UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Metodología para el diagnóstico de módulos y plantas fotovoltaicas

Sebastian Patricio Romero Cárcamo

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRÓNICO

PROFESOR GUÍA: Samir Kouro

PROFESOR CO-REFERENTE: Hugues Renaudineau

Resumen

La transición energética que experimenta la matriz eléctrica a nivel mundial se dirige hacia un futuro con mucho menor impacto en emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual permitirá el desarrollo sostenible de la humanidad en en el presente y a futuro.

Una de las tecnologías principales que permitirá este desarrollo es el módulo (o llamado comercialmente panel) fotovoltaico, el cual aplicado en conjuntos (strings y arreglos) son capaces de proveer directamente energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico el cual transfiere energía recibida de la luz del sol a un flujo de electrones, esto a potencias considerables para ser aplicadas a pequeña, mediana y gran escala.

Debido a la vida útil limitada y a las condiciones ambientales de la operación de dichos módulos, estos presentan un desgaste a lo largo del tiempo de operación, tiempo que puede extenderse hasta por un par de decenas de años. Es por lo anterior que surge la necesidad de realizar un diagnóstico o evaluación del nivel de desempeño que presentan los módulos de manera periódica.

Si bien existen métodos para aplicar dichas evaluaciones, la gran parte tienen la falencia de realizarse siempre bajo condiciones no repetibles o bien utilizar una gran cantidad de energía en el proceso de evaluación. En el siguiente documento se propondrá una metodología enfocada en mediciones en condiciones repetibles, utilizando una menor cantidad de energía.

La metodología propuesta contemplará el uso de un simulador solar pulsado, que ademas de asugerar repetibilidad en los experimentos, también garantiza una irradiancia homogénea y temperatura estable durante la medición. Para validar la metodología con las tecnologías adoptadas en el mercado se realizarán pruebas en 4 modulos con tecnologías de celda distintas.

Abstract

The ongoing global energy transition in the electrical grid is steering towards a future with significantly reduced greenhouse gas emissions, fostering sustainable development for humanity both in the present and the future.

A key technology driving this transformation is the photovoltaic module (commercially referred to as a panel). When deployed in arrays (strings and arrays), these modules have the capability to directly generate electrical energy through the photovoltaic effect, converting sunlight into an electron flow. This technology can provide substantial power outputs suitable for applications at small, medium, and large scales.

However, due to their limited lifespan and exposure to environmental conditions during operation, these modules undergo wear and tear over time, with operational lifespans extending up to a couple of decades. Hence, there arises a need for periodic diagnostic assessments to evaluate the performance levels of these modules.

While existing methods for such evaluations often fall short by either being conducted under non-reproducible conditions or consuming a significant amount of energy during the assessment process, this document proposes a methodology focused on measurements under repeatable conditions and utilizing a reduced energy footprint.

The proposed methodology will involve the use of a pulsed solar simulator, which not only ensures repeatability in experiments but also guarantees homogeneous irradiance and stable temperature during measurements. To validate the methodology with the technologies adopted in the market, tests will be conducted on four modules with different cell technologies.

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que me han acompañado y apoyado a lo largo de este viaje académico. En primer lugar, a mi querida familia, especialmente a mi madre y a mis hermanas, quienes han sido mi pilar fundamental. Gracias, mamá, por tu amor incondicional y tus sacrificios, y a mis hermanas por ser mi fuente constante de inspiración y apoyo. A mi padre, gracias por tus consejos sabios y por estar siempre presente en los momentos más importantes.

Extiendo mi agradecimiento a Falabella S.A. por financiar la totalidad de mi carrera universitaria. Sin su generoso apoyo, alcanzar este logro habría sido mucho más difícil. Agradezco profundamente la oportunidad que me brindaron para crecer profesional y personalmente, y espero poder retribuir su confianza con mi dedicación y esfuerzo en el futuro.

Finalmente, quiero agradecer a mis amigos por su constante apoyo y compañía en esta etapa tan importante de mi vida. Gracias por los momentos compartidos y por estar siempre ahí cuando más lo necesitaba. También a mi querido gato, cuya presencia y compañía me brindaron paz y alegría en los días más difíciles. A todos ustedes, les dedico este trabajo con gratitud y cariño.

Tabla de Contenidos

1 Introducción **1**

1.1 Hipótesis 2

1.2 Contexto de la memoria y objetivos 2

1.2.1 Objetivos generales 2

1.2.2 Objetivos específicos 2

2 Estado del arte **3**

2.1 Definiciones básicas 3

2.1.1 Celda y módulo fotovoltaico 3

2.1.2 Algoritmos de búsqueda de puto máximo de potencia (MPPT) . 6

2.1.3 Configuraciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red . . 8

2.1.4 Muestra representativa 10

2.2 Sistema de generación PV 12

2.2.1 El módulo fotovoltaico 12

2.3 Métodos de medición de desempeño en módulos PV 15

2.3.1 Trazador de curva IV 15

2.3.2 Termografía 18

2.3.3 Electroluminiscencia 19

2.3.4 Simulador solar continuo 21

2.3.5 Simulador solar pulsado 22

2.3.6 Ejemplos de módulos utilizados en plantas PV 22

2.4 Conclusiones sobre el estado del arte 25

3 Definición de la metodología **26**

3.1 Introducción 26

3.1.1 Caracterización general de la planta 26

3.1.2 Levantamiento de información en terreno 26

3.1.3 Determinación de tamaños de muestras 26

3.1.4 Protocolo de mediciones en simulador pulsado 27
3.1.5 Análisis e interpretación de curvas IV 27
3.1.6 Reporte de muestras 27
3.2 Caracterización general de la planta 27
3.3 Levantamiento de información en terreno 28
3.4 Proceso de determinación de tamaños de muestra 28
3.4.1 Muestra general por tecnología 28
3.5 Protocolo de pruebas en Simulador Pulsado 29
3.5.1 Condiciones de operación 29
3.5.2 Hardware a considerar 33
3.5.3 Procedimiento por pasos 35
3.6 Análisis e interpretación de curvas IV 36
3.6.1 Parámetros principales a observar 36
3.6.2 Resistencia en serie y resistencia en paralelo. 37
3.6.3 Tabla de interpretación de fallas 38
3.7 Reporte de Muestra 40

4 Aplicación Piloto **42**
4.1 Caracterización General 42
4.2 Levantamiento de información en terreno 43
4.3 Determinación de tamaños de muestra 44
4.4 Medición de módulos en Flasher 45
4.5 Análisis e interpretación de curvas IV 48

5 Análisis de la metodología **50**
5.1 Trabajos futuros 50
5.1.1 Aplicación de la metodología en planta de gran escala 50
5.1.2 Comparación con tracers de curva IV 50
5.1.3 Comparación con imágenes IR 50
5.1.4 Aplicación de la metodología a tecnologías emergentes 51
5.2 Certeza y porcentaje de confiabilidad 51

6 Conclusiones **52**

Lista de Tablas

2.1 Parámetros de circuito equivalente de la celda solar 4
2.2 Parámetros de corriente de diodo 4
2.3 Tabla resumen de configuración de sistemas PV conectados a red . . . 9
2.4 Parámetros y variables para determinar el tamaño de la muestra 10
2.5 Ejemplos de módulos disponibles en el mercado 24

3.1 Clasificaciones de simuladores solares según match espectral 30
3.2 Clasificaciones de simuladores solares según no uniformidad espacial . . 30
3.3 Clasificaciones de simuladores solares según inestabilidad temporal . . . 31
3.4 Modelos de Módulos solares en la terraza del edificio B 34
3.5 Tabla de modos de falla dependientes de los indicadores de la curva IV 39

4.1 Tabla de caracterización general de planta 42
4.2 Tabla de información levantada en terreno 43
4.3 Módulos solares disponibles para pruebas en laboratorio. (*En condiciones STC según el fabricante) 45
4.4 Tabla de resultados y evaluación de módulos. 48

Lista de Figuras

1.1 Capacidad instalada global de energía solar fotovoltaica en [GW] desde el año 2014 [1] 1

2.1 Circuito equivalente de la celda solar. (modelo de diodo simple) [2] . . 3
2.2 Curvas I-V y P-V de un módulo, en (a) diferentes niveles de irradiancia a temperatura estándar(25[$^{\circ}C$]) y (b) a distintas temperaturas a irradiancia estándar(1000[W/m^2]). 5
2.3 Mapa conceptual de distintos algoritmos de búsqueda de MPP 6
2.4 Curva I-V para un string de dos cedlas conectadas en serie, con uno sombreado al 40%, sin diodo de bypass (a) y con diodo de bypass (b) . 7
2.5 Configuraciones de sistemas PV conectados a red, (a) centralizada , (b) por string ,(c) multistring y (d) por módulo AC [3] 8
2.6 Área sombreada de la distribución estándar 11
2.7 Histograma de Potencia de curvas I-V en muestra de arreglos PV . . . 11
2.8 Eficiencias promedio de las tecnologías líder en el mercado [4] 12
2.10 Sección de celda PERC monofacial (izquierda) y bifacial (derecha) . . . 13
2.9 Promedio anual de precios de módulos [4] (Thin Film en rojo, Silicio cristalino en negro). 13
2.11 Cuotas de mercado de módulos solares por tipo de tecnología. 14
2.12 Desarrollo y estructura de costos de sistemas PV 14
2.13 Diagrama general de un trazador de curva IV 15
2.14 Diagrama base para un trazador capacitivo 16
2.15 Diagrama base para un trazador electrónico 17
2.16 Diagrama base para un trazador de fuente de 4 cuadrantes. 18
2.17 Módulos en cortocircuito (manual) del string superior se observan mas calientes que el resto del string, también se aprecia bypass a nivel de sub-string [5] 19

2.18 Potencia de la señal a recibir con la transmitancia de sensores y filtros, versus el espectro solar estándar AM1.5G 20
2.19 Fotografía EL evidenciando distintos tipos de fisuras en el módulo . . . 20
2.20 Simulador solar continuo de Eternal Sun Spire 21
2.21 Anchos de banda de distintos tipos de lámpara 22
2.22 Simulador pulsado de Eternal Sun Spire 23
2.23 Comparación visual de distintas tecnologías en módulos solares 24
2.24 Curva de garantía para el modelo LR5-72HBD530 24
2.25 Curva de garantía para el modelo P6/60-260 25

3.1 Distintos espectros de irradiancia estandarizados 29
3.2 Eficiencia en función de la temperatura para un par de tecnologías de módulos solares 32
3.3 Simulador solar pulsado Spire Flasher, con gabinete eléctrico 33
3.4 Curva IV con descripción gráfica del Fill Factor (FF) 36
3.5 Relación de la curva IV con resistencia en serie y resistencia paralelo . . 37
3.6 Diagrama de flujo de la metodología propuesta 41

4.1 Módulos monocristalinos a nivel de terraza 43
4.2 Módulos policristalinos a nivel de techo 43
4.3 Módulos de izquierda a derecha: Poli-Si (2), Mono-Si bifacial, Thinfilm 44
4.4 (a)Simulador Solar Pulsado EnternalSun Spire Temperature Controlled Lab Flasher. (b) Cámara de acondicionamiento térmico Weisstechnik Temperature Condition Box. 46
4.5 (a) Celda de referencia del simulador. (b) Módulo de referencia con sonda térmica. 46
4.6 Detalle de rodamientos para el montaje de los módulos 47
4.7 Curvas IV muestreadas por el simulador. 49

Capítulo 1

Introducción

La luz solar es un recurso renovable, muy abundante (aunque sujeto a ciclos) y es de suma importancia para mayoría de los seres vivos. Es esta abundancia la que permite que sea un recurso confiable, característica que hace de la luz solar atractiva como un recurso a explotar, esto junto a la tecnología la cual ha tenido un proceso de maduración relativamente completo desde la invención de la celda fotovoltaica de silicio por laboratorios Bell en los años 50.

En la actualidad la ya consolidada industria solar presenta uno de los crecimientos más rápidos en cuanto a inversión y adopción de la tecnología, observándose un fenómeno exponencial en los últimos años. En la figura 1.1 se puede observar según datos del reporte del año 2023 de REN21 el crecimiento exponencial de la capacidad solar instalada a nivel global. Según los datos de la IEA [6] se espera que al año 2027 exista una capacidad de mas de 2300 [GW] , bajo los supuestos mas conservadores. Se estima también que aproximadamente un 57% de este total provendrá de plantas fotovoltaicas de gran escala las cuales pueden tener millones de unidades de módulos

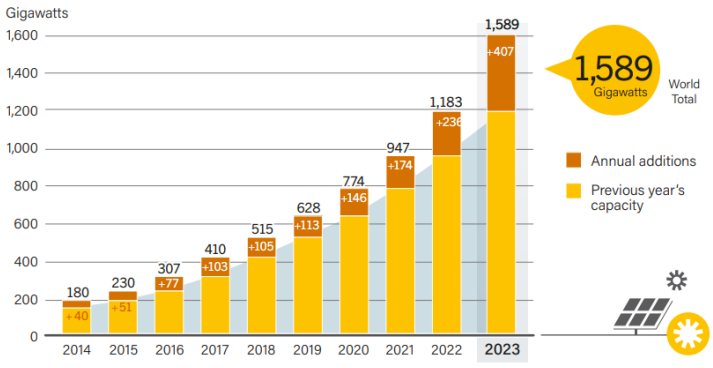


Figura 1.1: Capacidad instalada global de energía solar fotovoltaica en [GW] desde el año 2014 [1]

fotovoltaicos en operación, por lo cual se propondrá una metodología para evaluar una gran cantidad de módulos, de manera más precisa y con una mayor eficiencia energética.

Cabe mencionar que bajo la ley chilena (ley N° 21.542) las plantas solares de gran envergadura califican como infraestructura crítica, lo cual incentiva la evaluación de su desempeño pues existe un interés público en que esta infraestructura se mantenga funcionando según lo esperado.

1.1 Hipótesis

Es posible determinar el estado de salud general de los módulos de una planta solar fotovoltaica de gran escala realizando mediciones sobre un número reducido de módulos con herramientas estadísticas en conjunto con información de la misma planta..

1.2 Contexto de la memoria y objetivos

1.2.1 Objetivos generales

- Proponer y validar una metodología que resulte exitosamente en el diagnóstico y evaluación de una planta fotovoltaica de gran escala y que esta evaluación sea comparable con la información proporcionada por el fabricante.

1.2.2 Objetivos específicos

- Utilizar como herramienta principal en la metodología un simulador solar pulsado.
- Validar la metodología para tecnologías ampliamente utilizadas en la industria
- Compatibilizar la metodología para plantas no homogéneas.

Capítulo 2

Estado del arte

2.1 Definiciones básicas

2.1.1 Celda y módulo fotovoltaico

La celda fotovoltaica es la unidad fundamental de todos los módulos fotovoltaicos, donde cada módulo posee una combinación de celdas conectadas en serie y/o en paralelo, celdas que por si solas y en conjunto producen corriente continua (DC), entonces para entender su comportamiento general es de gran utilidad comprender a lo menos el modelo matemático eléctricamente equivalente mas utilizado [7] 2.1

El circuito equivalente presenta una fuente de corriente dependiente de la intensidad de la luz solar que incide en la celda, un diodo en paralelo, y resistencias: una en serie, la cual refleja la resistencia total en serie del circuito, incluyendo resistencias de contactos y del semiconductor, y una en paralelo la cual resume el efecto de corrientes de fuga e imperfecciones en el semiconductor. En la tabla

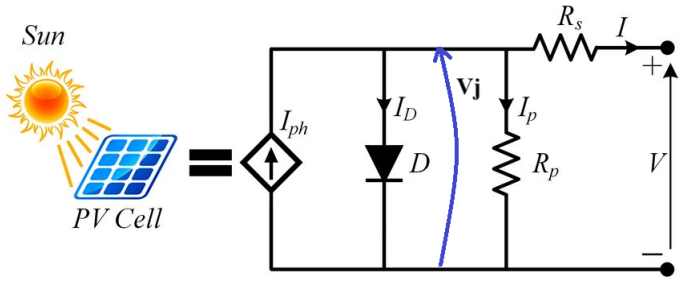


Figura 2.1: Circuito equivalente de la celda solar. (modelo de diodo simple) [2]

Tabla 2.1: Parámetros de circuito equivalente de la celda solar

Variable	**Parámetro**
I_{ph}	Corriente fotogenerada $35 - 40[mA/cm2]$ (para celdas de Si)
I_p	Corriente de shunt.
I_D	Corriente de diodo.
I	Corriente de salida de la celda
R_s	Resistencia serie de la celda
R_p	Resistencia paralelo de la celda
V	Voltaje de salida de la celda

Tabla 2.2: Parámetros de corriente de diodo

Variable	**Parámetro**
I_S	Corriente de saturación del diodo. $10 - 12[A/cm^2]$
q	La magnitud de carga del electrón $1.6 \cdot 10^{-19}[C]$.
k	constante de Boltzmann $1.38 \cdot 10^{-23}[J/K]$.
n	factor de idealidad del diodo. Caso ideal $n = 1$
T	Temperatura absoluta de la juntura $[K]$

2.4 se listan los parámetros del modelo.

Se puede comenzar a definir el modelo partiendo por las corrientes de Kirchhoff:

$$I = I_{ph} - I_p - I_D \tag{2.1}$$

Estas corrientes están caracterizadas por el voltaje entre los elementos:

$$V_j = V + I \cdot R_s \tag{2.2}$$

Donde V_j es el voltaje en el nodo interior del circuito. Ahora por la ecuación del diodo de Shockley se tiene que:

$$I_D = I_S(e^{\frac{V_j \cdot q}{n \cdot kT}} - 1) \tag{2.3}$$

Los parámetros de la ecuacion se encuentran listados en 2.2

Y sabemos por la ley de Ohm que la corriente a través de la resistencia en paralelo es:

$$I_p = \frac{V_j}{R_p} \tag{2.4}$$

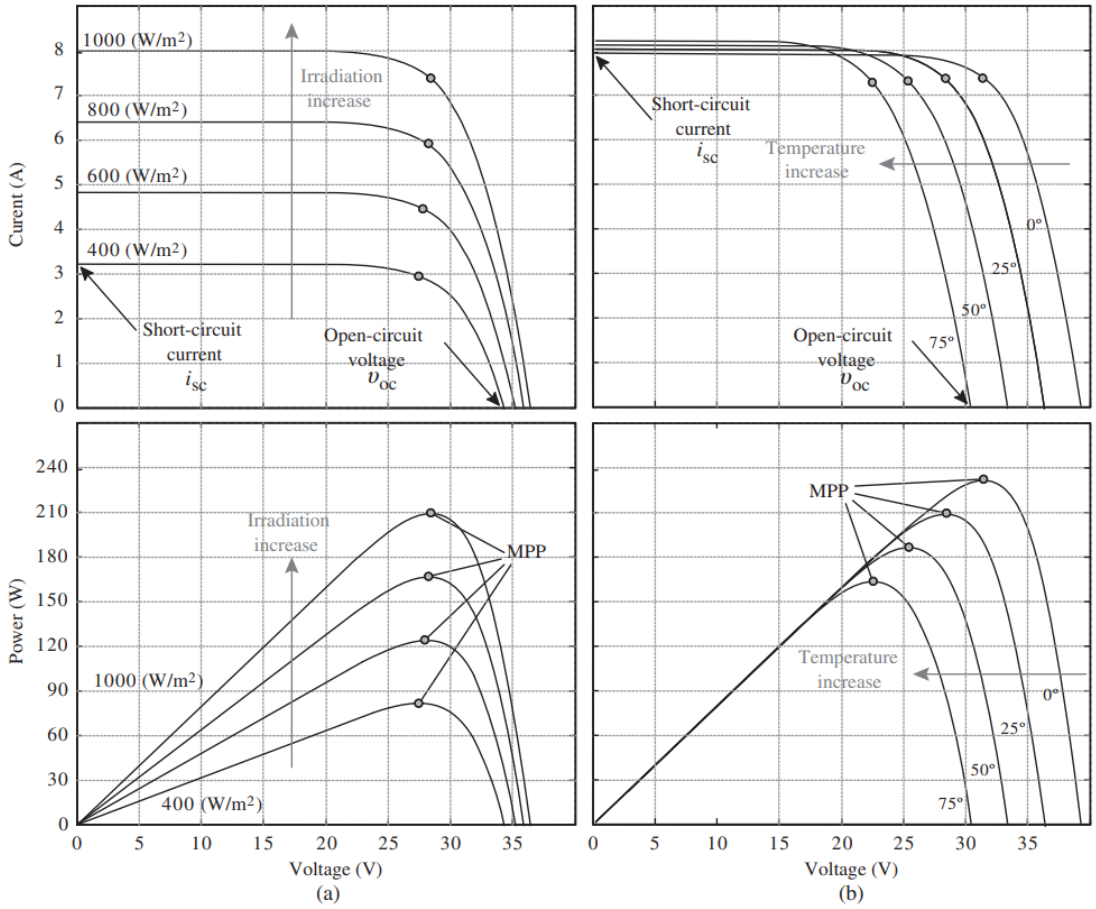


Figura 2.2: Curvas I-V y P-V de un módulo, en (a) diferentes niveles de irradiancia a temperatura estándar(25[°C]) y (b) a distintas temperaturas a irradiancia estándar(1000[W/m^2]).

Reemplazando todo en 2.1:

$$I = I_{ph} - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} - I_S(e^{\frac{V+I\cdot R_s}{n\cdot kT}} - 1) \tag{2.5}$$

Resulta en la ecuación característica de la celda fotovoltaica. Dado que los parámetros I_S, n, R_s, R_p no son medibles directamente se utilizan técnicas de regresión no lineal para obtener sus valores, y como la ecuación es recursiva (I está en ambos lados de la ecuación y no es resoluble) la solución a esta ecuación no es analítica si no que numérica.

La curva que caracteriza el voltaje y la corriente de un módulo fotovoltáico es la curva I-V y de esta (si se multiplica la corriente por el voltaje en el punto de operación) se obtiene la curva P-V [8]:

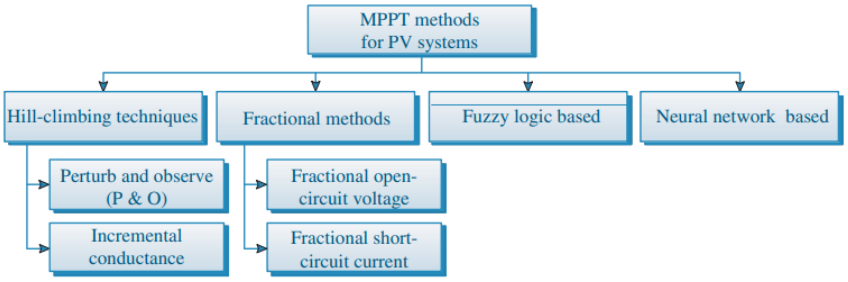


Figura 2.3: Mapa conceptual de distintos algoritmos de búsqueda de MPP

Como se puede observar en la figura 2.2, tanto la temperatura de operación como la irradiancia son los principales factores que determinan el output de potencia (por ende también de energía) del módulo [9] y por asociación, de la planta entera. Ninguna de estas variables se mantiene constante durante la operación, lo cual genera variabilidad en la operación y una variabilida en el proceso de medición si este se realiza en un ambiente sin controlar estas perturbaciones.

$$E = \int_{t_0}^{t_1} P dt \tag{2.6}$$

2.1.2 Algoritmos de búsqueda de puto máximo de potencia (MPPT)

Como se puede ver en la figura 2.2 el máximo de las curvas de potencia-voltaje están denominadas como punto de máxima potencia (Maximum Power Point) o MPP por sus siglas en inglés. Este es el punto de operación óptimo si se busca maximizar la energía entregada por el módulo. Existen múltiples técnicas de control para mover el punto de operación y llegar a MPP (Control MPPT), siendo el mas común el método P&O (perturbar y observar) [10]. En la figura 2.3 se observa el mapa de los métodos para encontrar el punto de máxima potencia.

MPPT bajo sombreado parcial

El principal problema que tienen los algoritmos básicos de búsqueda de MPP es que las curvas de la figura 2.2 son ideales, a una irradiancia y temperatura completamente uniforme, esto significa que todas las celdas generan potencia de forma pareja. En cambio en las condiciones de operación normales para una planta PV podría ser usual el sombreado de parte de las celdas del módulo y

de la misma manera el sombreado de módulos en cada string o arreglo. En la figura 2.4 se observan las anomalías en la operación al sombrearse parte de un sistema de dos celdas conectadas en serie (se asume sin carga, entonces el voltaje de salida es dos veces el voltaje de circuito abierto). Observar que sin diodo de bypass la corriente quedará limitada al menor valor (en este caso 0.6 veces la corriente de cortocircuito i_{sc}), mientras que al actuar un diodo de bypass se generan escalones en la curva IV total, lo cual genera máximos locales que algunos algoritmos no pueden afrontar para llegar al MPP absoluto.

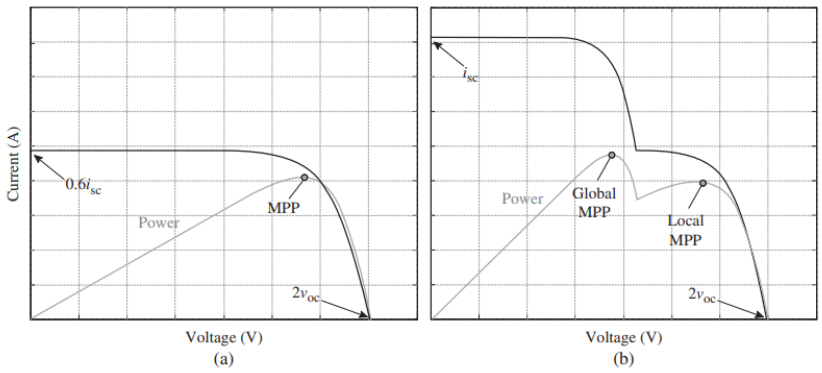


Figura 2.4: Curva I-V para un string de dos cedlas conectadas en serie, con uno sombreado al 40%, sin diodo de bypass (a) y con diodo de bypass (b)

Lo anterior implica que los módulos afectados por sombreado en el string producirán una menor corriente I_{ph} o incluso corriente nula, entonces la corriente producida por los módulos no sombreados pasará a través de R_{sh} resultando en un voltaje negativo para el V de output. Para solucionar parcialmente este problema se integra un diodo de bypass, que permite el paso de la corriente incluso si un modulo o string esté sobreado parcialmente.[11]

El nuevo problema que genera esta solución es que complica la optimización, ya que la nueva curva P-V contiene mas de un máximo (el número de máximos aumenta a la par con la cantidad de módulos del string). Para esto existen soluciones como algoritmos mas complejos de búsqueda de máximo global (GMPPT) [12] o aplicación de algoritmos mas simples pero de forma descentralizada.

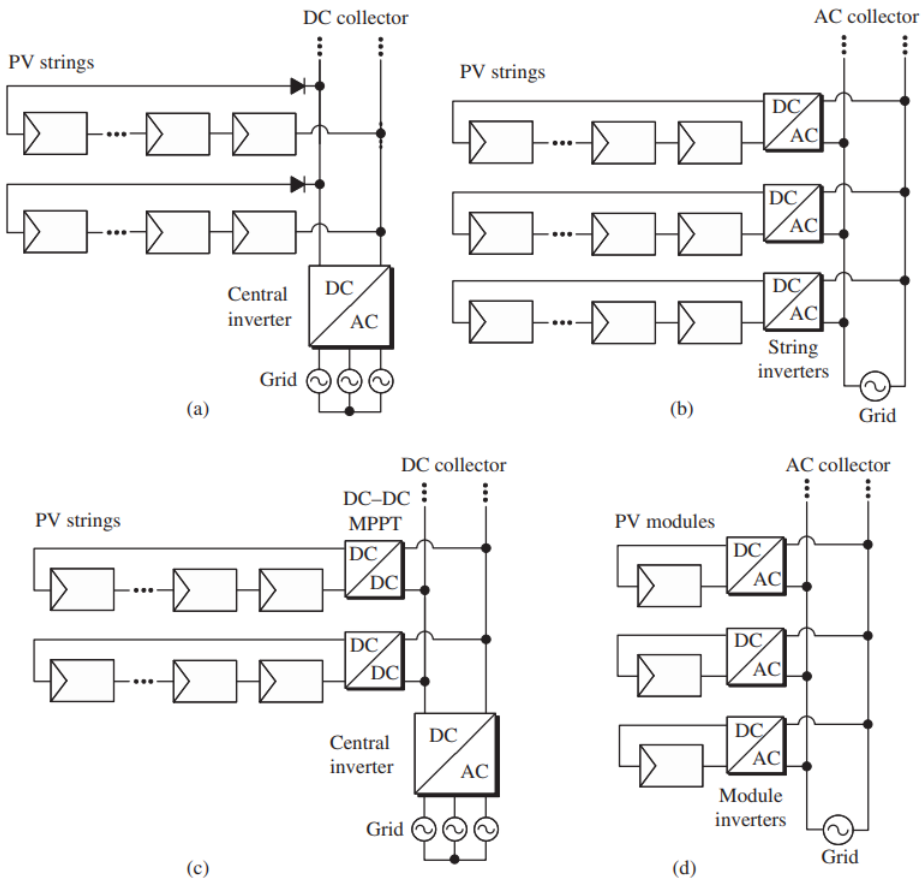


Figura 2.5: Configuraciones de sistemas PV conectados a red, (a) centralizada , (b) por string ,(c) multistring y (d) por módulo AC [3]

2.1.3 Configuraciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los sistemas de conversión de energía solar conectados a la red eléctrica pueden categorizarse principalmente en 4 tipos de configuraciones: Configuración centralizada (trifásico) para plantas de gran escala, configuración por strings para mediana y pequeña escala (mono y trifásico), configuración multistring para todo tipo de escala (mono y trifásico), y configuración AC por módulo (monofásico) [13]. En la figura 2.5 se observan los diagramas de las diferentes configuraciones posibles

Estas distintas configuraciones traen consigo ventajas y desventajas (descritas en la tabla 2.3 por lo que la elección estará asociada al contexto, condiciones ambientales y escala del proyecto.

Tabla 2.3: Tabla resumen de configuración de sistemas PV conectados a red

Configuración	Rango de Potencia	Costo/Watt	Ventajas	Desventajas
Centralizada	<1.6[MW]	Bajo	Diseño simple, sistema de control único	Perdidas por desajuste, menor rendimiento energético
Por String	<10[kW]	Medio	MPPT distribuido, menor cableado DC	Alta cantidad de componentes, varios sistemas de control de red
Multistring	<500[kW]	Medio/bajo	MPPT distribuido, un sistema de control de red	Cantidad media de componentes, dos etapas de conversión de potencia
Por Modulo AC	<300[W]	Alto	Sin cableado DC, alto rendimiento energético	Cantidad más alta de componentes, un sistema de control por módulo

2.1.4 Muestra representativa

Es esencial el concepto de muestra en cualquier contexto que involucre un número grande de objetos, resulta especialmente potente por ejemplo, en elecciones donde un pequeño porcentaje de los votos verificados son suficientes para predecir el resultado final de la votación. Lo anterior se da pues la calidad de la muestra suele ser bastante alta.

Cualquier subconjunto de observaciones sobre una población es considerada una muestra [14] y para que una muestra sea válida y represente fielmente a la población estudiada esta debe ser aleatoria, debe considerar la homogeneidad o heterogeneidad de la población y debe tener un cierto tamaño suficientemente grande para representar la población con un cierto margen de error en un intervalo de confianza. El tamaño de la muestra viene determinado por la ecuación de tamaño muestreal. En la tabla 2.4 se muestran los parámetros y variables de dicha ecuación

$$n = N * \frac{\frac{Z^2 * p * (1-p)}{e^2}}{[N - 1 + \frac{Z^2 * p * (1-p)}{e^2}]} \tag{2.7}$$

El valor Z es un dato tabulado según el nivel de confianza deseada, este valor se puede entender como la cantidad de desviaciones estándar que se debe alejar desde la media para abarcar el porcentaje de confianza. Por ejemplo:

Tabla 2.4: Parámetros y variables para determinar el tamaño de la muestra

Símbolo	Constante/Variable
I	Corriente de salida de la celda
I_{ph}	Corriente fotogenerada
I_s	Corriente de saturación del diodo
V	Voltajede salida de la celda
R_s	Resistencia en serie de la celda
R_p	Resistencia en paralelo de la celda
n	Factor de idealidad del diodo
k	Constante de Boltzmann
T	Temperatura absoluta

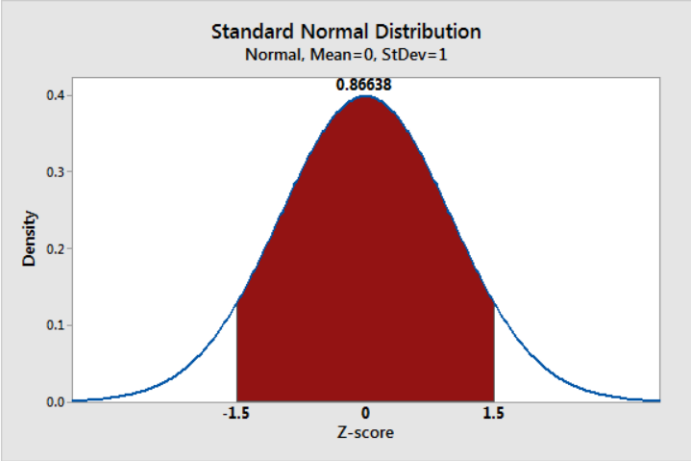


Figura 2.6: Área sombreada de la distribución estándar

Como se puede apreciar en la figura 2.6 el área sombreada para un valor Z de 1.5 representa el 86% de todo el gráfico de distribución.
Otro ejemplo mas práctico y real de muestra representativa presenta un estudio [15] que consideró un total de 200MW distribuidos en 40 plantas fotovoltaicas de gran escala en España, estudio hecho por IES-UPM (Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid). El estudio concluyó de la muestra representativa que en promedio las plantas funcionaban al 94% de su rendimiento nominal y que un cuarto de todas ellas funcionaban por debajo del 90% del rendimiento nominal.

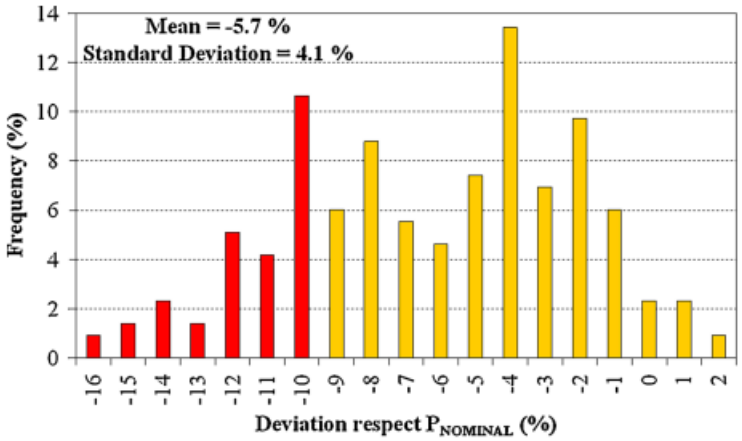


Figura 2.7: Histograma de Potencia de curvas I-V en muestra de arreglos PV

2.2 Sistema de generación PV

2.2.1 El módulo fotovoltaico

A lo largo del ascenso de la energía solar como fuente renovable, el desarrollo de los componentes principales y agregados de módulos solares ha permitido una mejora considerable de las condiciones para los proyectos de energía solar. Esto es principalmente por el aumento lineal de la eficiencia promedio de los módulos (como se muestra en la figura 2.8 y una pronunciada baja en los precios de módulos del mercado [4] (En la figura 2.9 se puede notar la escala logarítmica del eje X)

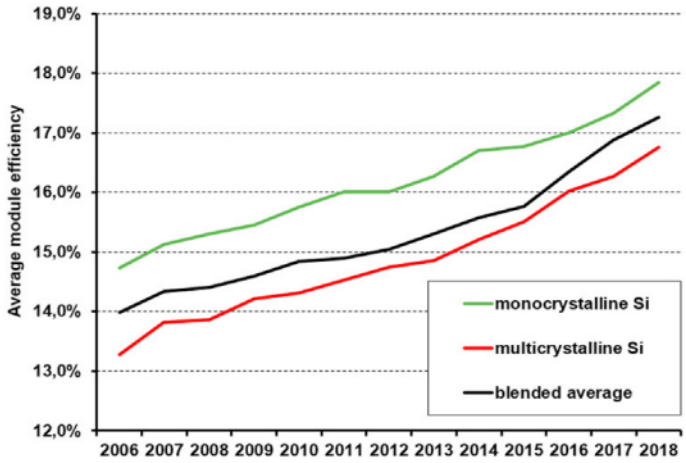


Figura 2.8: Eficiencias promedio de las tecnologías líder en el mercado [4]

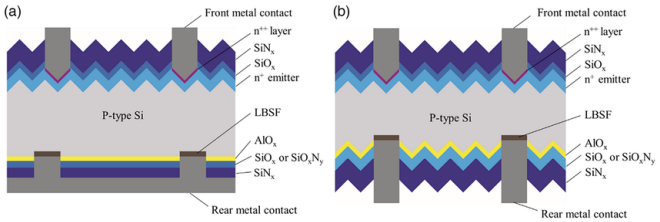


Figura 2.10: Sección de celda PERC monofacial (izquierda) y bifacial (derecha)

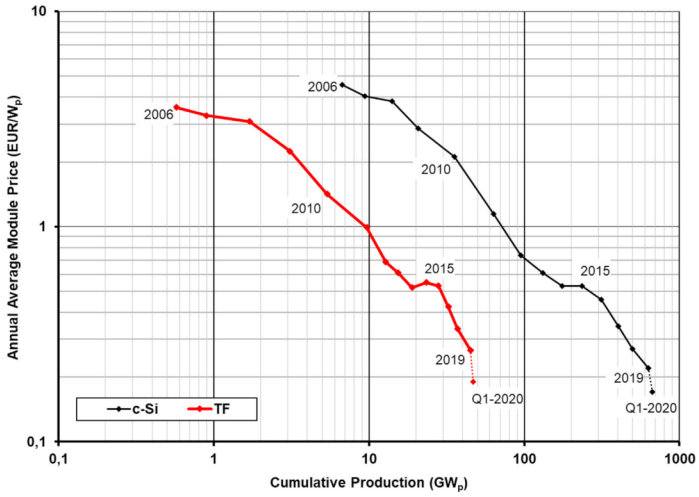


Figura 2.9: Promedio anual de precios de módulos [4] (Thin Film en rojo, Silicio cristalino en negro).

Específicamente las mejoras de la tecnología de celdas Si, como lo son las celdas PERC (Passivated Emitter and Rear Cell, cuya composición se muestra en la figura 2.10) que bajan las perdidas por recombinación y las celdas bifaciales que permiten transformar luz reflejada en otros objetos distintos al módulo en si, contando también de la cadena de suministro segura y abundante para el material base (recordar que el 27.7% [16] de la corteza terrestre está compuesta de silicio) han hecho de la tecnología basada en láminas de silicio la líder en aplicaciones de gran escala.

Si bien aún existe un margen para aumentar la eficiencia mediante la innovación en los materiales y la construcción de la celda fotovoltaica, este está acotado por el límite de Shockley-Queisser el cual dicta la máxima eficiencia teóricamente posible para una celda de una sola juntura (alrededor de 33% [17]). A la fecha actual, las eficiencias record para módulos de silicio cristalino y policristalino son 26.7% y 24.4% respectivamente [18].

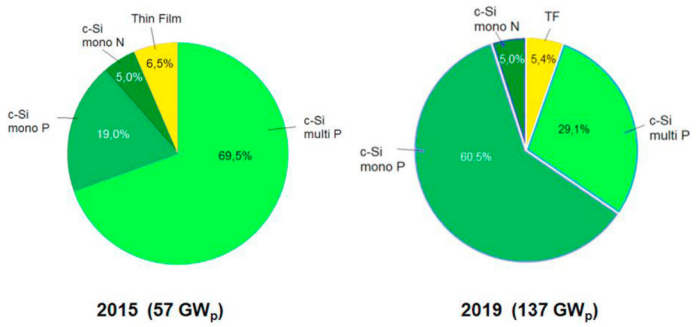


Figura 2.11: Cuotas de mercado de módulos solares por tipo de tecnología.

Sin embargo dentro del costo total que tiene un sistema de generación fotovoltaica los costos de los módulos son solo una parte. Los costos totales se peuden clasificar principalmente en 3 categorías, los módulos, costos BOS (Balance of System) que agrupan todos los activos de hardware o software que pertenecen íntegramente al sistema pero son distintos de los módulos (inversores, switches, cableado, sistema de baterías, montaje, transformadores), y costos suaves (o costos indirectos).

Aunque en la actualidad la mayor parte del costo total de un proyecto solar ya no está en los módulos solares, el desarrollo constante de la tecnología de silicio ha permitido la reducción de costos totales de los proyectos al punto de hacer de la energía solar una opción competitiva y sostenible para los inversionistas. La evolución de los costos asociados a sistemas PV se puede apreciar en la figura 2.12

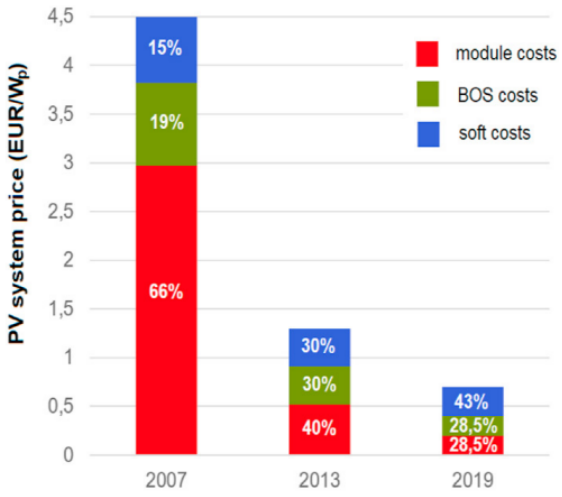


Figura 2.12: Desarrollo y estructura de costos de sistemas PV

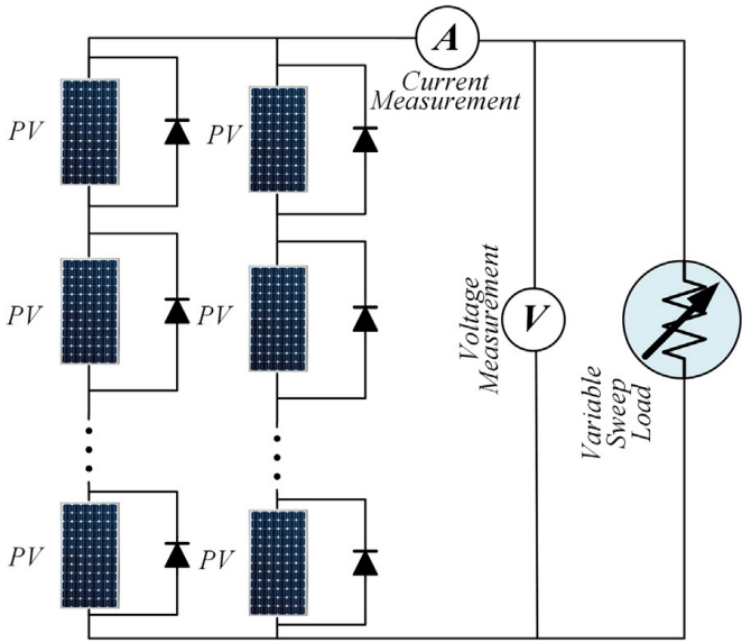


Figura 2.13: Diagrama general de un trazador de curva IV

2.3 Métodos de medición de desempeño en módulos PV

2.3.1 Trazador de curva IV

Un trazador de curva IV es un dispositivo que captura las características de generadores de energía fotovoltaica, sean celdas módulos e incluso strings, usualmente bajo condiciones variables de irradiancia y temperatura. Este instrumento es utilizado exhaustivamente en la industria para evaluar el desempeño y diagnosticar fallas en los sistemas de generación fotovoltaica, y se han desarrollado diversas técnicas y topologías para utilizar este dispositivo al máximo potencial.
El diagrama general de un trazador de curva se describe en la figura 2.13
El principio básico de los trazadores consiste en variar la salida PV desde una condición de cortocircuito a una de circuito abierto y realizar mediciones de voltaje y corriente en el proceso, reconstruyendo una curva IV como la de la figura 2.4a. Existen actualmente 5 métodos para aplicar en trazadores[19]:

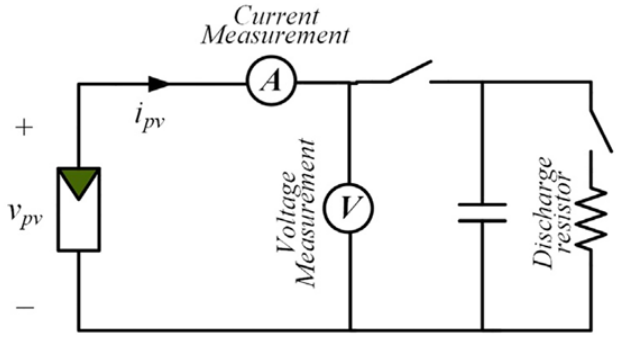


Figura 2.14: Diagrama base para un trazador capacitivo

Carga resistiva variable: Es el método más directo y simple para trazar la curva, pues utiliza arreglos de resistores (con sus respectivos switches) para variar la carga desde corto circuito a circuito abierto. Los switches son accionados por un microcontrolador, que conecta y desconecta resistencias alternadamente para construir la curva. Si bien este método sigue al pie de la letra el principio del trazador, tiene varias desventajas: la resolución viene dada por la resistencia mas pequeña, el tamaño del equipo crece rápidamente mientras mas potencia deba ser evaluada (potencia que por cierto se desperdicia en forma de calor), en strings se debe utilizar una gran cantidad de resistencias para hacer posible la construcción de la curva completa y la resolución no es constante.

Carga capacitiva: Es uno de los métodos mas populares en aplicaciones reales pues a medida que la carga del capacitor se incrementa, la corriente baja y el voltaje sube, construyendo así la curva IV de manera pasiva. El banco de capacitores a utilizar se puede escalar dependiendo de la aplicación. Si bien la energía contenida en los capacitores al final del experimento se puede reutilizar, es usual que esta se disipe en resistores. Un ejemplo de trazador basado en carga capacitiva de fuente abierta se puede ver en la figura 2.14 [20].

Carga electrónica: El método de carga electrónica utiliza un transistor como carga. El tipo de transistor mas utilizado como carga en este contexto es el MOSFET y se controla de manera parecida a otras aplicaciones con transistores. La dificultad de este método radica en que la curva IV a voltajes bajos es prácticamente plana, y por esto se hace necesario circuitos de control preciso DC-DC para distribuir los puntos de medición con una resolución adecuada en toda la curva IV, como por ejemplo usando una DSP [21]. Otra desventaja

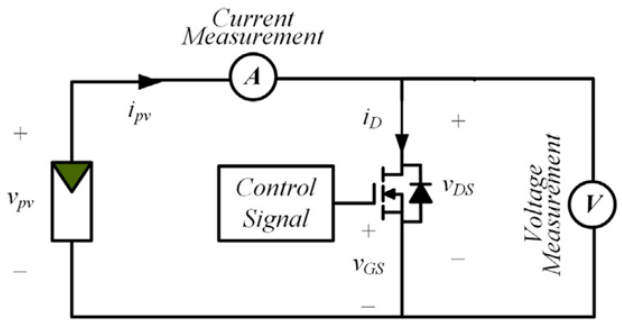


Figura 2.15: Diagrama base para un trazador electrónico

de este método es que la potencia se disipa en su totalidad en el transistor, la solución a esto es una buena disipación térmica, sin embargo esto aumenta el peso y volumen del dispositivo final. En la figura 2.15 se muestra el diagrama de un trazador electrónico.

Fuente de poder de 4 cuadrantes: La fuente de poder de 4 cuadrantes es un dispositivo capaz de disipar y proveer potencia. Si bien las celdas y/o módulos fotovoltaicos están diseñados para operar en el primer cuadrante, los puntos alrededor de la intersección de la curva IV con los ejes pueden proveer información útil sobre los parámetros del dispositivo a estudiar. Las estrategias de control en fuentes de 4 cuadrantes mas recientes involucran el uso de 2 rampas de voltaje para una mejor resolución en la "rodilla" de la curva IV y la zona de fuente de voltaje. Este método es el mas rápido y preciso y con altas capacidades en el rango de voltaje y corriente que puede manejar. Sin embargo esta fuente es costosa y pesada, lo cual limita su uso a laboratorio. El diagrama para un trazador de fuente de 4 cuadrantes se muestra en la figura 2.16

Convertidor DC-DC: El ratio de conversión de voltaje de convertidores DC-DC puede usarse como una resistencia virtual para los terminales del módulo fotovoltaico, haciendo posible una resistencia variable, al cambiar esta proporción de conversión y así realizar un sweep para reconstruir la curva IV. Las topologías usualmente utilizadas en este método incluyen convertidores buck-boost, Cuk, Zeta y SEPIC. El convertidor DC-DC puede emular distintas cargas y el sistema de adquisición de datos pueden comunicarse para obtener la mejor precisión de mediciones. Si bien este método es bastante completo, rápido y bajo en costos, debido a las conmutaciones existe un ripple de voltaje y corriente.

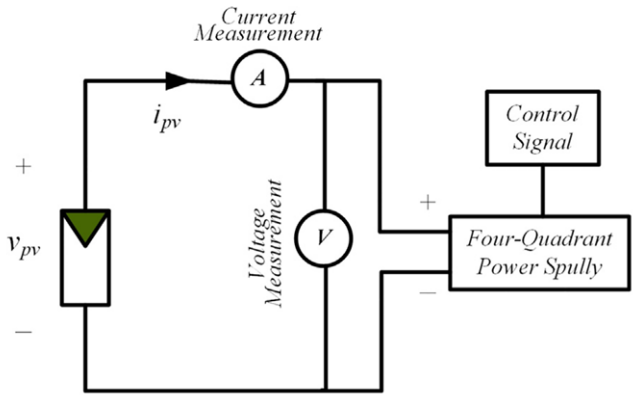


Figura 2.16: Diagrama base para un trazador de fuente de 4 cuadrantes.

2.3.2 Termografía

La imagenología infrarroja o termografía IR ha sido una herramienta útil en el contexto de la evaluación de plantas fotovoltaicas y la detección de módulos defectuosos. La técnica IR es bastante atractiva puesto que las imágenes pueden ser tomadas durante la operación de la planta y no requieren una intervención del sistema eléctrico de la planta [5]. La imagen termográfica de la figura 2.17 muestra puntos calientes en la instalación solar.

Durante la primera década de los años 2000, la inspección por IR sale de los laboratorios para adaptarse a la operación en terreno mediante operadores que fotografían con cámaras IR la planta. A partir de 2014 aparecen las primeras publicaciones del uso conjunto de cámaras infrarrojas y aeronaves no tripuladas (drones), sentando las bases de la adquisición automática de imágenes. Es importante notar que este primer avance en la automatización de la aplicación de esta técnica reduce en un 50% el tiempo necesario de inspección en comparación a mediciones IR en tierra [22] . Desde el 2016 publicaciones abordan el problema del gran volumen de información, proponiendo soluciones basadas en aprendizaje de máquinas para procesar esta información. Desde el 2017 existe un estándar internacional para la inspección termográfica de módulos solares [23].

Si bien esta técnica es apreciable puesto que permite estudiar grandes strings enteros en segundos detectando de manera confiable problemas de diodo de bypass, desgaste por alto voltaje, grietas o fisuras en el sustrato a nivel de celdas o módulos, la técnica no es una evaluación objetiva del desempeño de la planta por cuanto no mide la potencia generada por el módulo, por lo tanto puede

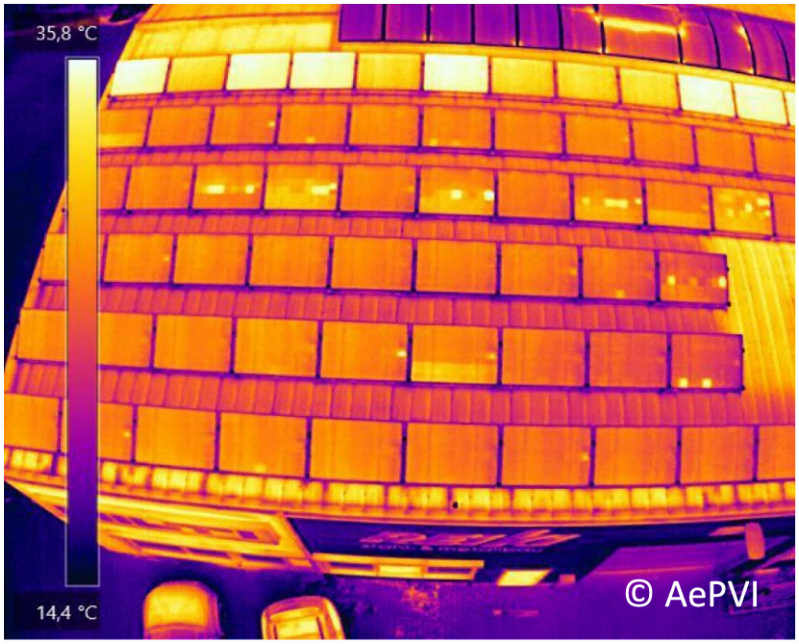


Figura 2.17: Módulos en cortocircuito (manual) del string superior se observan mas calientes que el resto del string, también se aprecia bypass a nivel de sub-string [5]

verse como un proceso complementario a una metodología de evaluación. Cabe mencionar también que esta técnica depende mucho de la temperatura ambiente en el lugar de operación y debería tenerse en cuenta al comparar distintas instancias de medición.

2.3.3 Electroluminiscencia

La toma de imágenes de electroluminiscencia (EL) se refiere en el contexto de evaluación de paneles solares a la fotografía de la celda o panel en estudio mientras este es excitado por una fuente DC, usualmente en un ambiente oscuro o de baja intensidad lumínica (como al momento del atardecer), pues la potencia de la luz emitida del dispositivo en el rango IR es órdenes de magnitud mas pequeña que la luz del sol para capturar imágenes con cámaras especializadas con filtros, las cuales logran un nivel de definición superior con respecto a otros métodos. Es una de las técnicas emergentes en la industria y actualmente está en pleno desarrollo para la obtención de datos cuantitativos a partir de imágenes. [24]. En la figura 2.18 se puede observar que el espectro de luz generada por los módulos en este modo coincide con un gap en el espectro solar, lo cual en conjunto con el filtro permite obtener una imagen clara de la emision del módulo

en el rango de frecuencias que el filtro admite tal como muestra la figura 2.19

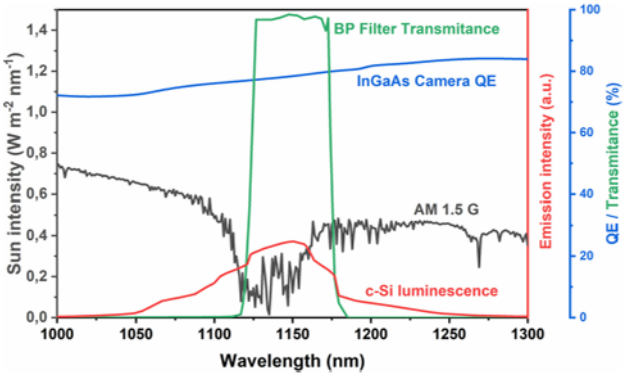


Figura 2.18: Potencia de la señal a recibir con la transmitancia de sensores y filtros, versus el espectro solar estándar AM1.5G

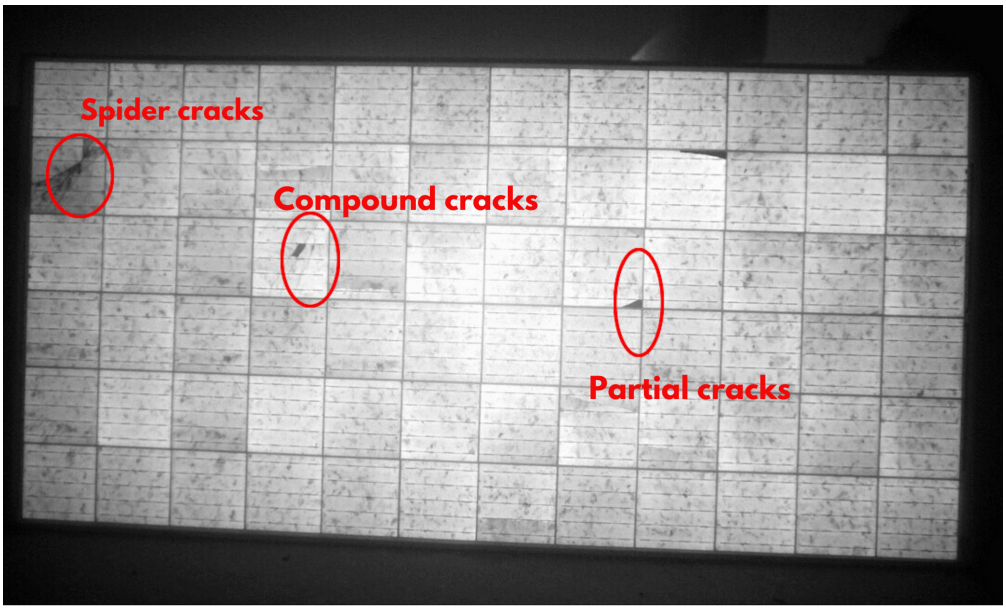


Figura 2.19: Fotografía EL evidenciando distintos tipos de fisuras en el módulo

Si bien esta tecnología es mas costosa de aplicar por la necesidad de alta precisión y volumen de las capturas (por lo cual estaba limitada al uso en laboratorios) un artículo del 2020 propone una metodología para la toma de imágenes EL con drones [25] y posterior procesado de las imágenes.

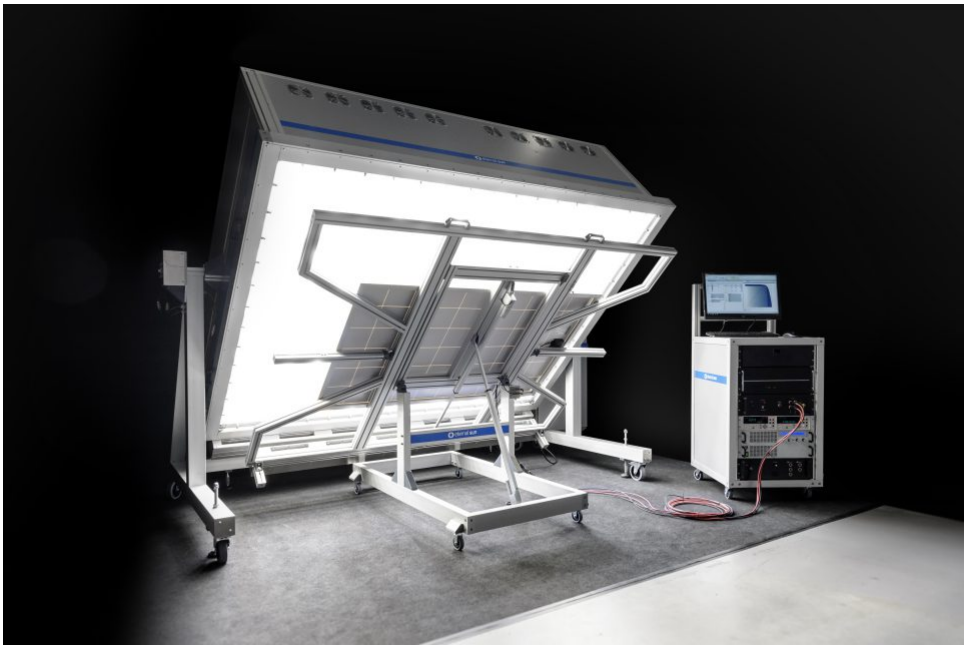


Figura 2.20: Simulador solar continuo de Eternal Sun Spire

2.3.4 Simulador solar continuo

Los simuladores solares surgen como una solución a las condiciones no ideales de operación en exterior de las plantas fotovoltaicas, para llevar la evaluación a condiciones STC (Standard Test Conditions), las cuales especifican 3 parámetros que deben mantenerse constantes en la medición, una temperatura de 25[$°C$], una irradiancia total de 1000 [W/m^2] y masa de aire 1.5AM, esto es la cantidad de atmósferas que debe penetrar la luz para llegar al módulo o celda. (la masa de aire determina el espectro de la irradiancia). Para lograr lo anterior los simuladores solares son sistemas aislados y emplazados en interiores. El principal componente del simulador es la fuente de luz, existen lámparas de múltiples tipos, aunque la mayoría funcionan por arco eléctrico [26].En la figura 2.20 se observa un simulador solar continuo disponible en el mercado, mientras que en la figura siguiente 2.21 se tienen los anchos de banda de emisión de cada tecnología de lámparas para simuladores.

Los primeros desarrollos en simulación solar se realizan bajo el esquema de exposición continua a la celda o módulo, por esto se les conoce como simuladores Steady-state o continuos. La gran desventaja de este esquema es que debido a la gran potencia requerida por las lámparas (50-1000[kW] dependiendo del área a iluminar) se consume una gran cantidad de energía. Existe un desarrollo en

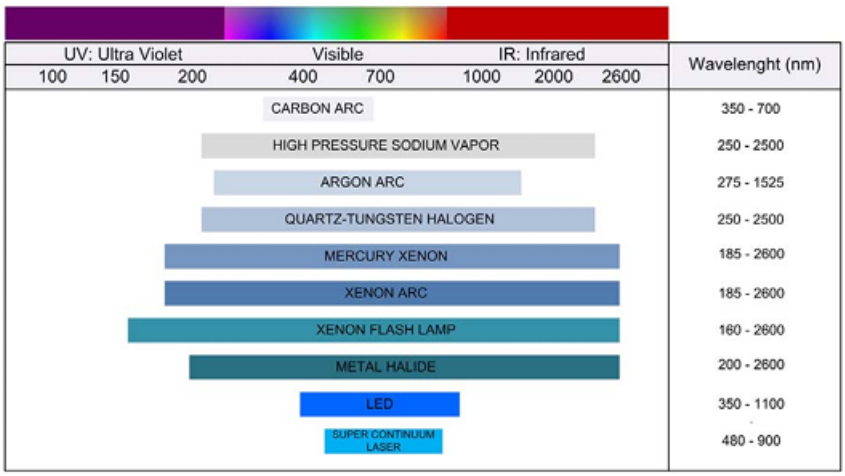


Figura 2.21: Anchos de banda de distintos tipos de lámpara

lámparas LED de alta potencia y alta eficiencia que solucionan en parte este problema [27].

2.3.5 Simulador solar pulsado

El simulador solar pulsado es un progreso en el sentido que cambia el paradigma de los simuladores solares tradicionales, la extensión de tiempo de exposición pasa de horas a milisegundos, mejorando dos aspectos a la vez, el consumo total de energía que baja drásticamente y el tiempo necesario para evaluar un módulo. En la figura 2.22 se muestra un simulador solar pulsado de la marca líder en el mercado.

Cabe mencionar que la luz pulsada introducirá una dinámica en el módulo o celda a medir, pues estos dispositivos poseen una capacitancia parásita, pero en pulsos mayores a 10[ms] (aunque en simuladores pulsados comerciales, la longitud del pulso de amplitud constante puede llegar hasta los 200[ms], sin contar el overshoot inicial) de duración son suficientes para ignorar la dinámica [28] [29].

2.3.6 Ejemplos de módulos utilizados en plantas PV

Dentro del repertorio de diferentes tecnologías disponibles en el mercado, el sector productor de gran escala se ha inclinado inicialmente por las dos tecnologías dominantes, de celdas de silicio monocristalino (mono-Si) y silicio policristalino



Figura 2.22: Simulador pulsado de Eternal Sun Spire

(poly-Si). Esto ha resultado en una porción mayoritaria de la capacidad solar desplegada relativamente homogénea en cuanto a forma y función de los módulos que componen las plantas.

Sin embargo actualmente plantas de gran escala en reciente operación o evaluación consideran el uso de módulos solares de tecnologías emergentes, principalmente el formato bifacial y la tecnología de módulos de capa fina, las cuales han sido utilizadas extensivamente en aplicaciones de baja escala pero con los avances en la tecnología (principalmente aumento de eficiencia) han permitido aplicaciones industriales. Las tres tecnologías de módulos mencionadas anteriormente se muestran en la figura 2.23, notar la falta de esquinas en las celdas de silicio monocristalino producto del proceso de manufactura, este indicador permite reconocer a simple vista un módulo. Está dentro del alcance de este trabajo la aplicación de la metodología para estos nuevos módulos.

En la tabla 2.5 se listarán algunos modelos de paneles disponibles en el mercado que podrían ser aplicados en plantas de gran escala:

Para todos los modelos encontrados se observa en el respectivo datasheet las curvas de garantía, es notable mencionar que las escalas de tiempo para cualquiera de estas curvas se extiende entre 25 y 30 años, en las figuras 2.24 y 2.25 se observan curvas de garantía de distintos fabricantes:

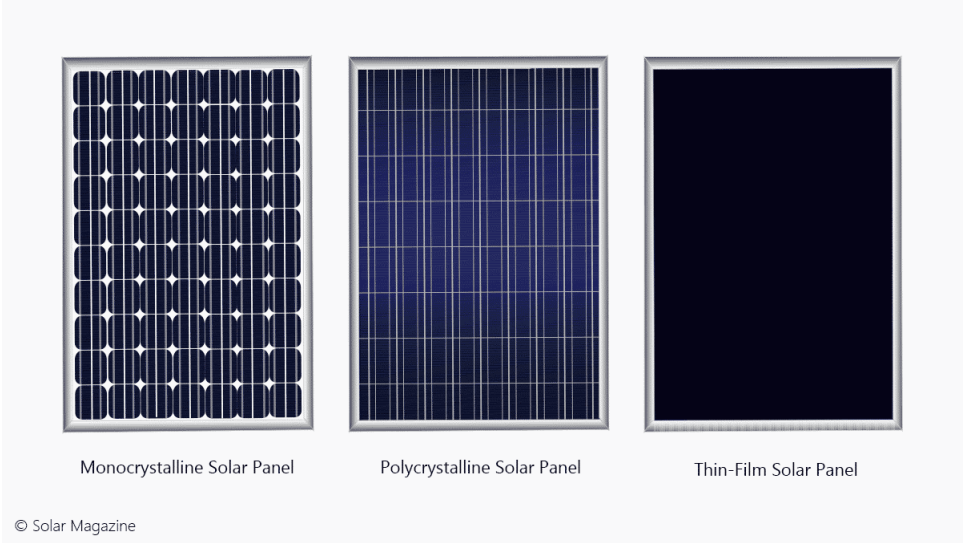


Figura 2.23: Comparación visual de distintas tecnologías en módulos solares

Tabla 2.5: Ejemplos de módulos disponibles en el mercado

Modelo	Marca	Tecnología	V_{mpp}[V]	I_{mpp}[A]	P_{nom}[W]	η[%]	Año
FS-390-PLUS	First Solar	Thin-film	44.4	2.03	90.0	–	2014
P6/60-260	GCL	Poly-Si	30.8	8.44	260	16.0	2016
M72S20445MR	JA Solar	Mono-Si	41.21	10.8	445	20	2021
LR5-72HBD530	Longi	Mono-Si	41.35	12.82	530	20.7	2023
CS6W-530	CanadianSolar	Mono-Si	40.9	12.96	530	20.7	2022

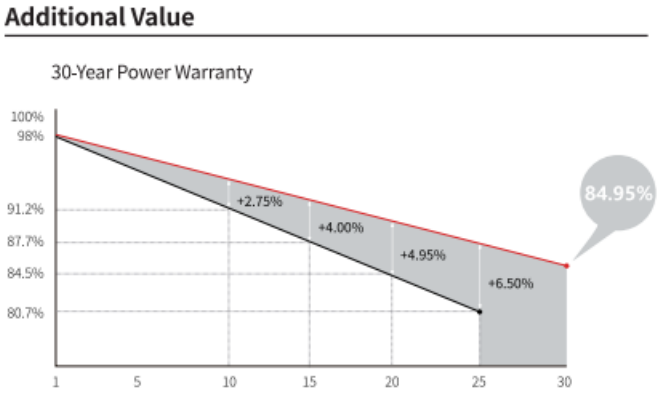


Figura 2.24: Curva de garantía para el modelo LR5-72HBD530

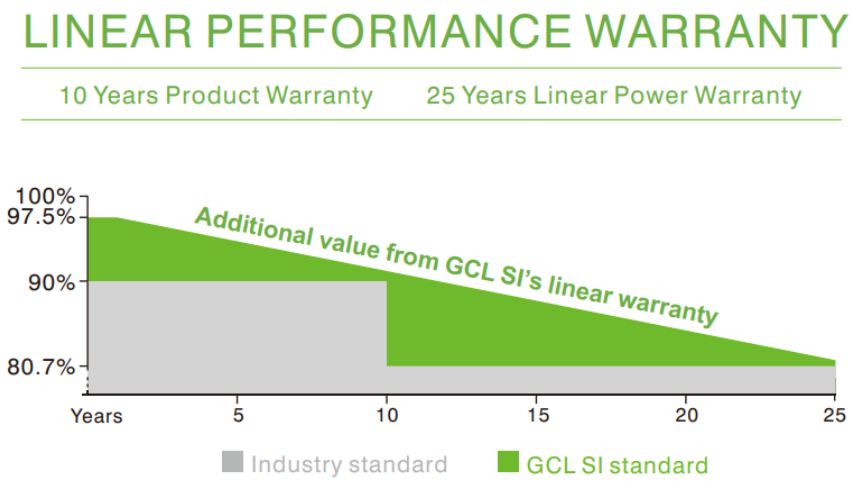


Figura 2.25: Curva de garantía para el modelo P6/60-260

2.4 Conclusiones sobre el estado del arte

Como se puede desprender del estado del arte recién descrito, el campo específico de medición de desempeño eléctrico en módulos solares ha avanzado significativamente gracias al desarrollo acelerado que ha tenido la industria solar, por lo tanto se cuenta con la tecnología necesaria para realizar mediciones precisas en ambientes controlados para mantener la fiabilidad de las mediciones en todo momento.

Lo anterior servirá como una fuerte base para el desarrollo de una metodología que busque evaluar el desempeño de plantas fotovoltaicas de gran envergadura.

Capítulo 3

Definición de la metodología

3.1 Introducción

Con el fin de asegurar un diagnóstico preciso y completo de paneles y plantas solares, se define una metodología compuesta por seis etapas fundamentales.

3.1.1 Caracterización general de la planta

La primera etapa de esta metodología implica la recopilación de información técnica pertinente y de identificación de la planta solar en cuestión. Este proceso proporciona una visión panorámica de la instalación, incluyendo datos como la capacidad nominal, ubicación geográfica, tipo de módulos utilizados, entre otros aspectos relevantes.

3.1.2 Levantamiento de información en terreno

Posteriormente, se lleva a cabo un exhaustivo levantamiento de información en terreno, donde se recopilan datos relativos a operación de la planta solar. Esta fase es crucial para comprender el comportamiento real de la instalación y detectar posibles anomalías.

3.1.3 Determinación de tamaños de muestras

Utilizando la información recopilada en las etapas anteriores, se procede a determinar los tamaños de muestras representativas de la planta solar. Estas muestras serán sometidas a pruebas específicas para evaluar su estado y rendimiento.

3.1.4 Protocolo de mediciones en simulador pulsado

Las muestras seleccionadas son analizadas en un simulador solar pulsado, un dispositivo que reproduce las condiciones de iluminación y en conjunto con una cámara de acondicionamiento se mantendrá a la temperatura necesaria para realizar pruebas en condiciones estándar STC (Standard Testing Conditions por su siglas en inglés). Este protocolo de mediciones proporciona datos precisos y comparables sobre el rendimiento de los paneles.

3.1.5 Análisis e interpretación de curvas IV

Los resultados obtenidos de las mediciones son presentados en forma de curvas IV, que representan la relación entre la corriente y el voltaje de los paneles solares. Estas curvas son analizadas minuciosamente y comparadas con las curvas de garantía proporcionadas por el fabricante, permitiendo identificar posibles desviaciones o problemas de rendimiento.

3.1.6 Reporte de muestras

Finalmente, se elabora un detallado informe que resume los resultados obtenidos durante el proceso de diagnóstico. Este reporte incluye los hallazgos, conclusiones y recomendaciones derivadas del análisis realizado, brindando a los administradores de la operación una visión clara del estado y rendimiento de su planta solar.

3.2 Caracterización general de la planta

Esta primera caracterización deberá recopilar los siguientes datos:

- Identificación (Nombre de la planta)
- Tecnología de los módulos de la planta
- Número total de módulos en operación, ordenados por tecnología.
- Montaje (Fijo, o con ejes de seguimiento)
- Configuración de los arreglos de módulos con sus inversores
- Irradiancia normal directa histórica de los últimos 5 años.

Todos estos datos no requieren una observación directa de la planta pues son independientes de la operativa de la misma.

3.3 Levantamiento de información en terreno

Le sigue una segunda etapa de recopilación de información y antecedentes útiles en etapas posteriores, la cual se diferencia fundamentalmente por la necesidad de observar y medir la planta en operación. Esto para medir factores propios de la operativa de la planta como lo pueden ser:

- Gradiente de temperatura diaria
- Gradiende de humedad diaria
- Nivel de suciedad en los módulos
- Fuentes de sombreado de los módulos
- Régimen de limpieza de los módulos
- Hotspots en módulos (visible en imagen IR)

La correcta medición de estas variables permitirá contar con información útil para una caracterizar la planta de manera completa

3.4 Proceso de determinación de tamaños de muestra

3.4.1 Muestra general por tecnología

Con el objetivo de abarcar la totalidad de una planta fotovoltaica en la evaluación con una cantidad limitada de muestras se decide realizar una muestra por tecnologías seleccionada aleatoriamente (muestra aleatoria estratificada), esto porque los modos de fallas posibles vienen determinados por el tipo de tecnología de la celda solar. [30].

A partir de la fórmula de tamaño de muestra en la ecuación 2.7 se define como base un intervalo de confianza del 90% (Con un valor Z asociado de $Z = 1.65$), un margen de error del $e = 5\%$ y en base a la información levantada en fases anteriores de la metodología se obtiene el número de módulos que serán parte de la muestra para cada una de las tecnologías presentes en la planta.

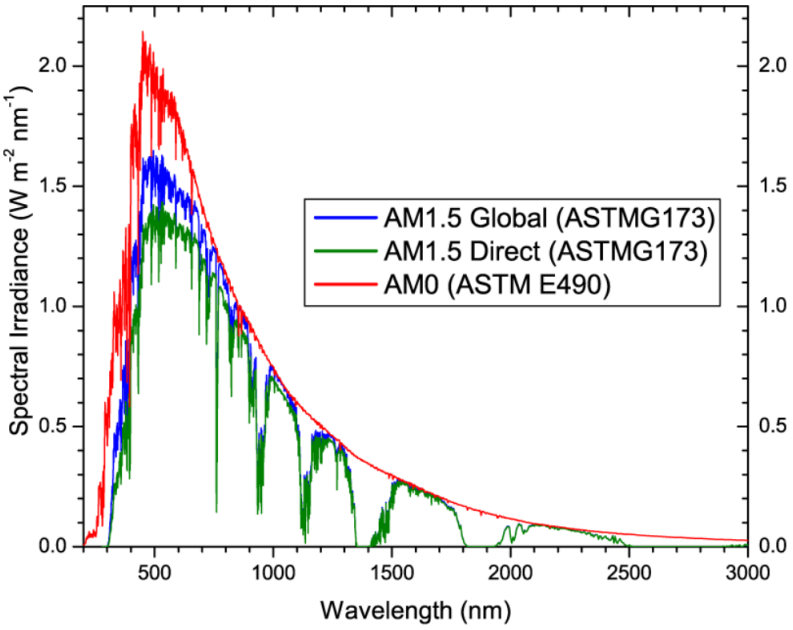


Figura 3.1: Distintos espectros de irradiancia estandarizados

3.5 Protocolo de pruebas en Simulador Pulsado

3.5.1 Condiciones de operación

Los fabricantes de módulos suelen exponer las especificaciones de sus módulos bajo condiciones estándar de prueba (STC). Estas condiciones están definidas en la norma IEC 61215-1:2021.

Irradiancia La irradiancia solar se define como la unidad de potencia en un área que se recibe proveniente del sol en forma de radiación electromagnética, la cual posee un espectro estandarizado en función de la masa de aire recorrida por la luz, bajo los códigos ASTM G-173 y ASTM E-490, figura 3.1.

Se debe mencionar que la multiplicidad de espectros de irradiancia responde a los distintos escenarios a simular, el espectro de masa de aire 0 (AM0) para condiciones espaciales, AM1.5 directo para concentración solar (CSP) y AM1.5 global para módulos solares planos convencionales, siendo este último es que se utilizará, pues su integral corresponde a $1000[W/m^2]$ justamente la irradiancia que indica la norma para condiciones estándar. En la normativa IEC 60904 se definen 3 indicadores de desempeño del simulador solar referentes a la irradiancia, el match espectral, la no uniformidad espacial y la inestabilidad temporal. Cada uno de estos indicadores son clasificados en clases A, B, C y U.

Tabla 3.1: Clasificaciones de simuladores solares según match espectral

Clasificación	**IEC 60904- 3**	**ASTM G173- 03**
Clase A	$0.75 \leq R_{SM} \leq 1.25$	$0.75 \leq R_{SM} \leq 1.25$
Clase B	$0.60 \leq R_{SM} \leq 1.40$	$0.60 \leq R_{SM} \leq 1.40$
Clase C	$0.40 \leq R_{SM} \leq 2.00$	$0.40 \leq R_{SM} \leq 2.00$
Clase U	N/A	$R_{SM} > 2.00$

Tabla 3.2: Clasificaciones de simuladores solares según no uniformidad espacial

Clasificación	**IEC 60904- 3**	**ASTM G173- 03**
Clase A	$S_{NE} \leq 2\%$	$\leq 2\%$
Clase B	$S_{NE} \leq 5\%$	$S_{NE} \leq 5\%$
Clase C	$S_{NE} \leq 10\%$	$S_{NE} \leq 10\%$
Clase U	N/A	$S_{NE} > 10\%$

El match espectral es una medida de la similitud del espectro de la luz que recibe el módulo a probar con el espectro estándar 1.5AM, y se define de la siguiente manera[31]:

$$R_{SM,X} = \frac{P_{meas,X}}{P_{ref,x}} \tag{3.1}$$

Donde R es el factor de correlación espectral para un ancho de banda X, $P_{meas,X}$ es la potencia medida de la fuente lumínica del simulador para un ancho de banda X, y $P_{ref,x}$ la potencia del espectro de referencia en la banda X. La clasificación de este factor depende del rango con correlación mas baja, y se distribuye de la forma:

La uniformidad espacial (S_{NE}) es un indicador de la dispersión de la irradiancia en la zona de prueba iluminada por el simulador, la cual se puede determinar mediante los datos de máxima y mínima irradiancia del set de datos I_s:

$$S_{NE} = \frac{max\{I_s\} - min\{I_s\}}{max\{I_s\} + min\{I_s\}} \times 100\% \tag{3.2}$$

De manera similar al caso anterior, el indicador genera una clasificación de desempeño:

La inestabilidad temporal de la fuente de luz se refiere a las posibles fluctuaciones en la potencia entregada a la fuente de luz. La norma IEC 60904- 3 separa estos fenómenos en inestabilidad de periodo corto (STI) e inestabilidad de periodo largo (LTI). De igual manera que los parámetros anteriores, la inestabilidad temporal T_{IE} se clasifica como:

Tabla 3.3: Clasificaciones de simuladores solares según inestabilidad temporal

Clasificación	**IEC 60904- 3**		**ASTM G173-03**
	STI	**LTI**	
Clase A	$T_{IE} \leq 0.5\%$	$T_{IE} \leq 2\%$	$T_{IE} \leq 2\%$
Clase B	$T_{IE} \leq 2\%$	$T_{IE} \leq 5\%$	$T_{IE} \leq 5\%$
Clase C	$T_{IE} \leq 10\%$	$T_{IE} \leq 10\%$	$T_{IE} \leq 10\%$
Clase U	N/A	N/A	$T_{IE} > 2.00$

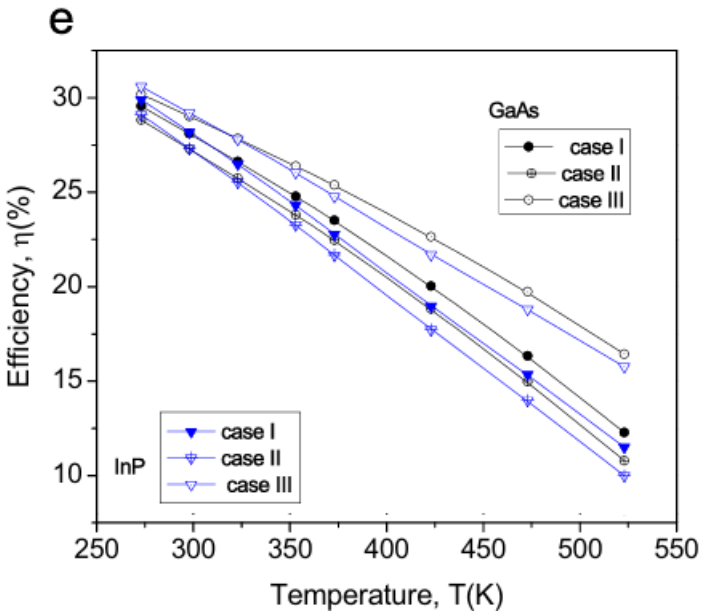


Figura 3.2: Eficiencia en función de la temperatura para un par de tecnologías de módulos solares

Temperatura La temperatura es un factor importante para determinar la potencia máxima del módulo, pues al aumentar se reduce la eficiencia total del módulo [32], para cumplir con las condiciones STC la temperatura estará fijada a 25[$^{\circ}C$]. En la figura 3.2 se observa como la temperatura de operación influye en la eficiencia de módulo, con 3 ejemplares de dos variedades de tecnología thinfilm en este caso.

Masa de aire La masa de aire es la distancia óptica que recorre la luz solar a través de la atmósfera, definido como una proporción relativa a la distancia cuando el sol está normal a la superficie de la Tierra, por ende este número en la realidad depende del ángulo de elevación del sol (que varía a lo largo del día), de la temporada anual y la latitud desde donde se mida. La masa de aire también define el espectro estandarizado a utilizar, que la norma establece (para propósitos de pruebas en simuladores solares estándar) como AM1.5 (1.5 atmóstferas) espectro que al ser integrado resulta en 1000[$\frac{W}{m^2}$] el ángulo de cénit correspondiente es de 48.2°. La expresión aproximada para AM es:

$$AM = \frac{1}{cos(z)} \tag{3.3}$$

Donde z es el ángulo de cénit del sol.



Figura 3.3: Simulador solar pulsado Spire Flasher, con gabinete eléctrico

3.5.2 Hardware a considerar

Simulador Pulsado

El simulador solar pulsado Spire Flasher (figura 3.3 de la marca Eternalsunspire es un dispositivo de pruebas para módulos fotovoltaicos que cumple la normativa IEC 60904-9 calificando A+A+A+, esto significa que posee una precisión en cuanto a match espectral, uniformidad espacial y temporal tope de gama, pudiendo ser empleado incluso para tareas de calibración de módulos.
La fuente de luz es una lámpara de Xenón de pulso largo (hasta 100[ms]) cuya luz es filtrada para cumplir la similitud al espectro solar estándar. También integra medición de temperatura en caso de que sea necesaria alguna corrección de las lecturas.
La superficie del área de prueba es de $2100x1300[mm^2]$, permitiendo al simulador ser capaz de evaluar prácticamente cualquier módulo individual disponible en el mercado.

Cabe mencionar que el control del simulador será realizado a través del software dedicado ES Suite 2, incluyendo la parametrización del flasher y la obtención de las mediciones, con el propósito de estandarizar el proceso de evaluación.

Cámara de acondicionamiento térmico

Este equipo Temperature Condition Box de Weisstechnik cumplirá la función de mantener el módulo a probar en la temperatura indicada para la prueba a realizar

($T_{STC} = 25[°C]$), durante toda la prueba, donde se monitoreará la temperatura desde los sensores del flasher mencionado anteriormente. La cámara de acondicionamiento logra lo anterior utilizando sistemas de enfriamiento por expansión de freón, y calentamiento mediante elementos resistivos. Las dimensiones de la cámara de acondicionamiento exceden las del Spire Flasher, por ende también será compatible con prácticamente todos los módulos solares disponibles en el mercado.

Módulos PV

Los módulos a los que apunta abarcar esta metodología incluyen todos aquellos que tengan una porción significativa del mercado en cuanto a tecnologías y dimensiones físicas que permitan ser probados en el flasher (el área designada de pruebas es de $2100x1300[mm^2]$. Algunos ejemplos de módulos disponibles para prueba:

Tabla 3.4: Modelos de Módulos solares en la terraza del edificio B

Fabricante	**Modelo**	**Tecnología**	$V_{OC}[V]$	$I_{SC}[A]$	V_{mpp}	$P_{mpp}[W]$
CSG	CSG250M2-60	Policristalino	37.7	8.76	30.9	250
FirstSolar	FS-397-Plus	Thin-Film CdTe	58.6	2.29	46.3	97.5
SolarWorld	SW275	Monocristalino	36.1	7.75	28.4	205
SI	B270/310	Monocristalino Bifacial	38.7-39	9.1-11.83	31.4-31.6	270-351

3.5.3 Procedimiento por pasos

1. Inspección Visual

El módulo recibido en el laboratorio debe ser inspeccionado visualmente con el fin de describir el nivel de suciedad del módulo, y otras posibles fuentes de mermas en la producción del módulo como opacidad del encapsulado, fisuras o perforaciones del módulo. Toda observación debe anotarse en la ficha de prueba del módulo

2. Limpieza

El módulo a probar debe ser limpiado con alcohol isopropílico para asegurar la medición del módulo en condiciones óptimas.

3. Montaje

Posicionar el dispositivo a probar en el área de pruebas del simulador pulsado de manera coplanar al plano del área de prueba. Conectar el módulo al simulador junto con toda la instrumentación necesaria.

4. Acondicionamiento

Se debe fijar la temperatura de la cámara de acondicionamiento térmica a $25[^{\circ}C]$ y esperar hasta que la temperatura de la sonda asignada al módulo llegue a la misma temperatura estándar.

5. Fijar parámetros de irradiancia

Se debe fijar la irradiancia al nivel de lo indicado por las condiciones de prueba estándar (STC), $1000[W/m^2]$ y el nivel de ancho de pulso al máximo permitido (100 [ms]) en el simulador, con el fin de minimizar los efectos de la capacitancia inherente en tecnologías nuevas.

6. Muestreo

Con el simulador pulsado tomar simultáneamente mediciones del desempeño del módulo (Como mínimo valores de I_{SC}, V_{OC}, V_{mpp} y P_{mpp} que definen la forma de la curva I-V). Se debe realizar un mínimo de 2 mediciones por módulo y solo se considerará válida cuando la desviación estándar de las variables medidas sea menor al 2%

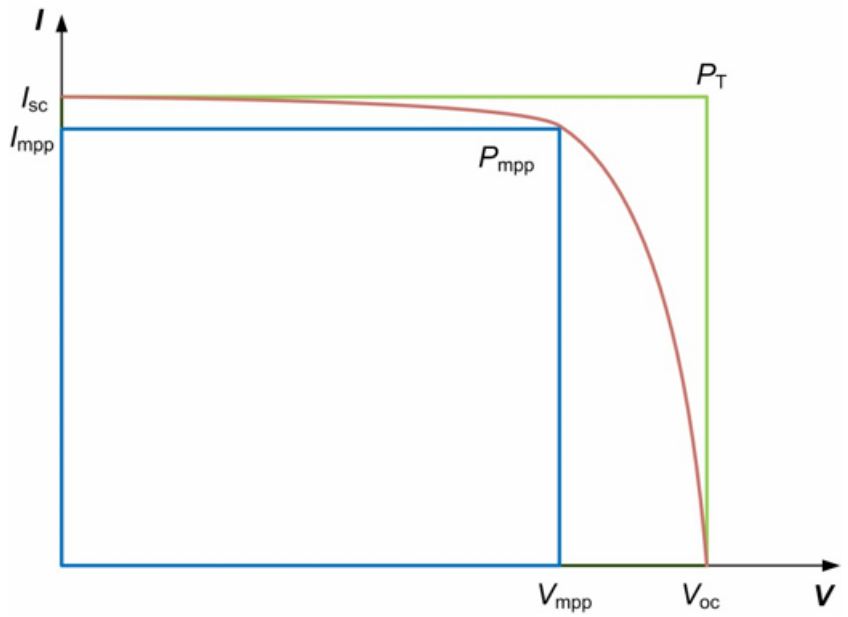


Figura 3.4: Curva IV con descripción gráfica del Fill Factor (FF)

3.6 Análisis e interpretación de curvas IV

En esta etapa de la metodología ya se conocen los resultados de las mediciones de curvas IV provenientes del simulador por lo cual naturalmente el siguiente paso es evaluar estas curvas para diagnosticar el estado de salud del módulo medido.

El estado de salud del módulo estará determinado por las características que presente la curva IV, su forma y sus parámetros principales. Las posibles diferencias con una curva IV normal se relacionan con defectos en el módulo, los cuales pueden ser apreciados a simple vista o no.

3.6.1 Parámetros principales a observar

En una curva IV normal se tiene que la curva va desde eje vertical a la corriente de cortocircuito I_{SC} (cuando el voltaje es 0) y recorre hasta el voltaje de circuito abierto V_{OC} (cuando no hay corriente), pasando por el punto de máxima potencia P_{mpp}, donde el módulo opera a I_{mpp} y V_{mpp}. La razón entre la potencia en su punto máximo y la potencia virtual P_T (la potencia si el módulo operara a I_{SC} y V_{OC} a la vez) se le conoce como Fill Factor FF el cual es un parámetro importante a observar para determinar el estado de salud de un módulo u string [30]. En la figura 3.4. La existencia de "escalones" en la curva IV como en la figura 2.4 se condice en el laboratorio con un desbalance en las corrientes que cada celda aporta en el módulo, producto de una desconexión o una baja en la homogeneidad de la irradiancia que llega a las celdas

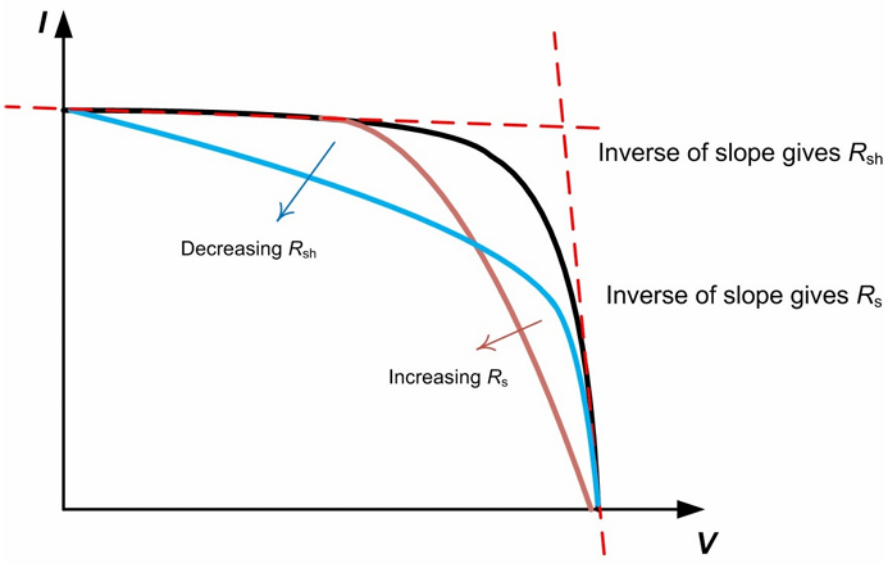


Figura 3.5: Relación de la curva IV con resistencia en serie y resistencia paralelo [33].

3.6.2 Resistencia en serie y resistencia en paralelo.

Otra de las variables en módulos solares que proporciona información sobre las fallas que pueden afectar al módulo son la resistencia en paralelo y la resistencia en serie del módulo (explicadas en la figura 2.1), que si bien no son explícitas en la curva se pueden extraer midiendo las pendientes en la curva de la figura 3.5

El inverso de la pendiente en I_{SC} entrega la magnitud de la resistencia en paralelo R_{sh} y a su vez, el inverso de la pendiente en V_{OC} entrega la magnitud de la resistencia serie R_s. Un aumento de la R_s suele indicar una falla en el los contactos del módulo, tal como corrosión generalizada en contactos o roturas en los contactos mientras que una disminución de R_{sh} es un indicio de una baja en la homogeneidad de la irradiancia, lo cual es un efecto de la delaminación irregular, corrosión irregular del encapsulado o pérdida de transparencia heterogénea en el módulo.

3.6.3 Tabla de interpretación de fallas

Con el objetivo de automatizar el diagnóstico de las fallas se propone una tabla de que relacione los modos de falla [30] [34] [35] en módulos solares con indicadores de la curva IV del módulo.

- S1: Indica una reducción significativa de I_{SC} por debajo de lo esperado
- S2: Indica una reducción significativa de V_{OC} por debajo de lo esperado
- S3: Indica un aumento significativo de R_s por sobre de lo esperado
- S4: Indica una reducción significativa de R_{sh} por debajo de lo esperado
- S5: Indica una anomalía en la pendiente no considerado en S3 y S4
- S6: Indica la presencia de puntos de inflexión o "escalones" en la curva IV

Tabla 3.5: Tabla de modos de falla dependientes de los indicadores de la curva IV

Falla	**S1**	**S2**	**S3**	**S4**	**S5**	**S6**
Diodo de bypass cortocircuitado		**X**				
Diodo de bypass invertido		**X**				
Pérdida de transparencia homogénea	**X**					
Pérdida de transparencia héterogenea	**X**			**X**		**X**
Corrosión homogénea del encapsulado	**X**					
Corrosión heterogénea del encapsulado	**X**			**X**		**X**
Delaminación homogénea	**X**					
Delaminación heterogénea	**X**			**X**		**X**
Corrosión homogénea de la capa antirreflejo	**X**					
Corrosión heterogénea de la capa antirreflejo	**X**				**X**	
Degradación de la pasivación		**X**				
Degradación inducida por potencial (PID)		**X**			**X**	
Degradación inducida por luz (LID)	**X**	**X**				
Celdas cortocircuitadas		**X**				
Corrosión en la soldadura			**X**			
Desconexiones homogéneas en la soldadura			**X**			
Roturas en la cinta de interconexión			**X**			**X**
Fisuras en las celdas	**X**					**X**

Se debe mencionar que cualquier desviación de la forma normal de la curva IV implicará una disminución en la potencia máxima que puede entregar el módulo evaluado, disminuyendo así también su Fill Factor, ambos parámetros serán útiles para comparación del desempeño actual con el desempeño garantizado o esperado.

3.7 Reporte de Muestra

Luego de terminar el procedimiento de prueba de todos los módulos de la muestra deberá elaborase un reporte conteniendo toda la información de las fichas de prueba de cada módulo. El reporte debe proporcionar como mínimo la siguiente información:

1. Un título.
2. Nombre y dirección del laboratorio donde fue realizada la prueba y del lugar y fecha de calibración.
3. Identificación única del reporte y de cada página.
4. Nombre y dirección del cliente (donde aplique).
5. Descripción e identificación de cada ítem a ser probado.
6. Caracterización y condición de cada ítem a ser probado.
7. Fecha de recepción y fecha de pruebas de los módulos.
8. Identificación del método de prueba.
9. Referencia al método de muestreo (donde aplique).
10. Cualquier desviación, adición o exclusión de parte del método de prueba.
11. Mediciones e inspecciones incluyendo una tabla con los datos de I_{SC}, V_{OC}, P_{mpp} y V_{mpp} para cada uno de los módulos muestreados.
12. Una declaración estimada de la incertidumbre del resultado de la prueba (donde sea relevante).
13. Una declaración sobre la medición de la potencia en condiciones estándar y si esta está dentro del rango de potencia degradada indicada por el fabricante al momento de realizar la medición.
14. Una firma, título o identificación equivalente de la persona aceptando la responsabilidad por el contenido del reporte.
15. Una declaración indicando que el reporte no puede ser reproducido en su totalidad sin la aprobación por escrito del laboratorio.

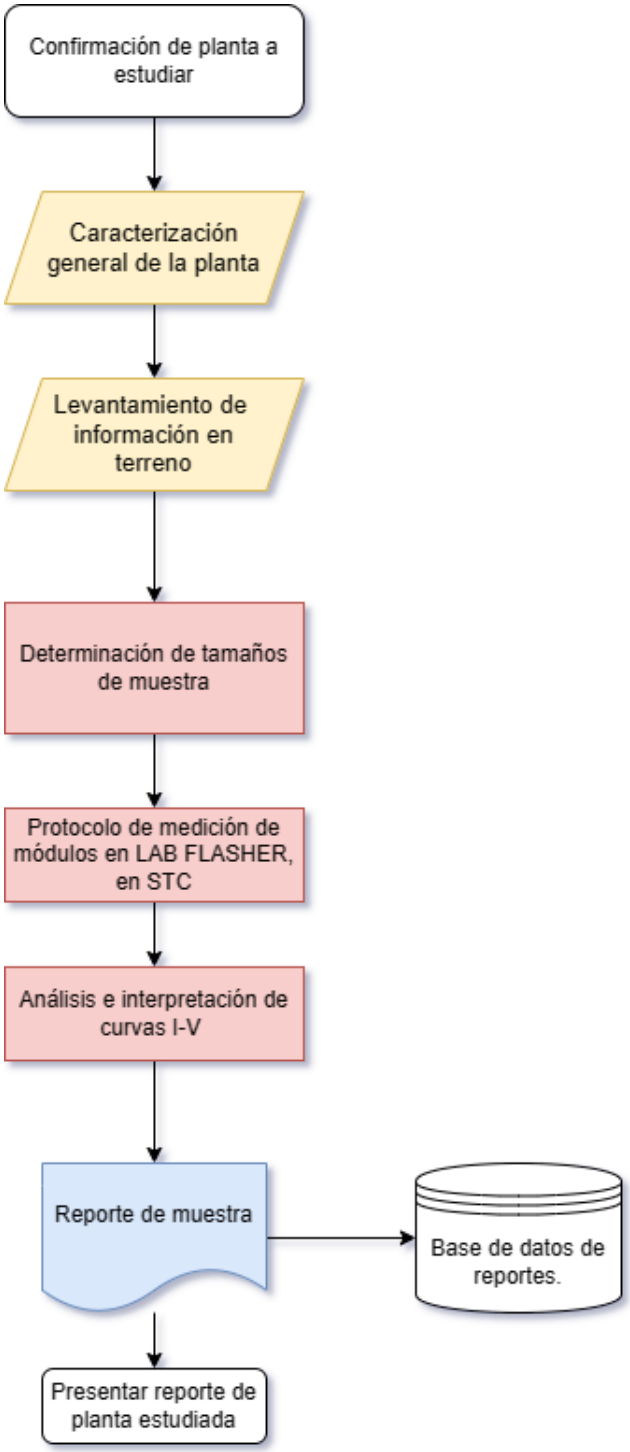


Figura 3.6: Diagrama de flujo de la metodología propuesta

Capítulo 4

Aplicación Piloto

A modo de validar la metodología esta será aplicada en una pequeña operación solar en la terraza del edificio B de la Universidad Técnica Federico Santa María.

4.1 Caracterización General

Es necesario notar que la planta contiene por lo menos un representante de cada tecnología utilizada en prácticamente la totalidad de las plantas fotovoltaicas de gran envergadura.

El dato de irradiancia normal directa fue obtenida en el Explorador Solar del Ministerio de Energía [36].

Tabla 4.1: Tabla de caracterización general de planta

Item	**Información**
Identificación	**Planta Terraza Edificio B UTFSM Valparaíso**
Tecnologías de celdas de módulos en planta	**Monocristalino, Policristalino, Mono Bifacial, Thin-film**
N° total de módulos en planta, por tecnología	**8 Monocristal , 14 Policristal , 1 Mono. Bifacial, 1 Thin-film**
Tipo de montaje	**Fijo en perfiles de aluminio**
Configuración de los strings e inversores	**Inversores orientados a strings**
Irradiancia normal directa anual	**5.53** $[kWh/m^2dia]$

4.2 Levantamiento de información en terreno

Tabla 4.2: Tabla de información levantada en terreno

Item	**Información**
Temperatura	$14[°C]$
Humedad	$75[\%RH]$
Nivel de suciedad	Leve soiling de origen aviar
Fuentes de sombra	No se observan fuentes shadowing parcial o total
Régimen de limpieza	Natural, por lluvia
Hotspots	N/A



(a) Lado A (b) Lado B

Figura 4.1: Módulos monocristalinos a nivel de terraza



(a) Sección A (b) Sección B

Figura 4.2: Módulos policristalinos a nivel de techo



Figura 4.3: Módulos de izquierda a derecha: Poli-Si (2), Mono-Si bifacial, Thinfilm

El registro de temperatura y humedad se hizo solo a nivel de ambiente, con un termohigrómetro digital. Debido a la falta de equipamiento necesario como cámaras IR no se determina si hay hotspots presentes en los módulos solares.

4.3 Determinación de tamaños de muestra

De acuerdo a la formula de tamaño de muestra 2.7 se pueden obtener los tamaños de muestra para cada población de determinada tecnología. Para esto se definen las variables de intervalo de confianza mínimo y margen de error máximo como 90% y 5% respectivamente para cada una de las muestras.

Se obtienen los distintos tamaños de muestra para cada una de las tecnologías:

Tecnología	**N° muestra**	**Tamaño de la población**	**Tamaño de muestra**
Monocristalino	n_1	8	7.79
Policristalino	n_2	14	13.36
Thinfilm	n_3	1	1
Mono. Bifacial	n_4	1	1

Debido a que las muestras deben tener un numero entero como tamaño de muestra, en este caso se debería estudiar la totalidad de los módulos presentes en la instalación, lo cual hace que a simple vista la metodología no se muy atractiva para esta magnitud de instalaciones. Sin embargo si se toma en cuenta una instalación como el Parque Solar Diego de Almagro el cual se compone de 225000 módulos solares de capa fina, al aplicar el mismo procedimiento para determinar una eventual muestra de una planta

de estas características se obtiene que la muestra solo debería contener 272 módulos, reduciendo la porción de módulos necesarios a solo un 0.12% sobre el total.

Debido al alto costo de la logística asociada al traslado de los módulos desde Valparaíso a Santiago, se decide realizar una muestra reducida con módulos disponibles en el laboratorio de electromovilidad de la sede de San Joaquín de la Universidad, lugar donde se encuentra el simulador solar pulsado. A esto se suma uno de los módulos monocristalinos de la terraza debido a la falta de esta tecnología entre los módulos disponibles en laboratorio. Dentro de la selección de módulos también se mide aparte el módulo de referencia (Modelo Risen) que a diferencia de los demas módulos no ha sido expuesto nunca a la radiación solar y solamente es utilizado con fines de calibración.

4.4 Medición de módulos en Flasher

Siguiendo el procedimiento por pasos propuesto este se realiza a los siguientes módulos:

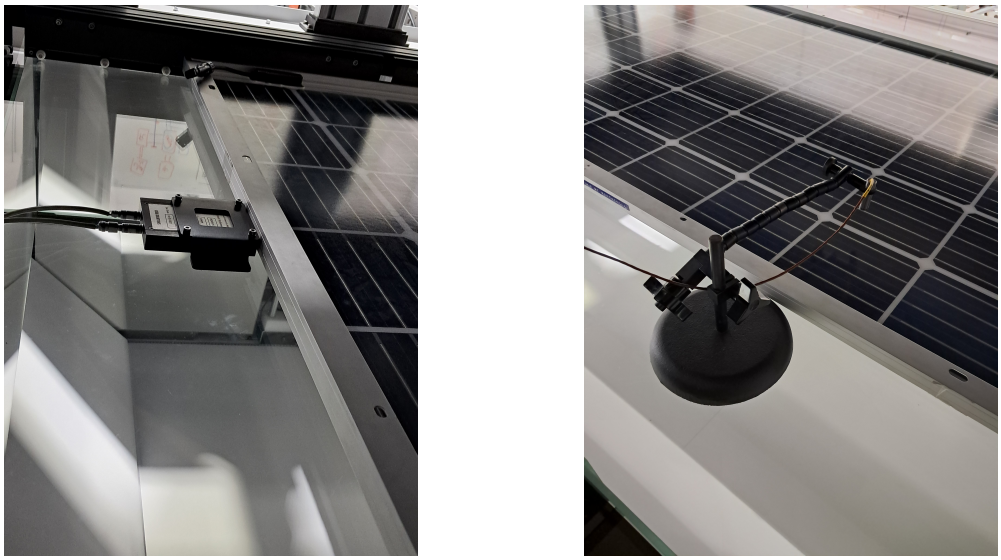
Tabla 4.3: Módulos solares disponibles para pruebas en laboratorio. (*En condiciones STC según el fabricante)

Fabricante	**Modelo**	**Tecnología**	$V_{OC}[V]^*$	$I_{SC}[I]^*$	$P_{mpp}[W]^*$
Risen	RSM72-6-370BMDG	Mono. Bifacial	48.15	9.90	370
Astronergy	CHSM6612P 305	Policristalino	45.29	8.95	305
CSG PVTech	CSG330M2-72	Policristalino	45.6	9.55	330
SHARP	NA-E130-L5	Thin-film	60.4	3.41	130
SunEdison	SE-P310BMC-39	Policristalino	46.1	8.75	310
SolarWorld	SW275M	Monocristalino	39.4	9.58	275



(a) (b)

Figura 4.4: (a)Simulador Solar Pulsado EnternalSun Spire Temperature Controlled Lab Flasher. (b) Cámara de acondicionamiento térmico Weisstechnik Temperature Condition Box.



(a) (b)

Figura 4.5: (a) Celda de referencia del simulador. (b) Módulo de referencia con sonda térmica.

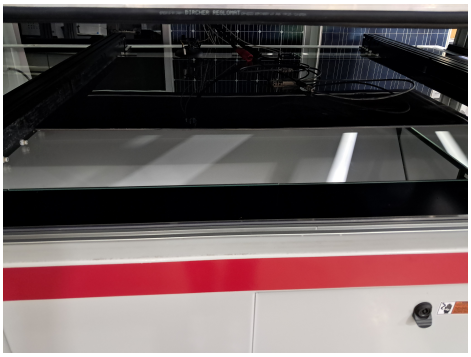


Figura 4.6: Detalle de rodamientos para el montaje de los módulos

Se procede a tabular los resultados de las mediciones en el Lab Flasher:

Modelo	$V_{oc}[V]$	$I_{sc}[A]$	$I_{mpp}[A]$	$V_{mpp}[V]$	$P_{mpp}[W]$	$FF[\%]$
RSM72-6-370BMDG	47.8325	9.8679	9.3912	38.6417	362.894	76.88
CHSM6612P 305	30.0187	9.2351	8.58058	23.8363	204.529	73.776
CSG330M2-72	45.7119	9.3122	8.83827	36.7072	324.428	76.214
NA-E130-L5	61.2155	3.39552	2.78351	47.7059	132.79	63.884
SE-P310BMC-39	44.9643	8.99385	8.46169	35.7268	302.309	74.754
SW275M	38.3484	9.37539	8.62055	29.9295	258.009	71.762

Tabla 4.4: Tabla de resultados y evaluación de módulos.

Modelo	**S1**	**S2**	**S3**	**S4**	**S5**	**S6**	**Año$_{ini}$**	**Gar.**	**Des.%**
RSM72-6-370BMDG							2022	NO	98.08
CHSM6612P 305		X					N/A	NO	67.05
CSG330M2-72	X						2022	SI	98.31
NA-E130-L5							2014	SI*	102.15*
SE-P310BMC-39							N/A	N/A	97.52
SW275M						X	2014	SI	93.82

4.5 Análisis e interpretación de curvas IV

Siguiendo los pasos de la metodología se procede a diagnosticar cada módulo según la tabla de interpretación de fallas, así como también comparar la potencia en el punto de máxima potencia del módulo con la potencia garantizada por el fabricante respectivo de cada módulo tomando en cuenta el tiempo de operación conocido. En caso de no conocerse el tiempo de operación se informará el tiempo que el modulo debería haber operado para que la potencia máxima medida coincida con la potencia máxima garantizada (en caso que se conozca la curva de garantía del fabricante por datasheet).

La evaluación del módulo thin-film (NA-E130-L5) pudo verse afectada por el efecto Staebler-Wronski el cual puede generar aumentos o reducciones de la eficiencia dependiendo de si el módulo fue expuesto a la luz solar y/o a aumentos de temperatura previo a la medición [37] [38]. En una siguiente iteración de la metodología sobre módulos de esta tecnología debe considerarse una etapa de light-soaking (exposición solar).

El bajo desempeño del módulo Astronergy puede ser explicado por un substring de celdas cortocircuitadas (un tercio del módulo), lo cual fue advertido por la encargada del simulador, pues no era aparente a simple vista.

Se puede notar un pequeño escalón en la curva IV del módulo monocristalino en la figura 4.7 modelo SolarWorld, pero en este caso no viene asociado a una disminución importante de I_{sc} o R_{sh} [39]. Lo anterior podría ser producido por microfisuras ya que no se observó defecto alguno de corrosión, delaminación o pérdida de transparencia heterogénea.

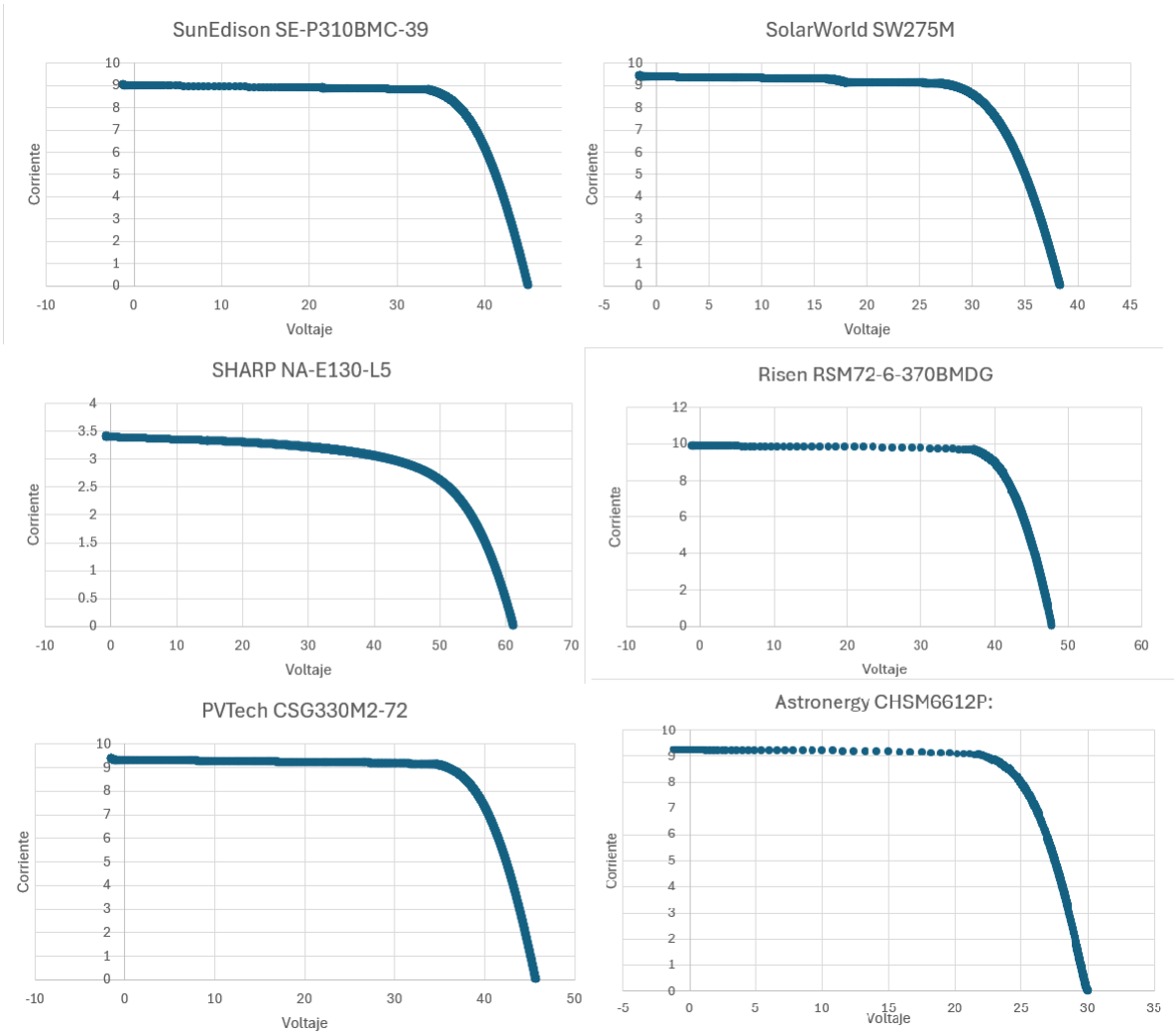


Figura 4.7: Curvas IV muestreadas por el simulador.

Capítulo 5

Análisis de la metodología

5.1 Trabajos futuros

5.1.1 Aplicación de la metodología en planta de gran escala

Con el objetivo de observar los beneficios que la metodología presenta al momento de aplicarse a grandes universos muestrales de módulos, la metodología deberá ser utilizada para evaluar el desempeño y salud de una planta de gran envergadura

5.1.2 Comparación con tracers de curva IV

Comparar la metodología propuesta en este trabajo con una basada en mediciones con tracers de curva IV en terreno sería un buen input si se toma en consideración factores que puedan competir en cuanto a costos en recursos. Algunas variables que deberían medirse son la certeza que presentan mediciones fuera del laboratorio, el tiempo total que se requiere para realizar la medición de cada muestra y el costo del equipamiento necesario para aplicar la meotodología.

5.1.3 Comparación con imágenes IR

Comparar la metodología propuesta en este trabajo con una basada en fotografía IR puede ser tomada en consideración si es necesario un cambio en el objetivo de la metodología, en tanto la metodología propuesta responde a la problemática de no conocer el estado de salud general de todos los módulos de la planta, mientras que la fotografía infrarroja permite indicar precisamente cuales módulos presentan fallas térmicas. Es posible evaluar el uso de estas dos tecnologías en conjunto para un análisis mas completo en general y en específico.

5.1.4 Aplicación de la metodología a tecnologías emergentes

Si bien la metodología propuesta abarcó las principales tecnologías de celdas presentes en plantas solares fotovoltaicas de gran tamaño, esta misma metodología pordía ser aplicable a distintos procesos de evaluación de módulos de tecnologías emergentes como celdas orgánicas o de multijuntura que puedan en el futuro estar presentes en el mercado.

También se debe evaluar la integración de tecnologías que ayuden en la aplicación de fotografía aérea y como esta adición puede aportar en la metodología propuesta.

5.2 Certeza y porcentaje de confiabilidad

Para determinar el grado de certeza (o conversamente incerteza) total se consideran las dos principales fuentes de incerteza producto de la naturaleza de los procesos tomados para llegar a los resultados. Se identifican dos fuentes de incerteza, el principal es la incerteza asociada al tamaño de la muestra. Como se indicó en el proceso de obtención de tamaño de muestra por tecnología, el intervalo de confianza es una variable a fijar, aumentanr la certeza en este punto también significa aumentar la cantidad de módulos solares a incluir en la muestra. Para un intervalo de confianza de 99% la incerteza introducida sería el complemento, es decir 1%

El segundo factor que influye en la incerteza es el uso del simulador pulsado, el cual tiene como principales componentes la inestabilidad temporal y espacial de la irradiancia, asi como el mismatch espectral de la fuente de luz utilizada en el simulador. Si bien experimentalmente se pueden lograr incertezas totales de hasta 0.817% [40], con aportes al mismatch espectral en el rango de $0.20 - 0.61\%$ [41] provenientes del espectro característico de cada tipo de lámpara con sus respectivos filtros. Sin perjuicio de lo anterior, la califiación +A+A+A bajo la norma IEC-60904-9 que certifica el desempñeo de los simuladores solares pulsados considera una incerteza temporal y espacial ambas menores a 1% y un match espectral en cada intervalo de frecuencias en el rango de 0.875 a 1.125 (donde 1 es un match perfecto)

Capítulo 6

Conclusiones

El desarrollo y la implementación de una metodología para el diagnóstico de plantas solares mediante la toma de muestras significativas medidas en un simulador solar pulsado han demostrado ser efectivas y fiables. Las pruebas realizadas en el simulador pulsado fueron exitosas para las cuatro tecnologías más comunes en plantas solares de gran envergadura: silicio monocristalino, silicio policristalino, thinfilm y silicio monocristalino bifacial. Estas pruebas permitieron validar la precisión y consistencia de los datos obtenidos, proporcionando un diagnóstico detallado y preciso del estado de los módulos solares pertenecientes a la muestra.

Uno de los principales hallazgos de este trabajo es la capacidad del simulador solar pulsado para replicar de manera precisa las condiciones de operación estándar que utilizan los fabricantes de módulos para expresar la potencia de sus módulos. Esto ha permitido obtener resultados significativos y representativos, que son esenciales para la identificación de posibles fallas y el mantenimiento preventivo de las instalaciones. La metodología propuesta no solo facilita un diagnóstico rápido y preciso, sino que también contribuye a optimizar el rendimiento y la eficiencia de las plantas solares, extendiendo su vida útil y mejorando su rentabilidad.

En resumen, la metodología desarrollada y validada en este estudio representa una herramienta valiosa para la industria solar. La capacidad de realizar diagnósticos precisos y rápidos mediante el uso de simuladores solares pulsados puede transformar la forma en que se gestionan y mantienen las plantas solares. Los resultados obtenidos destacan la importancia de continuar investigando y mejorando las técnicas de diagnóstico y mantenimiento, asegurando así un futuro más sostenible y eficiente en la generación de energía solar.

Referencias

[1] Renewables 2023 global status report — ren21. `https://www.ren21.net/gsr-2023/`, 2023. [Accessed 14-10-2024].

[2] Moacyr Aureliano Gomes De Brito, Luigi Galotto, Leonardo Poltronieri Sampaio, Guilherme de Azevedo e Melo, and Carlos Alberto Canesin. Evaluation of the main mppt techniques for photovoltaic applications. *IEEE transactions on industrial electronics*, 60(3):1156–1167, 2012.

[3] Chandra Babu, B Prasanth, P Sujatha, and Dept Professor. A review: Significant of res for 21 st century and cost-efficiency based swt/ solar interconnection topologies pertaining to micro grids. *International Journal of Pure and Applied Mathematics*, 119, 05 2018.

[4] Vítězslav Benda and Ladislava Černá. Pv cells and modules–state of the art, limits and trends. *Heliyon*, 6(12), 2020.

[5] Claudia Buerhop, Lukas Bommes, Jan Schlipf, Tobias Pickel, Andreas Fladung, and Ian Marius Peters. Infrared imaging of photovoltaic modules: a review of the state of the art and future challenges facing gigawatt photovoltaic power stations. *Progress in Energy*, 4(4):042010, 2022.

[6] Iea. Renewables data explorer – data tools, Dec 2022.

[7] Abir Chatterjee, Ali Keyhani, and Dhruv Kapoor. Identification of photovoltaic source models. *IEEE Transactions on Energy conversion*, 26(3):883–889, 2011.

[8] Haitham Abu-Rub, Mariusz Malinowski, and Kamal Al-Haddad. *Power electronics for renewable energy systems, transportation and industrial applications*. John Wiley & Sons, 2014.

[9] Nand Kishor, Marcelo Gradella Villalva, Soumya Ranjan Mohanty, and Ernesto Ruppert. Modeling of pv module with consideration of environmental factors. In

2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), pages 1–5. IEEE, 2010.

[10] Saad Motahhir, Aboubakr El Hammoumi, and Abdelaziz El Ghzizal. The most used mppt algorithms: Review and the suitable low-cost embedded board for each algorithm. *Journal of cleaner production*, 246:118983, 2020.

[11] Heinrich Häberlin. *Photovoltaics: system design and practice*. John Wiley & Sons, 2012.

[12] Faiza Belhachat and Cherif Larbes. A review of global maximum power point tracking techniques of photovoltaic system under partial shading conditions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92:513–553, 2018.

[13] Frede Blaabjerg, Zhe Chen, and Soeren Baekhoej Kjaer. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems. *IEEE transactions on power electronics*, 19(5):1184–1194, 2004.

[14] R.S. Witte and J.S. Witte. *Statistics*. Wiley, 2017.

[15] FLEMJ Martínez-Moreno, E Lorenzo, J Muñoz, and R Moretón. On the testing of large pv arrays. *Progress in Photovoltaics: Research and applications*, 20(1):100–105, 2012.

[16] Britannica. Silicon, Jan 2024.

[17] William Shockley and Hans J. Queisser. Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells. *Journal of Applied Physics*, 32(3):510–519, 06 2004.

[18] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Photovoltaics report. `https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf`, 2023. [Accessed 01-02-2024].

[19] Y. Zhu and W. Xiao. A comprehensive review of topologies for photovoltaic i–v curve tracer. *Solar Energy*, 196:346–357, 2020.

[20] Zhicong Chen, Yueda Lin, Lijun Wu, Shuying Cheng, and Peijie Lin. Development of a capacitor charging based quick i-v curve tracer with automatic parameter extraction for photovoltaic arrays. *Energy Conversion and Management*, 226:113521, 2020.

[21] Salima Sarikh, Mustapha Raoufi, Amin Bennouna, Ahmed Benlarabi, and Badr Ikken. Implementation of a plug and play iv curve tracer dedicated to characterization and diagnosis of pv modules under real operating conditions. *Energy Conversion and Management*, 209:112613, 2020.

[22] Sheikh Aminur Rahaman, Tania Urmee, and David A Parlevliet. Pv system defects identification using remotely piloted aircraft (rpa) based infrared (ir) imaging: A review. *Solar energy*, 206:579–595, 2020.

[23] Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 3: Photovoltaic modules and plants - Outdoor infrared thermography. Standard, International Electrotechnical Comission, Geneva, CH, March 2017.

[24] Vishal E. Puranik, Ravi Kumar, and Rajesh Gupta. Progress in module level quantitative electroluminescence imaging of crystalline silicon pv module: A review. *Solar Energy*, 264:111994, 2023.

[25] Gisele Alves dos Reis Benatto, Claire Mantel, Sergiu Spataru, Adrian Alejo Santamaria Lancia, Nicholas Riedel, Sune Thorsteinsson, Peter Behrensdorff Poulsen, Harsh Parikh, Søren Forchhammer, and Dezso Sera. Drone-based daylight electroluminescence imaging of pv modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 10(3):872–877, 2020.

[26] Vedat Esen, Şafak Sağlam, and Bülent Oral. Light sources of solar simulators for photovoltaic devices: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77:1240–1250, 2017.

[27] Wujun Wang and Björn Laumert. Simulate a 'sun'for solar research: a literature review of solar simulator technology. 2014.

[28] S Winter, Florian Witt, Peter Sperfeld, Saulius Nevas, H. Albert, Henning Dr. Nagel, Klaus Ramspeck, F. Haas, and Fabian Plag. Comprehensive analysis of a pulsed solar simulator to determine measurement uncertainty components. 2014.

[29] N Silsirivanich, D Chenvidhya, K Kirtikara, K Sriprapha, J Sritharathikhun, R Songprakorp, and C Jivacate. Nonstationary effects at photovoltaic module characterization using pulsed solar simulator. *Journal of Applied Spectroscopy*, 82:286–292, 2015.

[30] Marc Köntges, Sarah Kurtz, CE Packard, Ulrike Jahn, Karl A Berger, Kazuhiko Kato, Thomas Friesen, Haitao Liu, Mike Van Iseghem, John Wohlgemuth, et al. Review of failures of photovoltaic modules. 2014.

[31] Rodrigo Cortés-Severino, Carlos Cárdenas-Bravo, Rodrigo Barraza, Antonio Sánchez-Squella, Patricio Valdivia Lefort, and Federico Castillo-Burns. Optimal design and experimental test of a solar simulator for solar photovoltaic modules. *Energy Science & Engineering*, 9(12):2514–2528, 2021.

[32] Priyanka Singh and N.M. Ravindra. Temperature dependence of solar cell performance—an analysis. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 101:36–45, 2012.

[33] S. Sarikh, M. Raoufi, A. Bennouna, A. Benlarabi, and B. Ikken. Fault diagnosis in a photovoltaic system through i-v characteristics analysis. In *2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC)*, pages 1–6, 2018.

[34] Dan Wu, Jiang Zhu, Thomas R. Betts, and Ralph Gottschalg. Pv module degradation mechanisms under different environmental stress factors. 2012.

[35] M. Aghaei, A. Fairbrother, A. Gok, S. Ahmad, S. Kazim, K. Lobato, G. Oreski, A. Reinders, J. Schmitz, M. Theelen, P. Yilmaz, and J. Kettle. Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 159:112160, 2022.

[36] Ministerio de Energía. Herramienta para calcular la generación fotovoltaica y estimar la disminución de evaporación, 2024.

[37] Wenzhu Liu, Jianhua Shi, Liping Zhang, Anjun Han, Shenglei Huang, Xiaodong Li, Jun Peng, Yuhao Yang, Yajun Gao, Jian Yu, Kai Jiang, Xinbo Yang, Zhenfei Li, Junlin Du, Xin Song, Youlin Yu, Zhixin Ma, Yubo Yao, Haichuan Zhang, Lujia Xu, Jingxuan Kang, Yi Xie, Hanyuan Liu, Fanying Meng, Frédéric Laquai, Zengfeng Di, and Zhengxin Liu. Abnormal staebler-wronski effect of amorphous silicon, 2021.

[38] Bolko von Roedern and Benjamin Kroposki. Can the Staebler-Wronski effect account for the long-term performance of a-Si PV arrays? *AIP Conference Proceedings*, 394(1):313–322, 02 1997.

[39] Michelle Kitayama da Silva, Mehreen Saleem Gul, and Hassam Chaudhry. Review on the sources of power loss in monofacial and bifacial photovoltaic technologies. *Energies*, 14(23), 2021.

[40] F Plag, F Haas, K Ramspeck, H Nagel, H Albert, S Nevas, P Sperfeld, F Witt, and S Winter. Comprehensive analysis of a pulsed solar simulator to determine measurement uncertainty components. In *Proc. 29th Eur. Photovoltaic Sol. Energy Conf. Exhib*, pages 2435–2442, 2014.

[41] Felix Schubert and Daniel Spinner. Solar simulator spectrum and measurement uncertainties. *Energy Procedia*, 92:205–210, 2016. Proceedings of the 6th International Conference on Crystalline Silicon Photovoltaics (SiliconPV 2016).