculó también la reducción media de la transmitancia para varias densidades de polvo depositado:

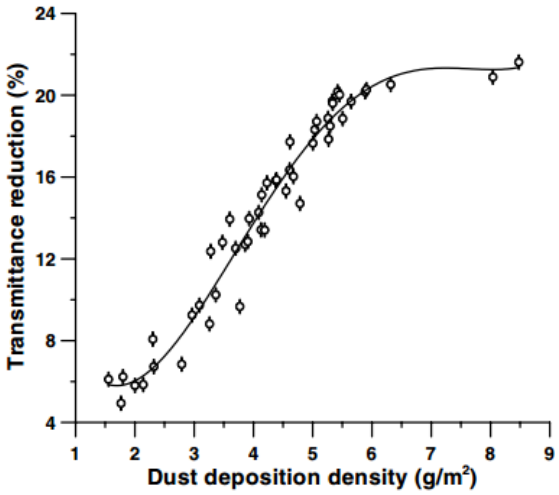



**Figura 6.8: Reducción en la transmitancia como la diferencia entre la transmitancia observada para una superficie limpia versus una superficie con deposición, en función de la densidad de deposición de polvo (19).**

## Fase Actual de la Investigación: Estudios Recientes

- 2010: J.K. Kaldellis, A. Kokala (29).

A través de una publicación realizada en el año 2010 bajo el nombre de "*Quantifying the decrease of the photovoltaic panels' energy yield due to phenomena of natural air pollution disposal"*, J.K. Kaldellis y A. Kokala investigaron a través de numerosos experimentos sistemáticos, la influencia de la deposición de polvo atmosférico urbano, en el rendimiento y la economía de una instalación fotovoltaica en la ciudad de Atenas, Grecia. El análisis experimental de la investigación, fue realizado en el Laboratorio de Aplicación de Energías Suaves y Protección Ambiental (SEALAB), ubicado en el campus del Instituto de Educación Tecnológica de El Pireo, Atenas.

Para lograr el objetivo de la investigación, se utilizó una instalación compuesta por un generador fotovoltaico de 12 paneles de silicio policristalino (51 $W_p$ c/u) de 988 mm x 448 mm cada uno, un colector solar, un estanque de agua, baterías de plomo, un controlador de corriente continua, una estación de monitoreo y un panel de control. Cabe considerar, que el

arreglo de paneles fotovoltaicos, fue instalado con orientación Sur, con un ángulo de inclinación ajustable entre los 0° y 90°.

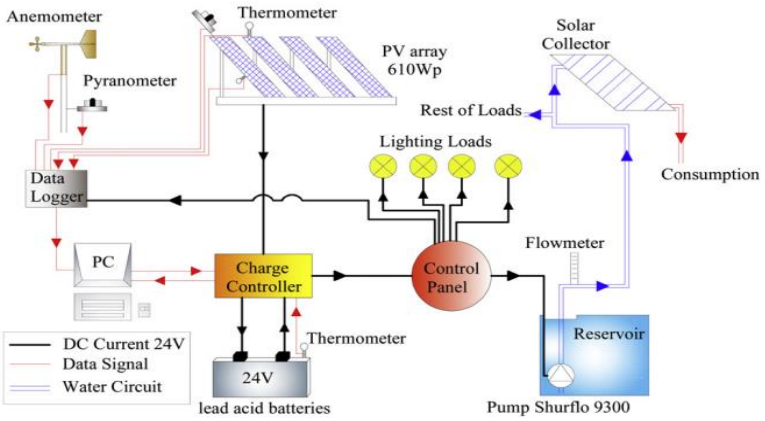



**Figura 6.9: Instalación Experimental desarrollada en el SEALAB (29).**

De acuerdo a la lógica de la instalación, la investigación fue llevada a cabo bajo la evaluación de cinco pares de paneles fotovoltaicos (cada par conectado en serie), bajo las mismas condiciones ambientales pero con distintos regímenes de deposición sobre sus superficies. Por consiguiente y conforme al procedimiento adoptado, todos los pares de paneles fueron lavados en primera instancia y fueron expuestos a la contaminación natural por un periodo de tiempo entre 2 y 8 semanas con un ángulo de inclinación de 30°.

Al transcurrir las primeras dos semanas del proceso experimental, el primer par de paneles fue limpiado cuidadosamente comparando su rendimiento con el segundo par de paneles fotovoltaicos. Éste procedimiento se repitió cada dos semanas, evaluando y comparando el rendimiento del resto de los paneles contaminados (pares de paneles 3, 4 y 5) con el primer par de paneles (Par Limpio), bajo un tiempo de exposición de 4, 6 y 8 semanas, respectivamente.

Con respecto al tiempo de exposición, se tuvo especial consideración con el pronóstico atmosférico para el desarrollo de la investigación. Se eligió la época de verano (periodo de Agosto – Septiembre del 2009), de manera de evitar las lluvias ocasionales.

Además, las sequías son muy frecuentes durante la época de verano en la región de Atenas y por lo tanto, el análisis realizado dentro de dicha investigación, puede ser apropiado también para regiones con periodos de sequía.

Junto con lo anterior, para realizar el procedimiento experimental que condujo a la determinación de diversas densidades de deposición de partículas, las mediciones experimentales fueron realizadas preferentemente al mediodía, considerando una Irradiancia entre los 700 W/m$^2$ y los 900 W/m$^2$, con diferentes condiciones ambientales (temperatura ambiente, humedad, velocidad del viento, etc). Cada medición fue realizada en el transcurso de aproximadamente de una hora, a través de 40 registros con un intervalo de 1 registro cada 90 segundos. Se midieron valores correspondientes a la Tensión y Corriente de los paneles fotovoltaicos, temperatura ambiente y radiación solar (W/m$^2$).

Algunas de las relaciones utilizadas en el estudio de acuerdo a la obtención de datos experimentales, fueron las siguientes:

- Rendimiento Energético "E" de la estación Fotovoltaica en un periodo Δt:

$$E(t_0 \rightarrow t_0 + \Delta t) = \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} P(t) \cdot dt \qquad (6)$$

- Potencia de Salida "P" del generador fotovoltaico, donde "U" corresponde al voltaje e "I" corresponde a la corriente eléctrica del Generador Fotovoltaico en función del tiempo:

$$P(t) = U(t) \cdot I(t) \qquad (7)$$

- Masa total del contaminante depositado en la superficie de los paneles durante el periodo de estudio:

$$M = M_j^{Después} - M_j^{Antes}, \quad j = 2,3,4,5 \qquad (8)$$

- Deposición de masa específica "δ" durante el periodo de análisis, en donde Ac, corresponde al área de cada panel, con una superficie de 0,442624 $m^2$.

$$\delta M_j = \frac{M_j^{Después} - M_j^{Antes}}{A_c}, \quad j = 2,3,4,5 \qquad (9)$$

Los resultados experimentales obtenidos por Kaldellis y Kokala, demostraron que la presencia de contaminantes urbanos en el aire, deteriora significativamente el rendimiento energético de los paneles fotovoltaicos, incluso después de un breve periodo de exposición, como es el caso de las 8 semanas utilizadas para la experimentación. Conforme a lo anterior, la máxima densidad de deposición presentada durante el desarrollo de la investigación, tuvo un valor de 1 $g/m^2$, lo que produjo la reducción de hasta un 6,5% de la producción energética de los paneles fotovoltaicos en comparación al par de paneles limpios.

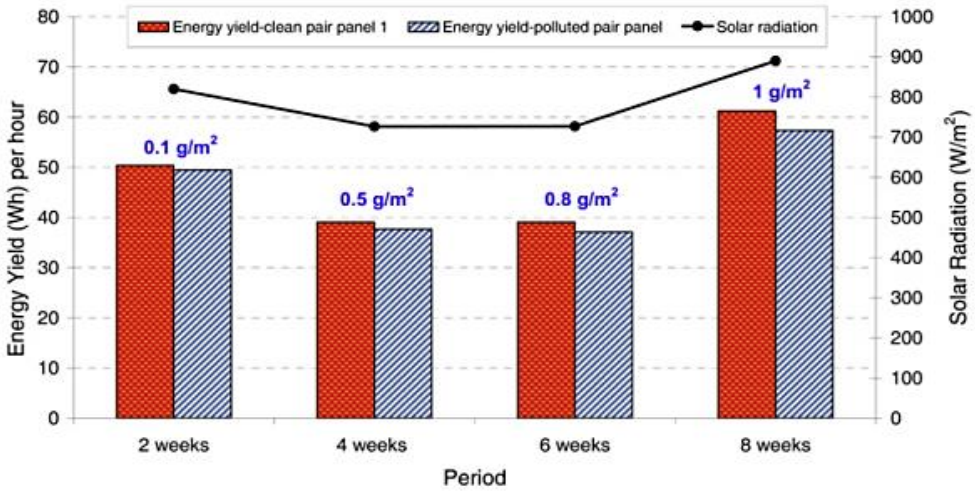



**Figura 6.10: Comparación del el Rendimiento Energético (Wh) entre el par fotovoltaico limpio y el par de paneles contaminados de acuerdo a valores específicos de deposición de suciedad ($g/m^2$) y Radiación Solar ($W/m^2$) (29).**

- 2011: J.K. Kaldellis, M. Kapsali (30).

En el año 2011 bajo el nombre de *"Simulating the dust effect on the energy performance of photovoltaic generators based on experimental measurements"*, J.K. Kaldellis y M. Kapsali demostraron bajo sus experimentos, que la reducción en la eficiencia de dispositivos fotovoltaicos por suciedad, depende fuertemente de la composición de las partículas depositadas y de la fuente de los contaminantes atmosféricos.

De acuerdo a lo anterior, en éste estudio se analizaron los datos experimentales de tres tipos de contaminantes atmosféricos representativos: tierra roja, piedra caliza y material carbonoso, sobre el rendimiento energético de una instalación fotovoltaica en Grecia.

Los resultados experimentales demostraron que la magnitud de la disminución energética de los dispositivos fotovoltaicos, depende íntimamente del tipo de contaminación. Por ende, el contaminante que presenta un efecto más significativo en el rendimiento de los equipos es la tierra roja. Esto se debe particularmente a la composición química, color y diámetro de las partículas rojas depositadas.

- 2011: Hai Jiang, Lin Lu, Ke Sun (31).

En el año 2011, bajo el nombre de "*Experimental investigation of the impact of airborne dust deposition on the performance of solar photovoltaic (PV) modules"*, Hai Jiang, Lin Lu y Ke Sun, dirigieron su investigación al estudio de la acumulación de polvo sobre superficies fotovoltaicas y su respectiva degradación en la eficiencia. Se analizó también, la incidencia de las características del módulo fotovoltaico en la deposición de suciedad, como el tipo de módulo fotovoltaico y el material superficial utilizado.

Para el desarrollo de la investigación, el experimento fue desarrollado en China mediante pruebas experimentales a través de un simulador solar y una cámara de prueba. Los resultados obtenidos indicaron que la contaminación fotovoltaica producto de la deposición de polvo, tiene un impacto significativo en su rendimiento de las celdas.

Con el aumento de la densidad de deposición de polvo (de 0 a 22 g/m$^2$), la correspondiente reducción en la eficiencia de salida de los módulos fotovoltaicos analizados fue de 0 a 26%. De acuerdo a lo anterior, la reducción en la eficiencia tiene por tanto, una relación lineal con la densidad de deposición de suciedad.

También es preciso mencionar, que el tipo de material de las cubiertas empleadas en el experimento influyó en la tendencia a la deposición de partículas. Dentro del estudio, el módulo de silicio Policristalino utilizado y empaquetado con epoxi, degradó en mayor nivel la eficiencia del módulo fotovoltaico de la experimentación, que la superficie de vidrio utilizada bajo la misma concentración de polvo. De manera adicional, se comprobó que el tipo de celda fotovoltaica utilizada (silicio Monocristalino, Policristalino y amorfo), no influye en el proceso de deposición.

- 2015: Zeki Ahmed Darwish et al. (32).

Dentro del marco de las investigaciones más recientes acerca del fenómeno de ensuciamiento, en Enero de 2015 a través de la publicación *"Effect of dust pollutant type on photovoltaic performance"*, Darwish et al., elaboraron un excelente investigación acerca de la influencia del tipo de contaminante (tipo de partícula) en el desempeño de los equipos fotovoltaicos. Tras el análisis de una gran cantidad de estudios, algunas de sus conclusiones parecen indicar que el efecto de la contaminación por polvo, depende íntimamente de la ubicación geográfica ligada a la contaminación local de la zona en dónde está instalado el sistema fotovoltaico.

De acuerdo a lo anterior, los investigadores señalan que es una tarea dificultosa encontrar un modelo general de cuantificación que se aplique en todos los casos. Asimismo, sostienen que la mayoría de los estudios, han centrado sus esfuerzos en analizar el efecto polvo sobre el rendimiento de los equipos PV y no en el efecto del tipo de contaminante sobre el impacto en los equipos PV. Éste tipo de punto, requiere de más atención.

## ANEXO C: *Tabla de Emisividades para Termografía FLUKE*

# Emissivity values of common materials

| Material | Emissivity* |
|---|---|
| Aluminum, polished | 0.05 |
| Aluminum, rough surface | 0.07 |
| Aluminum, strongly oxidized | 0.25 |
| Asbestos board | 0.96 |
| Asbestos fabric | 0.78 |
| Asbestos paper | 0.94 |
| Asbestos slate | 0.96 |
| Brass, dull, tarnished | 0.22 |
| Brass, polished | 0.03 |
| Brick, common | 0.85 |
| Brick, glazed, rough | 0.85 |
| Brick, refractory, rough | 0.94 |
| Bronze, porous, rough | 0.55 |
| Bronze, polished | 0.10 |
| Carbon, purified | 0.80 |
| Cast iron, rough casting | 0.81 |
| Cast iron, polished | 0.21 |
| Charcoal, powdered | 0.96 |
| Chromium, polished | 0.10 |
| Clay, fired | 0.91 |
| Concrete | 0.92 |
| Copper, polished, | 0.01 |
| Copper, commercial burnished | 0.07 |
| Copper, oxidized | 0.65 |
| Copper, oxidized to black | 0.88 |
| Electrical tape, black plastic | 0.95 |
| Enamel ** | 0.90 |
| Formica | 0.93 |
| Frozen soil | 0.93 |
| Glass | 0.92 |
| Glass, frosted | 0.96 |
| Gold, polished | 0.02 |
| Ice | 0.97 |
| Iron, hot rolled | 0.77 |
| Iron, oxidized | 0.74 |
| Iron, sheet galvanized, burnished | 0.23 |
| Iron, sheet, galvanized, oxidized | 0.28 |
| Iron, shiny, etched | 0.16 |
| Iron, wrought, polished | 0.28 |
| Lacquer, Bakelite | 0.93 |
| Lacquer, black, dull | 0.97 |
| Lacquer, black, shiny | 0.87 |
| Lacquer, white | 0.87 |
| Lampblack | 0.96 |
| Lead, gray | 0.28 |

| Material | Emissivity* |
|---|---|
| Lead, oxidized | 0.63 |
| Lead, red, powdered | 0.93 |
| Lead, shiny | 0.08 |
| Mercury, pure | 0.10 |
| Nickel, on cast iron | 0.05 |
| Nickel, pure polished | 0.05 |
| Paint, silver finish** | 0.31 |
| Paint, oil, average | 0.94 |
| Paper, black, shiny | 0.90 |
| Paper, black, dull | 0.94 |
| Paper, white | 0.90 |
| Platinum, pure, polished | 0.08 |
| Porcelain, glazed | 0.92 |
| Quartz | 0.93 |
| Rubber | 0.93 |
| Shellac, black, dull | 0.91 |
| Shellac, black, shiny | 0.82 |
| Snow | 0.80 |
| Steel, galvanized | 0.28 |
| Steel, oxidized strongly | 0.88 |
| Steel, rolled freshly | 0.24 |
| Steel, rough surface | 0.96 |
| Steel, rusty red | 0.69 |
| Steel, sheet, nickelplated | 0.11 |
| Steel, sheet, rolled | 0.56 |
| Tar paper | 0.92 |
| Tin, burnished | 0.05 |
| Tungsten | 0.05 |
| Water | 0.98 |
| Zinc, sheet | 0.20 |

*Emissivities of almost all materials are measured at 0 °C but do not differ significantly at room temperature.
**Paint, silver finish is measured at 25 °C and Paint, enamel at 27 °C

©2009, 2013 Fluke Corporation. Specifications subject to change without notice. Printed in U.S.A. 12/2013 3038318C_EN
Modification of this document is not permitted without written permission from Fluke Corporation.

**Figura 7.1: Emisividad de distintos Materiales.**

## ANEXO D: *Ciclo Diario-Anual de la GHI en el LER*

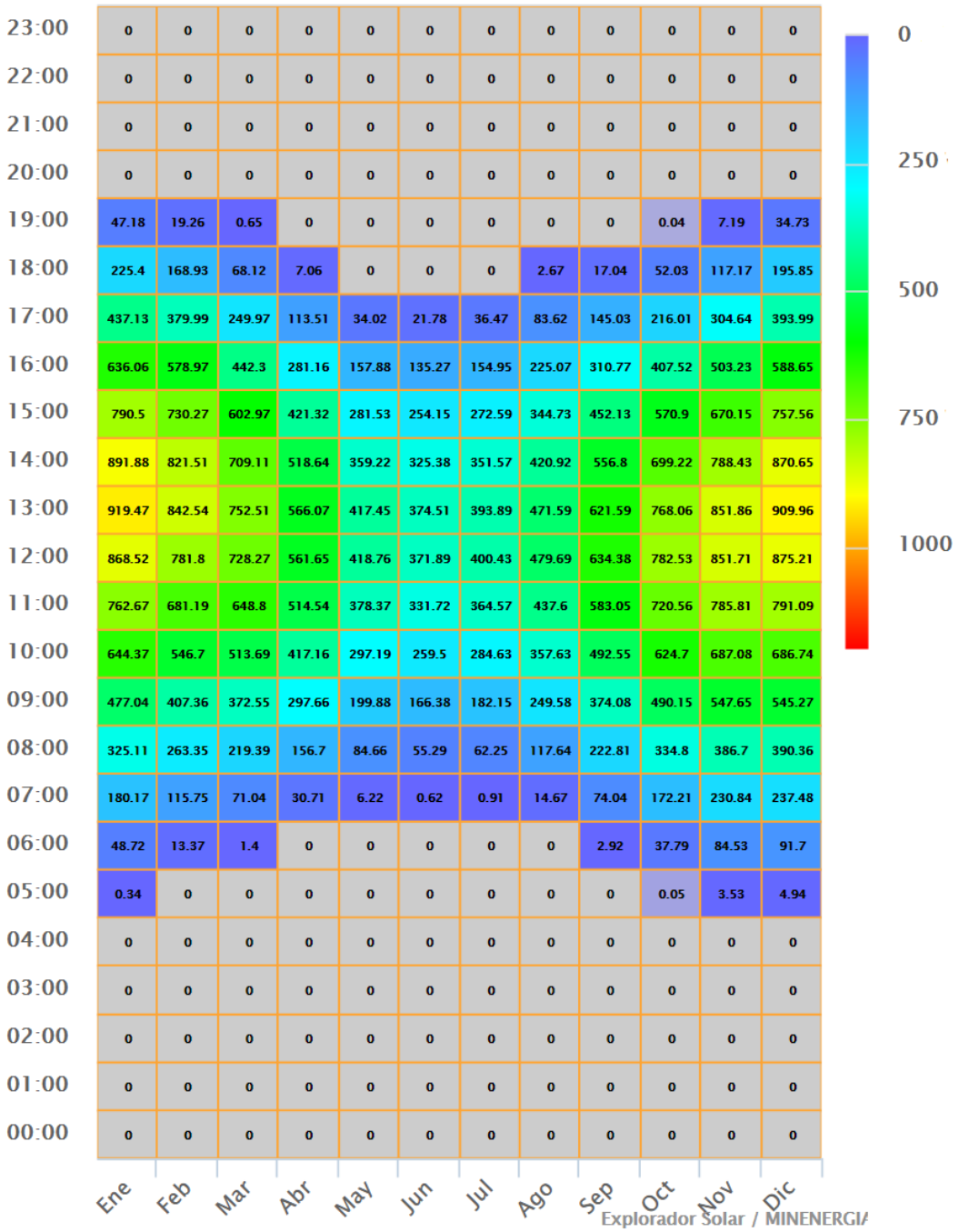



**Figura 8.1: Ciclo Diario-Anual de la Radiación Global Horizontal en la zona de mediciones. Eje Vertical: Hora del Día UTC-4, Eje Horizontal: GHI W/m$^2$ para cada hora y mes. Fuente: Explorador de Energía Solar, < http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>.**

## ANEXO E: *Ficha Técnica de Paneles Fotovoltaicos de Poli-Si*

KOMAES

SPECIFICATION SHEET

SOLAR MODULE – KM(P)100

| ELECTRICAL CHARACTERISTICS | | |
|---|---|---|
| Model Number | | KM(P)100 |
| Maximum Power | Pmax(W) | 100 |
| Power Tolerance | % | ±5% |
| Maximum Power Voltage | Vm(V) | 17.79V |
| Maximum Power Current | Im(A) | 5.63A |
| Open Circuit Voltage | Voc(V) | 21.56V |
| Short Circuit Current | Isc(A) | 6.09A |
| Maximum System Voltage | VDC | 750V |
| Cell Efficiency | % | 14.40 |
| Module Efficiency | % | 12.15 |
| Cells per Module | Pcs | 36 |
| Cell Type | | Polycrystalline silicon |
| Cell Size | mm | 156 x 117 |
| Temperature coefficient of Isc | %/℃ | +0.05 |
| Temperature coefficient of Voc | %/℃ | -0.34 |
| Temperature coefficient of power | %/℃ | -0.5 |
| NOCT (Nominal operating cell temperature) | ℃ | 47 ± 2 |
| Operating Temperature | ℃ | -40 ~ +85 |
| **MECHANICAL CHARACTERISTICS** | | |
| Dimensions | mm | 1170 x 680 x 35 |
| Weight | Kg | 9.2 |
| Type of Junction Box | | PV junction box |
| Cable Type, Diameter | | Without |
| Connector | | Without |
| Tempered Glass | | 3.2 mm, high transmission, low iron |

***STC Conditions:** *Radiation of 1000W/m², AM1.5 spectrum , cell temperature of 25℃.*

**Figura 9.1: Ficha Técnica Paneles PV Poli-Si.**

## ANEXO F: *Ficha Técnica de Paneles Fotovoltaicos de Mono-Si*

**Solar module SM110/SM100**

| Electrical parameters | | SM110 | SM110-24 | SM100 | SM100-24 |
|---|---|---|---|---|---|
| Rated power $P_{max}$ (± 5%) | [$W_p$][1] | 110 | 110 | 100 | 100 |
| Configuration | | 12 V | 24 V | 12 V | 24 V |
| Rated current $I_{MPP}$ | [A] | 6.3 | 3.15 | 5.9 | 2.95 |
| Rated voltage $U_{MPP}$ | [V] | 17.5 | 35.0 | 17.0 | 34.0 |
| Short circuit current $I_{SC}$ | [A] | 6.9 | 3.45 | 6.5 | 3.25 |
| Open circuit voltage $U_{OC}$ | [V] | 21.7 | 43.5 | 21.0 | 42.0 |

| Thermal parameters | | |
|---|---|---|
| NOCT[2] | [°C] | 45 ± 2 |
| Temp. coefficient of the short-circuit current | | $+4 \times 10^{-4}$/K |
| Temp. coefficient of the open-circuit voltage | | $-3.4 \times 10^{-3}$/K |

| Limit values / Qualifications | | |
|---|---|---|
| Max. permitted module temperature | [°C] | -40 to +85 |
| Max. permitted ambient temperature | | |
| Module under solar irradiation | [°C] | -40 to +50 |
| Module shaded (storage temperature) | [°C] | -40 to +85 |
| Maximum permitted system voltage[3] | [V] | 1000 |
| Surface pressure | [N/m²] | 2400 |
| Maximum distortion[4] | [°] | 1.2 |
| Humidity at 85 °C | [%] | 85 relative |
| Hailstorm/ hailstones | [mm] | ø 25 |
| | [m/s] | v = 23 |
| Weight (with / without frame) | [kg] | 11.5 / 9.5 |

1) $W_p$ (Watt peak) = Peak power under standard test conditions:
(minimum power 104,5 $W_p$ / 95 $W_p$)
Air Mass AM = 1.5
Irradiance E = 1000 W/m²
Cell temperature $T_C$ = 25 °C

2) Normal Operating Cell Temperature at:
Irradiance E = 800 W/m²
Ambient temperature $T_A$ = 20 °C
Wind speed $v_W$ = 1 m/s

3) Protection class II 820 V

4) Diagonal lifting of the module plane

**Figura 10.1: Ficha Técnica de los Paneles PV de Mono-Si.**

# ANEXO G: *Medidas de Mitigación de la Suciedad y Recomendaciones*

## Técnicas de Restauración: Lavado y Limpieza

La restauración implica todas aquellas técnicas utilizadas para eliminar el polvo o la suciedad de los equipos, con el objetivo de que las superficies queden lo más cerca de su estado original después de la deposición de suciedad. De acuerdo a lo anterior, las técnicas más lógicas para remover mecánicamente la suciedad de las superficies, corresponden al lavado o la limpieza de éstas. El lavado de superficies, corresponde a la utilización de agua o soluciones a base de detergentes, con el objetivo de eliminar la suciedad antes de cualquier unión química o mecánica pueda desarrollarse. Estas técnicas por supuesto, pueden ser extremadamente engorrosas, requiriendo procedimientos frecuentes y repetitivos que desencadenarán, un aumento de los costos de mantenimiento de las plantas solares asociadas.

### *Lavado y Limpieza de Superficies Fotovoltaicas*

En consideración a las superficies fotovoltaicas, la limpieza con agua de grifo (o destilada), a menudo mezclada con detergente y la posterior aplicación de un paño o esponja, es la práctica más común de limpieza en el caso de las instalaciones fotovoltaicas de pequeña escala. Para el caso de las plantas fotovoltaicas a gran escala, la utilización de chorros de agua de alta presión y un posterior cepillado de las superficies, son los métodos de limpieza más reportados a través de las investigaciones. Éste tipo de limpieza, es el más eficaz dentro de las prácticas existentes, puesto a que es el menos perjudicial para las superficies de los colectores, es económico y tiene un impacto ambiental mínimo.

Aunque las prácticas anteriores de lavado y limpieza de las superficies son las más utilizadas alrededor del mundo, existen también otras prácticas para mitigar y prevenir el efecto de ensuciamiento:

a) **Sistemas automatizados de limpieza**: Consisten en la utilización de dispositivos mecánicos controlados con el fin de automatizar el proceso de limpieza, minimizando el consumo de agua. Ejemplo de ello, es la utilización de boquillas computarizadas, que rocían una solución de limpieza sobre los paneles PV cada cierto intervalo de tiempo o máquinas autómatas de limpieza.

b) **Métodos de Limpieza Pasivos:** Éste tipo de método consiste en la utilización de cubiertas superficiales especiales o recubrimientos superficiales, ya sea con el objetivo de disminuir la adhesión/retención de las partículas de polvo, o mejorar la humectabilidad (energía superficial) para una limpieza eficiente.

### *Recomendaciones Generales*

La siguiente tabla contiene recomendaciones generales para mitigar el probable impacto de la acumulación de polvo sobre equipos fotovoltaicos de acuerdo a distintas zonas climáticas:

| Zona Climática | Condiciones que afectan el rendimiento PV y la deposición de polvo | Ciclo de limpieza recomendado para mitigar los efectos de la deposición de polvo |
|---|---|---|
| Grupo I: Latitudes Bajas – Comprenden climas húmedos, húmedo-seco y tropical seco | | |
| **Clima Tropical Húmedo**<br>-Rango de T°: 20-34°C<br>-PP Anual: >250 cm<br>-Rango de Latitud: 10°S a 25°N | -Latitudes bajas requieren de baja inclinación de los sistemas PV. No obstante, las bajas inclinaciones tienden a acumular mayor deposición de polvo.<br>-Se recomienda utilizar ángulos de inclinación más grandes que la latitud para reducir la acumulación de polvo. | -La PP anual podría reducir la acumulación de polvo (por limpieza periódica).<br>-Se recomienda una limpieza semanal durante periodos secos, que puede ser modificada en base a la acumulación de polvo. |

| | | |
|---|---|---|
| | -La alta PP anual podría reducir la acumulación de polvo. | |
| **Clima Tropical Húmedo-Seco**<br>-Rango de T°: 20°-30°C<br>-PP Anual: > 150 cm<br>-Rango de Latitud: 15° a 25° N y S | -Los vientos alisios dominan durante la estación seca, viniendo desde el noreste en el hemisferio norte y vice-versa.<br>-Se recomienda sistemas PV con mayor inclinación.<br>-Los paneles PV deben ser orientados en beneficio de la limpieza que pueden propiciar los vientos prevalentes. | -Se recomienda una limpieza semanal para casos de acumulación moderada y limpieza diaria en caso de intensa acumulación de suciedad. |
| **Clima Tropical Seco**<br>-Rango de T°: 20°-49°C.<br>-PP Anual: 15 cm.<br>-Rango de Latitud: 15° a 25° N y S. | -Regiones propensas a ambientes desérticos y polvorientos, con tormentas de arena frecuentes (para cualquier configuración del sistema PV).<br>-Baja humedad y PP.<br>-Disponibilidad intensa de radiación solar: el sistema fotovoltaico puede ser optimizado para maximizar el aprovechamiento de energía solar. | -La limpieza debe responder a la acumulación de polvo. Se recomienda una limpieza semanal como mínimo.<br>-Se recomienda una limpieza inmediata luego de las tormentas de arena o polvo.<br>-Se puede examinar la aplicación de revestimientos repelentes de polvo. |
| Grupo II: Latitudes Medias – Comprenden principalmente a la Estepa, el clima Mediterráneo, Pastizales y el Clima continental húmedo | | |
| **Estepa**<br>-Rango de T°: -4° a 40° C.<br>-PP Anual: menos de 10 cm en regiones secas a 50 | -Latitudes altas requieren de alta inclinación en el sistema PV. Se recomienda un ángulo de inclinación fijo e inferior para optimizar la ganancia solar | -Con un clima árido, escazas lluvias y un alto ángulo de inclinación, se recomienda un ciclo de limpieza semanal. |

| | | |
|---|---|---|
| cm en estepas húmedas.<br>-Rango de Latitud: 35° a 55° N. | durante todo el año.<br>-El polvo tiende a caer con el aumento del ángulo de inclinación. | -Si se utiliza un ángulo de inclinación menor (para maximizar la ganancia solar), se recomienda un ciclo de limpieza más frecuente en función de la intensidad de polvo. |
| **Clima Mediterráneo**<br>-Rango de T°: 10° a 40° C.<br>-PP Anual: 42 cm.<br>-Rango de Latitud: 30° a 50° N y S. | -Las altas latitudes requieren de un mayor ángulo de inclinación, no obstante, se recomienda un ángulo de inclinación menor fijo para maximizar la ganancia solar durante todo el año.<br>- El polvo tiende a caer con el aumento del ángulo de inclinación. | -Se recomienza una limpieza semanal o cada dos semanas dependiendo de la tasa de acumulación.<br>-En regiones con mayor acumulación de suciedad (regiones próximas a las industrias), se recomienda una limpieza diaria. |
| **Praderas (Pastizales)**<br>-Rango de T°: -4 a 22°C.<br>-PP Anual: 81 cm.<br>-Rango de Latitud: 30° a 55° N y S. | -Las altas latitudes requieren de un mayor ángulo de inclinación, no obstante, se recomienda un ángulo de inclinación menor fijo para maximizar la ganancia solar durante todo el año.<br>- El polvo tiende a caer con el aumento del ángulo de inclinación.<br>-Las precipitaciones podrían contribuir a la limpieza de los paneles PV. | -Se recomienda un ciclo de limpieza menos intenso, semanal o quincenal.<br>-Las regiones propensas a tasas más altas de acumulación de polvo (debido a la actividad humana), pueden requerir de limpieza semanal. |
| Grupo III: Altas Latitudes – Comprenden principalmente a los tipos de clima Taiga y Tundra. | | |
| **Taiga**<br>-Rango de T°: -22° a 16°C. | -Las altas latitudes requieren de altas inclinaciones (cercanas a la vertical). Se recomiendan | -Se recomienda un ciclo de limpieza semanal.<br>-La limpieza respecto a la |

| | | |
|---|---|---|
| -PP Anual: 31 cm.<br>-Rango de Latitud: 50° a 70° N y S. | sistemas de seguimiento para aprovechar eficazmente la energía solar.<br>-La temperatura ambiente inferior mejora el rendimiento de los equipos PV.<br>-El polvo tiende a caer en un ángulo de inclinación casi vertical.<br>-La acumulación de polvo es un factor menos crítico respecto a la maximización de la ganancia solar. | acumulación de nieve, es un tema que debe ser abordado de inmediato. |
| **Tundra**<br>-Rango de T°: -22° a 6°C.<br>-PP Anual: 20 cm.<br>-Rango de Latitud: 60° a 75° N. | Las altas latitudes requieren de altas inclinaciones (cercanas a la vertical). Se recomiendan sistemas de seguimiento para aprovechar eficazmente la energía solar.<br>-El polvo tiende a caer en un ángulo de inclinación casi vertical.<br>-La temperatura ambiente inferior mejora el rendimiento de los equipos PV.<br>-Ambiente susceptible a la acumulación de partículas finas. | -Se recomienda un ciclo de limpieza semanas ajustado a la acumulación fina y gruesa de partículas de polvo.<br>-La limpieza respecto a la acumulación de nieve, es un tema que debe ser abordado de inmediato. |

**Tabla 11.1: Recomendaciones generales para mitigar el efecto de ensuciamiento para distintas zonas climáticas. Fuente: General recommendation of mitigation measures against (likely) impact of dust accumulation on PV performance, Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations (17).**