

Departamento de Ingeniería Eléctrica Facultad: Metalurgia — Electromecánica

### Trabajo de Diploma

Para Optar por el Título de Ingeniero Eléctrico

### Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos tras 7 años de operación en Santiago de Cuba

Autor: Beatriz Pedroso Mestre

Tutor: MSc. Liomnis Osorio Laurencio

Moa, 2019 "Año 61 de la Revolución"

#### Declaración de autoridad

En decisión conjunta, el autor Beatriz Pedroso Mestre y el tutor MSc. Liomnis Osorio Laurencio, certificamos nuestra propiedad intelectual sobre este Trabajo de Diploma con título: Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos tras 7 años de operación en Santiago de Cuba. Somos los únicos autores de este Trabajo de Diploma, y autorizamos a la Universidad de Moa a hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

Beatriz Pedroso Mestre

MSc. Liomnis Osorio Laurencio

## DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

#### Dedicatoria y agradecimientos

"A mi madre y a mi padre,

... por hacer más perfecto aquello en que creo.

A mi tutor,

... por ser mi guía y la principal fuente del conocimiento.

A mis profesores,

... por su ejemplo de profesionalidad que nunca he olvidado.

A mis amigos,

... por apoyarme en momentos de angustia.

A mis compañeros...

... y todos aquellos que hicieron posible la confección de este trabajo"

GRACIAS

### RESUMEN

#### Resumen

En este trabajo se analiza la degradación sufrida por los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos del Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES) de Santiago de Cuba, luego de estar operando durante 7 años. Dichos módulos son de silicio monocristalino, marca HEE215MA68 y forman parte de un sistema de 7,5 KWp conectados a la red eléctrica.

Se han comparado los parámetros eléctricos característicos de los módulos individuales, obtenidos mediante las mediciones a Sol real al principio de su puesta en marcha y luego de 7 años de exposición. También se empleó la técnica de Monte Carlo para simular el proceso de degradación que tienen los módulos hasta el periodo de garantía que brinda el fabricante.

Los resultados presentados demuestran que la disminución de potencia máxima total, está por debajo del 1 %, que se corresponde casi totalmente con la observada en la corriente de cortocircuito, mientras que la tensión a circuito abierto tuvo un compartimento más estable. Una de las principales ventajas de este estudio, radica en conocer el estado actual de la degradación de los paneles, luego de conocerse que al momento de instalación en su primer año, ya presentaban una degradación notable del 9 % aproximadamente. Otra de las ventajas del estudio fue que se pudo predecir a largo plazo, la degradación de los módulos fotovoltaicos, a partir de la utilización de las mediciones actuales.

#### Abstract

This thesis analyzes the degradation suffered by the electric parameters of the photovoltaic module of the Center of Investigations of Solar Energy (CIES) of Santiago's Cuba, after being operating during 7 years. The aforementioned module are be mono-crystalline silicon, it model HEE215MA68 and they are a part of a grid-on system of 7.5 KWp.

The electric characteristic parameters of the module individual, obtained have compared for by means of the measurements to real Sol at the beginning of its starting and right after 7 years of exposition. Also it was used the Monte Carlo technique to simulate the process of degradation that have the module to the guarantee period of manufacturer.

The presented results demonstrate that the maximum total, it range below the 1 %, that loves one another almost totally with the loss observed in the current of short circuit, while the tension to open circuit had a stabler compartment. One of the main advantages of this study, consist in knowing the present condition of the degradation of the panels, right after being acquainted that at the moment of installation in her first year, they already presented a notable degradation of the 9 % approximately. Another one of the case-study advantages was that it could be predicted in the long term, the degradation of the photovoltaic module, from the utilization of the present-day measurements.

# ÍNDICE

#### Índice

INTRODUCCIÓN GENERAL	1
CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DE LO	S
PANELES FOTOVOLTAICOS	6
1.1. Introducción del capítulo	6
1.3. Funcionamiento de las celdas fotovoltaicas	6
1.3. Parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico	8
1.4. Modelo matemático de una celda fotovoltaica	.10
1.4. Condiciones Estándar de Medidas	.12
1.4.1. Condiciones de referencia	.12
1.4.2. Condiciones Nominales de Operación (CNO)	.13
1.5. Zonas climáticas	.13
1.6. Modos de degradación	.16
1.7. Factores que afectan la eficiencia de los módulos fotovoltaicos	.17
1.7.1. Factores propios del panel	.18
1.7.2. Factores externos al panel	.19
1.8. Estado del arte sobre la degradación de los paneles fotovoltaicos	.20
1.9. Conclusiones del capítulo	.22
CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE LA	
DEGRADACIÓN DE LOS PANELES DEL CASO DE ESTUDIO	.24
2.1. Introducción del capítulo	.24
2.2. Características del sistema fotovoltaico del CIES	.24
2.3. Instrumentación experimental	.29
2.4. Metodología empelada en las mediciones	.32
2.5. Resumen de mediciones a procesar	.34
2.5. Cálculos de la degradación de potencia Pmax	.35
2.6. Simulación de Monte Carlo	.41
2.7. Conclusiones del capítulo	.42
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN Y VALORACIÓN DEL EFECTO	
MEDIOAMBIENTAL	.44
3.1. Introducción del capítulo	.44
3.2. Degradación de los parámetros eléctricos	.44
3.2. Simulaciones de la degradación	.47
3.4. Análisis del efecto medioambiental antes y después de 7 años	.54
3.5. Conclusiones del capítulo	.56
CONCLUSIONES GENERALES	.59
RECOMENDACIONES	.61
BIBLIOGRAFÍA	.63



# INTRODUCCIÓN GENERAL



#### INTRODUCCIÓN GENERAL

En la actualidad el uso de las Fuentes Renovables de Energía (FRE) sustituye en gran medida la explotación de los combustibles fósiles y sus derivados. La energía solar es una de las que más desarrollo ha experimentado en los últimos años y con mayores expectativas para el futuro, aunque aún continúa infravalorada y muy poco explotada en relación a sus posibilidades, si se tiene en cuenta que el Sol irradia sobre la Tierra 4000 veces más energía de la que se consume en todo el mundo (Díaz *et al.*, 2018).

A partir del año 2010 en Cuba se implementa un programa estratégico para el desarrollo acelerado de las FRE como elemento primordial para lograr un desarrollo económico sostenible y sustentable, aparece entre las principales fuentes a desarrollar la energía solar fotovoltaica. Este programa estratégico se transformó en el Plan de Desarrollo de las Fuentes Renovables y el uso eficiente de la energía hasta el 2030, aprobado en el VII Congreso del PCC, en abril de 2016, y por la Asamblea Nacional del Poder Popular, en julio de 2016, el cual plantea llegar hasta un 24% de penetración con fuentes renovables, similar al comportamiento del mundo al cierre de 2015 (Díaz *et al.*, 2018).

Con el objetivo de diversificar la matriz energética cubana en función de aumentar la disponibilidad de generación de electricidad, en los últimos años han comenzado a introducirse los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica, como respuesta, esencialmente, a un problema técnico vinculado con la reducción del gasto por el uso de los combustibles fósiles, acción que se encuentra estrechamente relacionada a la necesidad de reducir el impacto ambiental y aliviar de forma sensible los gastos económicos.

Actualmente existen en Cuba 57 parques solares fotovoltaicos que suman una potencia de 134,25 MW, distribuidos en 54 parques instalados y operados por la Unión Eléctrica, más 3 parques solares de productores independientes. Teniendo en cuenta que estos parques solares ya cuentan con cierto tiempo de explotación, es primordial comenzar a investigar sobre los fenómenos que



afectan el buen desempeño de los módulos fotovoltaicos bajo el entorno del clima tropical cubano.

La degradación es un fenómeno natural e inexorable que tiene graves consecuencias en el rendimiento de los paneles fotovoltaicos, pues hace disminuir de manera notoria la producción de energía y, por ende, disminuye los beneficios económicos que se esperan de la instalación. Esto provoca un aumento del tiempo de retorno esperado de la inversión e introduce un componente de incertidumbre en el establecimiento del período de garantía, siendo todos estos factores fundamentales que conlleva a que la tecnología fotovoltaica sea menos competitiva con otras tecnologías de energías renovables.

El estudio de la degradación y los mecanismos de fallo están a menudo basados en experimentos de degradación acelerados. Estas pruebas han sido muy útiles para reproducir y cuantificar los efectos del fallo. Sin embargo, hay algunos mecanismos de degradación que se producen a Sol real que no son identificados durante los procedimientos de prueba acelerados usuales.

El presente trabajo se analiza la degradación de los paneles fotovoltaicos del Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES) que pertenece al Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente (CITMA). Este centro se dedica a la investigación y el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía. Tiene un pequeño parque solar fotovoltaico conectado a la red, que se utiliza también con fines investigativos.

A nivel mundial se han realizado varias investigaciones sobre la degradación que sufren los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos luego de un periodo de explotación (Reis *et al.*, 2002; Sidrach-De-Cardona *et al.*, 2010; Francisco Jesús, 2015; Huang & Wang, 2018). Por lo que es evidente que esta problemática es de interés para la comunidad científica internacional dedicados a la energía solar. Sin embargo, en Cuba no se han realizado investigaciones precedentes que sirvan de punto de partida, para analizar la degradación de los paneles fotovoltaicos.



#### Situación problémica

El CIES no cuenta con un estudio que evalúe el estado técnico de los módulos fotovoltaicos del parque que actualmente operan. Aunque los técnicos cualificados realizan algunas mediciones de los parámetros eléctricos, estas acciones no bastan para conocer el nivel de degradación que han sufrido los paneles fotovoltaicos en las actuales condiciones de operación.

#### Problema

Insuficiente conocimiento de la degradación sufrida en los 7 años de operación, de los módulos fotovoltaicos del CIES, que limita los pronósticos de generación de energía eléctrica a largo plazo, así como la predicción del estado técnico del parque solar.

#### Hipótesis

Mediante una metodología adecuada que caracterice el estado técnico actual de los módulos solares del parque fotovoltaico del CIES, se podría conocer el nivel de degradación de los paneles, que serviría para compararlos con los periodos de garantía del fabricante.

#### Objetivo

Analizar la degradación de los paneles fotovoltaicos HEE215MA68 de la instalación fotovoltaica del CIES, luego de 7 años de operación en condiciones de trabajo del clima tropical cubano.

#### **Objetivos específicos**

- 1. Establecer los fundamentos teóricos necesarios para la comprensión de la degradación de los paneles fotovoltaicos.
- Determinar la degradación de los parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos HEE215MA68 desde los inicios de su puesta en marcha hasta la actualidad.
- Simular el proceso de la degradación de los módulos fotovoltaicos del CIES, al transcurrir los años de garantía de la ficha técnica.



4. Calcular las consecuencias del efecto medioambiental de la degradación de los paneles fotovoltaicos del CIES.

#### Objeto de estudio

Módulos fotovoltaicos HEE215MA68 del Centro de Investigaciones de Energía Solar de Santiago de Cuba.

#### Campo de acción

Degradación de los parámetros eléctricos que caracterizan el objeto de estudio.

#### Principales métodos de investigación utilizados

- Método de investigación documental y bibliográfica.
- Método de investigación teórico para la correcta caracterización del objeto de estudio.
- Simulación computacional: para la obtención de las curvas características I-V de los módulos fotovoltaicos.



# CAPÍTULO 1



#### CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

#### 1.1. Introducción del capítulo

La degradación de los módulos fotovoltaicos provoca una disminución de los parámetros eléctricos de dichos módulos, de tal forma que afectan negativamente a la energía producida. En este capítulo se presentan los resultados de la búsqueda bibliográfica sobre los estudios de la degradación de módulos fotovoltaicos en el mundo. Se hace referencia a los distintos mecanismos de degradación. Se detallan los parámetros eléctricos de una celda fotovoltaica, para facilitar la comprensión sobre cómo se ven afectados dichos parámetros ante los distintos mecanismos de degradación.

#### 1.3. Funcionamiento de las celdas fotovoltaicas

Para entender la operación de una celda fotovoltaica, se necesita considerar la naturaleza del material y la naturaleza de la luz del sol. Las celdas solares están formadas por dos tipos de material, generalmente silicio tipo p y silicio tipo n.

La luz de ciertas longitudes de onda puede ionizar los átomos en el silicio y el campo interno producido por la unión que separa algunas de las cargas positivas ("agujeros") de las cargas negativas (electrones) dentro del dispositivo fotovoltaico. Los agujeros se mueven hacia la capa positiva o capa de tipo p y los electrones hacia la negativa o capa tipo n.

Aunque estas cargas opuestas se atraen mutuamente, la mayoría de ellas solamente se pueden recombinar pasando a través de un circuito externo fuera del material debido a la barrera de energía potencial interno. Por lo tanto, si se hace un circuito se puede producir una corriente a partir de las celdas iluminadas, puesto que los electrones libres tienen que pasar a través del circuito para recombinarse con los agujeros positivos lo cual es mostrado de mejor manera en la figura 1.1.





Figura 1.1. Efecto fotovoltaico en una celda solar (Gavilán, 2011).

La cantidad de energía que entrega un dispositivo fotovoltaico se determina por:

- El tipo y el área del material
- La intensidad de la luz del sol
- La longitud de onda de la luz del sol

Por ejemplo, las celdas solares de silicio monocristalino actualmente no pueden convertir más del 25% de la energía solar en electricidad, porque la radiación en la región infrarroja del espectro electromagnético no tiene suficiente energía como para separar las cargas positivas y negativas en el material.

Las celdas solares de silicio policristalino en la actualidad tienen una eficiencia de menos del 20% y las celdas amorfas de silicio tienen actualmente una eficiencia cerca del 10%, debido a pérdidas de energía internas más altas que las del silicio monocristalino.

Una celda fotovoltaica típica de silicio monocristalino de 100 cm<sup>2</sup> producirá cerca de 1,5 vatios de energía a 0,5 voltios de corriente continua y 3 amperios bajo la luz del sol en pleno verano (cerca de 1000 W/m<sup>2</sup>). La energía de salida de la celda es casi directamente proporcional a la intensidad de la luz del sol. (Por ejemplo, si la intensidad de la luz del sol se divide por la mitad la energía de salida también será disminuida a la mitad) (Gavilán, 2011).



La tensión de una celda no depende de su tamaño, y sigue siendo bastante constante con el cambio de la intensidad de luz. La corriente en un dispositivo, sin embargo, es casi directamente proporcional a la intensidad de la luz y al tamaño. Para comparar diversas celdas se las clasifica por densidad de corriente, o amperios por centímetro cuadrado del área de la celda.

La potencia entregada por una celda solar se puede aumentar con bastante eficacia empleando un mecanismo de seguimiento para mantener el dispositivo fotovoltaico directamente frente al sol, o concentrando la luz del sol usando lentes o espejos. Sin embargo, hay límites a este proceso, debido a la complejidad de los mecanismos, y de la necesidad de refrescar las celdas.

La corriente es relativamente estable a altas temperaturas, pero el voltaje se reduce, conduciendo a una caída de potencia a causa del aumento de la temperatura de la celda. Otros tipos de materiales fotovoltaicos que tienen potencial comercial incluyen el diselenio de cobre e indio (CulnSe2) y teluro de cadmio (CdTe) y silicio amorfo como materia prima (Gavilán, 2011).

#### 1.3. Parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico

Los parámetros eléctricos que caracterizan a un módulo fotovoltaico son los mismos que caracterizan a una celda fotovoltaica. Por lo tanto, la respuesta de un módulo frente a la radiación solar vendrá determinada por la de las celdas que lo forman, pudiendo ser descrita mediante los siguientes parámetros (Romero, 2011).

**Isc - Corriente de cortocircuito:** Corriente máxima que se puede obtener de un módulo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y, consecuentemente, a potencia nula.

Idealmente si V=0, Isc=I, Isc es directamente proporcional a la luz disponible. Su unidad de medida es el amperio (A).

**Voc - Tensión a circuito abierto**: Tensión máxima que se podría medir con un voltímetro sin permitir que pase corriente alguna entre los bornes de un módulo.



Voc aumenta logarítmicamente con la irradiancia incidente y disminuye con la temperatura. Su unidad de medida es el voltio (V).

**Pmax - Punto de máxima potencia:** Es el punto donde se obtiene la potencia máxima que puede alcanzar la célula en condiciones estándar. Su magnitud es igual al producto de la intensidad y tensión máximas. Para esta potencia se definen la corriente Imp y la tensión Vmp. Su unidad de medida es el vatio pico (Wp).

**Impp - Corriente a máxima potencia:** Corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Es utilizada como corriente nominal del mismo. Su unidad de medida es el amperio (A).

**Vmpp - Tensión a máxima potencia:** Tensión que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Es utilizada como tensión nominal del mismo. Su unidad de medida es el voltio (V).

**FF - Factor de forma:** El factor de forma describe la calidad de la célula fotovoltaica. Se define como el cociente entre los valores a máxima potencia (Pmax) y los valores teóricos para potencia máxima que resultan del producto de la corriente de cortocircuito lsc y la tensión a circuito abierto Voc.

Para las celdas de silicio cristalino este valor está comprendido entre 0,75 y 0,85. Para las celdas de silicio amorfo el valor está comprendido entre 0,5 y 0,7. Se calcula según la ecuación 1.1 (Salman *et al.*, 2015).

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}}$$
(1.1)

En la figura 1.2 se muestran de forma gráfica los parámetros eléctricos explicados anteriormente, el cuadro gris representa el factor de llenado FF, mientras que la curva roja representa una curva V-I de un módulo fotovoltaico típico de tecnología de silicio.



Figura 1.2. Curva característica de un módulo fotovoltaico (línea roja); representación gráfica de FF (cuadrado gris).

La eficiencia es el parámetro más común para comparar el rendimiento de una celda solar con otra. La eficiencia de conversión se define como el cociente entre la potencia de salida que suministra la celda y la potencia de la radiación que la misma absorbe, se calcula según la ecuación 1.2 (Salman *et al.*, 2015).

$$\eta = \frac{I_{sc} \cdot V_{oc}}{P_{in}} \cdot FF \tag{1.2}$$

Donde *Pin* es la potencia de la radiación solar que incide sobre el área de la celda.

La eficiencia depende del espectro de la radiación incidente y de la temperatura a la cual se realiza la medición es por eso que las condiciones bajo las cuales se mide la eficiencia deben ser cuidadosamente controladas.

En las fichas técnicas de cada fabricante el rendimiento suele especificarse bajo las condiciones estándar de medida (STC).

#### 1.4. Modelo matemático de una celda fotovoltaica

Los fundamentos físicos del funcionamiento de la celda fotovoltaica descritos en los epígrafes anteriores, ayudan al mejor entendimiento de su modelación



matemática. Para ello, se representa en la figura 1.3 el funcionamiento de una celda básica mediante un circuito eléctrico.



Figura 1.3. Modelo de un diodo de una celda FV.

Aplicando la ley de Kirchhoff para corrientes al circuito de la figura 1.3 se obtiene la corriente en los bornes de salida, ésta viene dada por la ecuación 1.3 (Taherbaneh *et al.*, 2010; Shannan *et al.*, 2013; Dash & S.M, 2014; Yahfdhou *et al.*, 2014; Tamrakar *et al.*, 2015; Belarbi *et al.*, 2016).

$$I = I_{PV} - I_{O} \cdot \left[ exp\left(\frac{V + I \cdot R_{S}}{n \cdot V_{T}}\right) - I \right] - \left(\frac{V + I \cdot R_{S}}{R_{P}}\right)$$
(1.3)

Donde:

I: Corriente de salida del panel fotovoltaico, se expresa en Amperios (A)

 $I_{PV}$ : Corriente fotogenerada, se expresa en Amperios (A)

 $I_D$ : Corriente del diodo, se expresa en Amperios (A)

*I*<sub>0</sub>: Corriente de saturación inversa del diodo, se expresa en Amperios (A)

V: Tensión de salida del panel fotovoltaico, se expresa en Voltios (V)

 $\mathit{n}:$  Factor de calidad del diodo  $1 \le n \le 2$  , es adimensional

 $V_T$ : Voltaje térmico, se expresa en Voltios (V)

*Rs:* Resistencia serie equivalente, se expresa en Ohmios ( $\Omega$ )

R<sub>P</sub>: Resistencia paralela equivalente, se expresa en Ohmios (Ω)

El valor de estos parámetros depende del material empleado en su fabricación y como la ficha técnica de los paneles nunca provee esta información, se hace necesario determinarlos aplicando métodos matemáticos. Una vez calculados, se consideran constantes en todo el rango de operación y para cualquier valor de irradiancia y temperatura (Ramos *et al.*, 2014).

#### 1.4. Condiciones Estándar de Medidas

Dado que la curva característica del módulo fotovoltaico cambia con las condiciones ambientales, es necesario definir una serie de condiciones de operación de referencia para poder contrastar y comparar los valores de distintos fabricantes. Estas condiciones de referencia pueden ser extrapoladas a otras diferentes. Las más empleadas son:

- Condiciones Estándar de Medidas (en inglés Standard Test Conditions STC)
- Condiciones Nominales de Operación (CNO)

#### 1.4.1. Condiciones de referencia

Es necesario definir unas condiciones nominales de trabajo o estándar para medir y comparar correctamente los diferentes módulos fotovoltaicos dado que las condiciones de funcionamiento de los mismos dependen de variables externas como la radiación solar y la temperatura de funcionamiento.

Según la norma IEC 60904/DIN EN 60904 las condiciones estándar son las siguientes (Valderrama, 2011):

- 1. Irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>.
- 2. Temperatura de célula de 25 °C con una tolerancia de ±2 °C.
- 3. Masa de aire AM=1,5.
- 4. Incidencia normal.

Sin embargo, en la realidad no se dan las condiciones anteriores ya que con una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, que correspondería al valor medido al mediodía un día claro de verano, sería necesario tener a una temperatura ambiente en el exterior de entre 10 °C y 0 °C para encontrar el módulo a 25 °C lo cual es, obviamente, imposible. Además, valores de irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> solo se alcanzan en condiciones muy puntuales.



Por lo tanto, la potencia máxima de salida suele ser inferior a la proporcionada por los fabricantes. Por esta razón se definen además de las anteriores, las condiciones nominales de operación (CNO), las cuales pretenden representar el comportamiento del módulo de manera más realista.

#### 1.4.2. Condiciones Nominales de Operación (CNO)

- 1. Irradiancia 800 W/m<sup>2</sup>
- 2. Temperatura de operación nominal de la Célula (TONC)
- 3. Velocidad del viento 1 m/s
- 4. Temperatura Ambiente 20° C

*TONC* se define como la temperatura nominal de operación de la célula, y representa la temperatura que alcanzarían las celdas solares para un nivel de irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20 °C, velocidad del viento de 1 m/s e incidencia normal (Gavilán, 2011).

El valor de TONC también viene incluido en las hojas de características técnicas de los módulos, y para un módulo de silicio monocristalino suele estar en torno a los 47 °C.

#### 1.5. Zonas climáticas

Para poder tratar de manera homogénea los datos de degradación encontrados, es recomendable agruparlos bajo localizaciones que tengan características climáticas parecidas.

Por ello se utilizará la clasificación climática de Köppen. Esta clasificación fue publicada en 1918 por el climatólogo, geógrafo, meteorólogo y botánico ruso Dr. Wladimir Köppen. Luego, fue modificada varias veces hasta su publicación definitiva en 1936 (Köppen, 2018).

Esta clasificación es de tipo empírico y fue publicada por Vladimir Köppen en 1884 y mediante el uso de tres letras nombra el clima de una determinada zona de tal forma que resulta sencilla y fácil de entender de ahí que su uso se



encuentre bastante extendido. Está basada en la temperatura y precipitación media mensual y anual. Se usa la vegetación nativa para denominar los tipos de climas. La clasificación de las zonas climáticas es la siguiente:

#### **Grupo A (Tropical)**

Se caracteriza por una temperatura media mensual del mes más frío por encima de los 18 ºC.

Existen las siguientes subdivisiones:

- -Af: Tropical húmedo. No existen estaciones de tal forma que es cálido y lluvioso durante todo el año. Es el clima de la selva lluviosa. Un ejemplo de este clima puede ser la selva amazónica.
- -Am: Tropical monzónico. Existe una estación seca corta seguida por una húmeda con fuertes lluvias siendo cálido todo el año. El sudeste asiático es el arquetipo de esta subdivisión.
- -Aw: Tropical húmedo y seco. Existe una estación seca en invierno. Precipitaciones mensuales siempre por encima de 100 mm. En este caso la sabana africana o Cuba son ejemplos de este subtipo.

#### Grupo B (Seco)

Poseen pocas precipitaciones anuales de tal forma que la evaporación supera a las precipitaciones recibidas. Los subtipos son los siguientes:

- -Bsh: Estepario tropical. Temperatura media anual por debajo de los 18
  °C. Las precipitaciones son, aproximadamente, la mitad que la cantidad de evaporación. Argentina, oeste de Estados Unidos o Australia son ejemplos de este subtipo.
- -Bsk: Estepario frío. Clima semiárido. La temperatura varía con la elevación, la latitud y la continentaleidad. Mayores precipitaciones que en el estepario tropical. Zonas del interior de Asia y sur de Australia poseen estas características.
- -Bwh: Desértico tropical. En esta zona se dan las temperaturas más altas del planeta. Baja humedad relativa. Lluvias irregulares. El desierto del



Sáhara, el norte de Chile o los países del golfo pérsico poseen este clima.

 -Bwk: Desértico frío. Clima árido. Baja humedad relativa. Más precipitaciones que en el anterior subtipo. Ejemplos: desiertos del oeste de Estados Unidos o la Patagonia.

#### Grupo C (clima latitudes medias)

La temperatura media del mes más frío se encuentra entre -3 °C y 18 °C. Veranos e inviernos bien definidos.

- -Cfa: Subtropical húmedo. Humedad alta todo el año. Veranos como en el tropical húmedo. Es el clima del este de Australia y sudeste de Estados Unidos y Sudamérica.
- -Cfb: Marítimo invierno suave. Inviernos y veranos suaves. Humedad alta con cielos normalmente nublados. Aparición de niebla. Zonas donde aparece este subtipo: noroeste de Europa, noroeste de Estados Unidos, sur de Chile, Nueva Zelanda.
- -Cfc: Marítimo invierno frío. Inviernos fríos, verano difuso. Precipitaciones a lo largo de todo el año. Zonas contiguas a las correspondientes al subtipo Cfb. Es el clima de Islandia, del norte de Noruega o del sur de Argentina.
- -Csa: Mediterráneo interior. Clima templado con veranos secos. Sur de la Península Ibérica, oeste de Italia, Grecia son ejemplos de este clima.
- -Csb: Mediterráneo costero. Veranos frescos debido a la influencia del mar. Se da en zonas de California y en zonas limítrofes con las correspondientes a Csa.
- -Cwa: Templado invierno seco (verano cálido). Los inviernos son secos y los veranos muy cálidos. Las precipitaciones se concentran en verano. Se da en el interior de China, Argentina y Sudáfrica
- -Cwb: Templado invierno seco (verano suave). Zonas de transición con el anterior subtipo.



#### **Grupo D (climas continentales)**

Climas que poseen un rango de variación de temperaturas algo, desde donde la temperatura más baja se sitúa por debajo de -3 °C y la más alta por encima de 10 °C.

- -Dfa: Continental húmedo (verano suave). Veranos húmedos con olas de frío ocasionales. Aparece en el norte de China, norte de Corea, Europa central, este y medio oeste norte americano.
- -Dfb: Continental húmedo (verano frío). Menos precipitaciones que en el anterior subtipo. Inviernos fríos y largos. Central y sur de Canadá, región de los grandes lagos en Estados Unidos, Escandinavia y Rusia.
- -Dfc: Continental subártico. Veranos cortos y frescos. Inviernos muy fríos.
  Ejemplos: Siberia, Alaska
- -Dfd: Continental subártico (muy frío). Se distingue del anterior en que se alcanzan temperaturas más bajas en invierno, incluso por debajo de -38 °C.

#### Grupo E (Polar)

Clima excesivamente frío donde las estaciones desaparecen.

- -ET: Tundra. Se da en Groenlandia, zonas colindantes de Norte América con el océano Ártico.
- -EF: Hielo. Todos los meses por debajo de 0°C. Mucho viento. Zonas del océano ártico congeladas.

#### 1.6. Modos de degradación

Los modos de degradación (también llamados mecanismos de degradación) son las formas en las cuales dicho fenómeno se manifiesta físicamente en los módulos fotovoltaicos en alguno de sus elementos o en varios a la vez. A veces es complicado conocer exactamente la causa de algunas de los modos de degradación, ya que es normal que influyan varios factores a la vez, dificultando



el esclarecimiento del origen del fallo, pudiéndose haber generado sinergias entre los diferentes mecanismos.

Los mecanismos de degradación se verán influenciados, tanto en el momento de su aparición como en su gravedad, por los siguientes elementos (Romero, 2011):

- Factores ambientales
- Tipos de material empleado

A continuación se muestra la tabla 1.1 en donde se aglutina los diferentes modos de degradación, los factores ambientales que los inducen, aceleran o favorecen y los parámetros eléctricos que se ven minorados por su aparición en de forma directa, teniendo en cuenta que todos los modos producen una disminución en la potencia entregada por el módulo fotovoltaico.

MODO DE DEGRADACIÓN	FACTOR AMBIENTAL	PARÁMETRO ELÉCTRICO
Decoloración	Radiaciones ultra violeta	Disminución de Isc
Delaminación	Calor y humedad	Aumento de R <sub>s</sub>
Corrosión	Humedad	Aumento de R <sub>s</sub>
Puntos calientes	Sombreamiento parcial, fallo	Disminución de Isc y Voc
	fabricación	
Burbujas	Calor y humedad	Aumento de R <sub>s</sub>
Roturas	Granizo, actos vandálicos, fallo	Aumento de Rs, disminución de
	de fabricaciñon	Isc y Voc
PID	Calor y humedad	Disminución de $P_{MPP}$ y $R_p$
Descargas eléctricas	Relámpagos	Aumento de Rs

Tabla 1.1 Modos de degradación de los módulos fotovoltaicos (Reguera Gil, 2015).

#### 1.7. Factores que afectan la eficiencia de los módulos fotovoltaicos

En la última década se han desarrollado investigaciones para identificar los factores que afectan el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, con el fin de mitigar sus efectos y lograr mejoras significativas en términos de eficiencia para este tipo de sistemas.

Dichos factores se clasifican en propios o externos de acuerdo con su naturaleza, de operación o de entorno respectivamente. Variaciones climáticas,



alta temperatura de la célula solar y exposición al medio ambiente, por ejemplo, pueden afectar el rendimiento de los paneles solares considerablemente (Cepeda & Sierra, 2019).

#### 1.7.1. Factores propios del panel

Los factores propios son condiciones con las que cuenta el panel solar en su estructura interna que pueden llegar a afectar su funcionamiento, se pueden encontrar factores como temperatura de funcionamiento del panel y efectos de reflexión y suciedad.

#### Temperatura de funcionamiento del panel fotovoltaico

La temperatura de funcionamiento del panel fotovoltaico, desempeña un papel clave en el proceso de conversión de energía. Tanto en el rendimiento eléctrico como la potencia de salida del módulo, dependen linealmente de la temperatura de funcionamiento del panel (Cepeda & Sierra, 2019).

Los paneles solares absorben en promedio el 80% de la irradiación solar recibida. Sin embargo, una parte de esta irradiancia se convierte en electricidad y la restante se convierte en calor. La fracción que se convierte en calor aumenta la temperatura del módulo, formando concentraciones de portadores intrínsecos produciendo una mayor saturación de corriente, lo que provoca una reducción en la eficiencia y deterioro en el panel fotovoltaico (Cepeda & Sierra, 2019).

Para regular la temperatura de los paneles solares se utilizan varios métodos con el fin de mejorar su eficiencia.

De acuerdo a (Cepeda & Sierra, 2019) las técnicas más utilizadas y viables para controlar el aumento de la temperatura de los paneles fotovoltaicos son:

- Aire acondicionado
- Enfriamiento a base de agua
- Enfriamiento por inmersión líquida
- Refrigeración termoeléctrica



- Refrigeración del tubo de calor
- Micro-canales
- Intercambiadores de calor mejorado
- Enfriamiento por chorros
- Micro-canales híbridos
- Sistemas de cambio de fase

#### Efecto de la suciedad y el polvo

En (Cepeda & Sierra, 2019) se explica que la cantidad de radiación recibida por las celdas solares en el interior del módulo fotovoltaico es inferior a la que llega a la superficie del mismo, debido a la reflexión y la suciedad de la superficie del módulo. Las pérdidas de reflexión óptica en la interfaz (vidrio o polímero), debido a la diferencia en los índices de refracción, puede llegar hasta 8 o 9% en el espectro visible de la radiación solar.

Este efecto resulta indeseable para los fotones a la hora de cargar los portadores, por lo cual las modificaciones superficiales de las celdas solares se hacen con el fin de reducir la reflexión en la interfaz del material.

#### 1.7.2. Factores externos al panel

En los factores externos al panel solar, se pueden encontrar aspectos como variaciones climáticas, ángulo de inclinación y sombreado, que pueden afectar el rendimiento del panel solar considerablemente.

#### Efecto de las variaciones climáticas

Las variaciones climáticas en los sistemas fotovoltaicos hacen referencia especialmente a las condiciones de radiación solar y temperatura ambiente. Cuando un panel solar es sometido a variaciones climáticas drásticas o repentinas, el sistema presenta una variación de su punto máximo de potencia, esto se debe a la relación que existe entre la radiación solar, la temperatura y la resistencia, lo que genera una variación en la curva "Corriente –Tensión".



Las técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) son el método más simple para mejorar el rendimiento del módulo fotovoltaico [40], Permiten reducir este tipo variaciones haciendo que el sistema siempre se encuentre en su punto máximo de potencia.

#### Ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos

El ángulo de inclinación del panel incide en la radiación solar que llega a la superficie de las celdas. Cuando el panel se sitúa perpendicularmente en dirección al sol recibe la máxima radiación por un intervalo de tiempo, considerándose este el ángulo de inclinación óptimo.

Este ángulo está afectado por factores como la latitud, las características de la radiación solar y el período de utilización.

#### Sombreado en la superficie del panel solar

El efecto de sombreado es causado cuando se obstaculiza la luz que impacta sobre la superficie del panel provocando desajustes de voltaje y corriente en el sistema.

Esto se debe principalmente a formaciones de sombras producidas por elementos cercanos a los paneles como árboles, estructuras o agentes externos que impide a la luz solar llegar uniformemente sobre la superficie del panel. El efecto de sombreado provoca pérdidas en la recolección de energía y así se reduce la potencia de salida y la eficiencia en la conversión de energía de los sistemas fotovoltaicos. Un panel solar que está bajo los efectos de sombreado recolecta energía de forma desigual, lo que conlleva a presentar fluctuaciones en la potencia entregada ocasiona daños en los componentes del sistema fotovoltaico como el inversor o las baterías.

#### 1.8. Estado del arte sobre la degradación de los paneles fotovoltaicos

El Laboratorio Nacional del Departamento de Energías de Estados Unidos (por sus siglas en inglés NREL), realizó una investigación que engloba el estado del arte de las publicaciones sobre la degradación de módulos fotovoltaicos en todo



el mundo. Este estudio fue dividido en tres partes: un resumen histórico contextual breve, un resumen analítico de los niveles de degradación anuales, y un compendio de bibliografías subdivididas según la tecnología del módulo fotovoltaico (Jordan & Kurtz, 2012).

La figura 1.4 muestra un mapa con las publicaciones relacionadas con la degradación de paneles fotovoltaicos, estudiados por el NREL.





Se puede apreciar que los estudios sobre la degradación de los módulos fotovoltaicos, están presentes en todo el planeta, teniendo un marcado interés en Estados unidos, Europa, Japón y Australia.

En otros estudios, Vazquez y Rey-Stolle (2008) llegan a la conclusión de que el nivel de degradación de los módulos fotovoltaicos, debe estar en el orden del 0,5 % anual, para los módulos cuyos fabricantes dan una garantía de 25 años.

En (Sidrach-De-Cardona *et al.*, 2010) se obtuvo una degradación del 0,7 % en un periodo de 12 años, de una instalación de módulos de silicio cristalino de 2 kWp después de 12 años de exposición en Málaga, España. Este estudio compara los parámetros eléctricos característicos de los módulos individuales, obtenidos por las mediciones a Sol real al principio y al final del período de exposición. La disminución de potencia máxima total, incluida la degradación



inicial, fue de 11,6 %, que se corresponde casi totalmente con la disminución observada en la corriente de cortocircuito lsc.

#### 1.9. Conclusiones del capítulo

En el presente capítulo se expusieron los fundamentos teóricos necesarios para la comprensión del principio de funcionamiento de las celdas solares, así como la conversación fotovoltaica. Se determinó que los módulos fotovoltaicos instalados en Cuba, se encuentran bajo la influencia de la zona climática Tropical del grupo A, más específicamente en el subgrupo Aw. Finalmente, el estado del arte demostró que la degradación de los paneles fotovoltaicos está en orden del 0,5 % anuales aproximadamente, para la tecnología de silicio.



# CAPÍTULO 2



### CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN DE LOS PANELES DEL CASO DE ESTUDIO

#### 2.1. Introducción del capítulo

El estado del arte del Capítulo 1 evidenció que existen varias formas de degradación de los paneles fotovoltaicos. Los módulos fotovoltaicos en condiciones reales de operación, están expuestos a los efectos de la degradación que no son reproducibles ni predecibles al 100% en ensayos de laboratorio. En este capítulo se describen los métodos empleados, para analizar la degradación de potencia de los paneles solares HEE251M en sus condiciones reales de operación en el CIES. Estos métodos fueron extraídos de la literatura científica vigente y además, se utiliza al Matlab como plataforma de modelación y simulación. También se resumen las características de la instalación fotovoltaica de estudio.

#### 2.2. Características del sistema fotovoltaico del CIES

Los módulos fotovoltaicos que se analizan en este trabajo se encuentran instalados en el Parque Fotovoltaico "Santiago – CIES". Este parque está conectado al Sistema Electroenergético Nacional (SEN) y está situado en el Reparto Abel Santamaría, Micro 3, Municipio Santiago de Cuba, provincia del mismo nombre. Ubicado en la parte Este, del terreno que ocupa el CIES, se encuentra ubicado en las siguientes coordenadas, Latitud: 20° 00' 75" y Longitud: 75° 77' 07".

La figura 2.1 muestra un esquema del Parque Fotovoltaico "Santiago – CIES" es de 2,5 MWp y está compuesto por dos generadores fotovoltaicos, integrados en su totalidad por 10 400 módulos de potencia pico 240 Wp (modelo DSM-240-C ensamblados en Cuba).







Figura 2.1. Generadores Fotovoltaicos que conforman el Parque Solar Fotovoltaico Santiago - CIES.

Los módulos están agrupados en 520 mesas de trabajo, que forman 130 cadenas, interconectadas convenientemente a 130 inversores fotovoltaicos trifásicos (modelo SB 17000 fabricado por SMA) de potencia nominal 17 kW cada uno, (cada cadena está formada por 80 módulos fotovoltaicos que a su vez se conectan a un inversor fotovoltaico trifásico).

En la figura 2.2 se muestra cómo este parque fotovoltaico, tributa su energía a la red eléctrica local a un nivel de tensión nominal de 13,8 kV, a través de dos transformadores trifásicos de acoplamiento.



Figura 2.2. Esquema básico de conexión baja tensión (BT) / media tensión (MT) a través de transformador trifásico.



Los módulos que se analizan para el estudio de su degradación, pertenecen a un pequeño sistema fotovoltaico que tiene el CIES, este sistema es de 7,5 kWp y funciona de forma paralela al parque de 2,5 MWp. Los módulos son del modelo HEE215M68A, sus características eléctricas de la se muestran en la tabla 2.1 (Heliene, 2019).

<sup>,</sup> T=25 ⁰C y AM=1.5
250 Wp
37,40 V
30,3 V
8,72 A
8,22 A
-0,12716 V/ºC
45 °C
60
-40 °C a +80 °C
1680 mm x 990 mm x 40 mm

Tabla 2.1. Parámetros eléctricos del panel HEE215M68A.

La figura 2.3 muestra el generador fotovoltaico, está compuesto en su totalidad por 30 módulos, modelo HELIENE, conectados en serie, para una potencia total de 7,5 kWp.



Figura 2.3. Generador Fotovoltaico del CIES.


Dicho generador está formado por 3 cadenas de 10 módulos FV, cada una, con una potencia de 2,5 kW, 303 V y 8,22 A (Camejo *et al.*, 2012). En la tabla 2.2 se resumen las características del sistema fotovoltaico.

Tipo de estructura	Montados sobre base de aluminio, con circulación de aire
Ángulo de inclinación	15°
Orientación	Este-Oeste inclinado hacia el Sur
Altura	1 m
Cantidad de módulos	30
Potencia	7,5 kW
Tipo de silicio	Monocristalino

Tabla 2.2. Características del sistema fotovoltaico caso de estudio.

La estructura de soporte sirve para unir y rigidizar las configuraciones de los módulos, conformada por un bastidor de perfiles de aluminio. Está diseñada para soportar todas las cargas mecánicas que pudieran presentarse en cada caso: vientos sostenidos hasta de 250 km/h, contracciones y dilataciones por cambios de temperaturas.

La figura 2.4 muestra la Estación Actinométrica del CIES, la cual tiene un papel fundamental en las mediciones. La potencia que entrega cualquier sistema fotovoltaico resulta primordialmente de su respuesta a dos condiciones de operación: la irradiancia incidente sobre el generador y la temperatura de operación de sus módulos.



Figura 2.4. Estación Actinométrica del CIES



En consecuencia, un elemento clave para caracterizar o evaluar el funcionamiento del sistema fotovoltaico consiste en la medida de estas condiciones con la menor incertidumbre posible.

#### Inversor. Unidad de acondicionamiento de potencia.

El dispositivo fundamental de un sistema FV conectado a la red es el Inversor, figura 2.5. Funciona como interface entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica. De este modo, el sistema FV conectado a la red forma parte de los sistemas de generación que alimentan a dicha red. El sistema FV de conexión a la red, está formado por 3 Inversores, modelo SUNNY BOY, conectado cada uno, a una cadena de 10 módulos FV. Estos inversores siguen la frecuencia a la tensión correspondiente de la red a la que se encuentra conectado (Camejo *et al.*, 2012).



Figura 2.5. Inversores del sistema fotovoltaico del CIES.

Los inversores están provistos de un sistema de información automatizada que brinda toda la información necesaria de la producción de energía y demás datos del generador FV y del sistema en su conjunto. De igual forma ofrecen la posibilidad de comunicación por cable RS485 a través de un dispositivo SUNNY WEBBOX, (SMA), con el ordenador.

#### Sistema de Adquisición de Datos SUNNY WEBBOX

La instalación FV, está prevista de un Sistema de Adquisición de Datos SUNNY WEBBOX que interacciona con la misma, a partir del software, que permite conocer y visualizar en tiempo real la producción de energía del sistema,



(horaria, diaria, mensual y anual), además de otros parámetros característicos, por citar solo la reducción de CO<sub>2</sub> a la atmósfera y los datos registrados por los inversores, todos ellos resumidos en un fichero, que constituyen una base de datos muy importante para los análisis estadísticos y futuras investigaciones.

#### 2.3. Instrumentación experimental

El instrumento empleado para las principales mediciones de este trabajo, es el mostrado en la figura 2.6. Consiste en un trazador de curvas, modelo I-V 400, de la firma HT, que permite la obtención sobre el campo de la característica más importante de los módulos FV, curva I-V y los principales parámetros característicos tanto de un único módulo FV, como de un grupo de módulos FV, hasta un máximo de 1000 V y 10 A.



Figura 2.6. Trazador de curvas características empelado en las mediciones de los parámetros eléctricos de los módulos FV caso de estudio.

El instrumento ha sido fabricado para la realización de las operaciones de conexionado sobre instalaciones FV monofásicas y para la ejecución de las pruebas sobre las características I-V en los módulos/string de fotovoltaicos (FV) con el fin de verificar los parámetros de referencia declaradas por el constructor.



En tal sentido y la solución ideal para la resolución de posibles problemas de eventuales bajos valores de eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas

Este instrumento permite determinar inmediatamente si los módulos o grupo de módulos, funcionan en concordancia con los parámetros declarados en la ficha técnica del fabricante. En la tabla 2.3 se muestran sus características eléctricas. Incorpora una base de dato interna siendo actualizable en cualquier momento por el usuario, tanto por el programa de gestión como directamente a través de la interfaz usuario del instrumento.

Símbolo	Descripción	Rango	Resol.	Condiciones
Nms	Numero módulos por grupo	1 ÷ 50	1	
Pmax	Potencia máxima nominal del panel	50 ÷ 999W	1W	$\left \frac{P_{\max} - V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{P_{\max}}\right  \le 0.01$
Voc	Tensión en vacio	15.00 ÷ 99.99V	0.01V	$Voc \ge Vmpp$
Vmpp	Tensión en el punto de máxima potencia	15.00 ÷ 99.99V	0.01V	$Voc \ge Vmpp$
Isc	Corriente de cortocircuito	0.5 ÷ 9.99A	0.01A	lsc ≥ Impp
Impp	Corriente en el punto de máxima potencia	0.5 ÷ 9.99A	0.01A	lsc ≥ Impp
Toll	Tolerancia negativa indicada por el	0% ÷ 25.0%	0.1%	100*Tol/Doom < 25
1011-	constructor	0 ÷ 99W	1	100-101/Phom< 25
T	Tolerancia positiva indicada por el	0 ÷ 25%	0.1%	400*Tal*/Dager 4.05
1011+	constructor	0 ÷ 99W	1	100"101 /Pnom< 25
Alaba	Coeficiente de temperature los	-0.100÷0.100%/°C	0.001%/°C	0.4*4/5-7/1
Alpha	Coeliciente de temperatura isc	-9.99 ÷ 9.99mA/°C	0.01mA/°C	0.1 "Alta / Isc ≤ 0.1
Data		-0.99 ÷ -0.01%/°C	0.01%/°C	10010
Dela	Coeliciente de temperatura voc	-0.999 ÷ 0.001V/°C	0.001V/°C	100"Beta/Voc ≤ 0.999
Gamma	Coeficiente de temperatura Pmax	-0.99 ÷ -0.01%/°C	0.01%/°C	
NOCT	Temperatura nominal de trabajo de la célula	0 ÷ 100°C	1°C	
к	Factor de corrección de la curva	0.00÷10.00mΩ/°C	0.01 mΩ/°C	
Rs	Resistencia serie interna	0.00 ÷ 10.00Ω	0.01Ω	

Tabla 2.3. Características eléctricas del trazador de curvas empelado en las mediciones.

La figura 2.7 muestra la forma de conexión empleada para la obtención de las curvas de los módulos fotovoltaicos. Nótese, la conexión de los sensores de



irradiancia y temperatura, las dos variables del clima que son de vital importancia para el estudio de la degradación.





#### 2.3.1. Medida de la curva I-V y de la resistencia serie

A nivel teórico la prueba sobre la característica I-V es del modo siguiente:

- El instrumento efectúa la medida de la característica I-V sobre el panel conectado, además de la medida de irradiación y de temperatura del módulo.
- El resultado de la medida será automáticamente "trasladado" a las condiciones estándar STC (Standard Test Conditions) de irradiación igual a 1000W/m<sup>2</sup> y con una temperatura de los módulos igual a 25°C. Para obtener resultados de precisión conforme a lo indicado en el presente manual se recomienda atenerse a las especificaciones
- Se ejecuta el control entre la potencia nominal máxima, con el margen de tolerancia porcentual declarada por el fabricante del módulo e insertado en el tipo de módulo anteriormente seleccionado sobre el instrumento, y el valor medido.

La prueba de la resistencia serie Rs se utiliza para efectuar una medida exacta de este parámetro en tiempo real sobre el módulo FV en examen y después adjunta este valor en la definición de la base de datos relativa, en acuerdo al procedimiento previsto por la normativa IEC/EN60891.

#### 2.4. Metodología empelada en las mediciones

Para calcular la degradación de un módulo fotovoltaico operando en condiciones naturales de cualquier lugar del planeta, es recomendable realizar mediciones en la propia instalación fotovoltaica a lo largo de su vida útil.

El presente trabajo describe la degradación que han sido observados en la instalación fotovoltaica de silicio cristalino de 7,5 kWp de potencia después de las 8 años de exposición al Sol en el CIES. Para ello, se toman mediciones realizadas en el año 2012, cuyos resultados ya han sido publicados por (Camejo *et al.*, 2012; Rivas *et al.*, 2013). Estas mediciones se comparan y se procesan con otras mediciones tomadas en el año en curso 2019, para evaluar la degradación luego de estos 8 años.

Todas las curvas I-V se han obtenido con los módulos expuestos a sus condiciones reales de operación en el CIES. Para garantizar buenos resultados en las mediciones y su respectiva conversión a condiciones estándar, se han impuesto las siguientes condiciones:

- Las mediciones se realizaron a cielo despejado.
- La irradiancia global en el plano de paneles fue mayor a los 900 W/m<sup>2</sup>.
- Variación máxima de la irradiancia durante el tiempo de la medición menor que el 1%.
- Variación máxima de la temperatura del módulo durante el tiempo de la medida menor que 1ºC.
- La velocidad del viento menor que 1 m/s.

Además, ambos conjuntos de medidas fueron realizados durante el mes de marzo, en 2012 y 2018 respectivamente, para que las diferencias espectrales de la luz solar puedan ser minimizadas.



Es importante resaltar que estos módulos fotovoltaicos fueron estudiados con anterioridad, donde se les obtuvieron las curvas V-I al inicio de su instalación en el CIES. En la tabla 2.4 se muestran algunos de los resultados expuestos en (Camejo *et al.*, 2012; Rivas *et al.*, 2013), en los que se demuestra que los módulos FV desde sus inicios, tenían una degradación notable, para ser módulos nuevos.

Tabla 2.4. Mediciones realizadas en al año	2012 por (Camejo <i>et al.</i> , 2012; Rivas <i>et al.</i> ,
2013) a los módu	ulos HEE2015M.

			Voc	Vmpp	Impp	Isc	Irrad	Temp	FF	tol+	tol-
CADENA 3	Mód,	Pmáx ( <i>W</i> )	(И)	(V)	(A)	(A)	( <i>W/m</i> <sup>2</sup> )	(°C)	(%)	(%)	(%)
Medida 40 - CIES											
15/02/2012 13:33	1	No Ok (-8,62%)									
Medidas OPC	1	225.36	33.86	25.79	8.74	9.65	1114.00	52.90	69.00	3.00	3.00
STC	1	228.44	37.36	29.15	7.84	8.46	1000.00	25.00	72.00	3.00	3.00
Nominal	1	250.00	37.40	30.30	8.22	8.72	1000.00	25.00	76.00	3.00	3.00
Medida 41 - CIES											
15/02/2012 13:35	2	No Ok (-9,46%)									
Medidas OPC	2	223.00	33.65	25.58	8.72	9.55	1113.00	53.30	69.00	3.00	3.00
STC	2	226.36	37.22	29.36	7.71	8.39	1000.00	25.00	73.00	3.00	3.00
Nominal	2	250.00	37.40	30.30	8.22	8.72	1000.00	25.00	76.00	3.00	3.00
Medida 42 - CIES											
15/02/2012 13:37	3	No Ok (-8,99%)									
Medidas OPC	3	224.58	33.60	25.72	8.73	9.67	1124.00	53.90	69.00	3.00	3.00
STC	3	227.53	37.29	29.36	7.75	8.41	1000.00	25.00	73.00	3.00	3.00
Nominal	3	250.00	37.40	30.30	8.22	8.72	1000.00	25.00	76.00	3.00	3.00
Medida 43 - CIES											
15/02/2012 13:41	4	No Ok (-8,97%)									
Medidas OPC	4	225.98	33.79	25.86	8.74	9.70	1120.00	53.00	69.00	3.00	3.00
STC	4	227.57	37.29	29.22	7.79	8.43	1000.00	25.00	72.00	3.00	3.00
Nominal	4	250.00	37.40	30.30	8.22	8.72	1000.00	25.00	76.00	3.00	3.00

Hay que destacar que las medidas iniciales fueron llevadas a cabo directamente a la llegada de los módulos, por lo que la posible degradación inicial de los módulos inducida por la luz está incluida en el valor total de las pérdidas. Los valores de degradación oscilan entre el 8 y casi el 10 % de la potencia nominal.

Según Camejo *et al.* (2012) los niveles altos de temperatura en los módulos FV pueden estar condicionado a que hay más radiación difusa y mayor coeficiente de absorción de la capa soporte de las celdas FV unido a menor evacuación o pérdidas de calor y la respuesta eléctrica a la naturaleza de las celdas fotovoltaicas, afectando de forma directa la Pmáx del módulo FV, o que el



Pmpp-coeficiente de temperatura [%/K] que es de -0,44, puede que no sea lineal y tenga una proporcionalidad que se incremente con la temperatura.

De igual forma, en la tabla 2.5 se muestran las mediciones que se realizaron a cada una de las cadenas de 10 módulos FV, que comprende el generador FV, en un rango de valores de irradiancia entre los 900 y 1000 W/m<sup>2</sup> y temperatura de los módulos FV superiores a los 40 °C, y se promediaron los mismos, obteniendo como resultado una Pmáx de generación FV de 6,7 kWp, por debajo de los 7,5 kWp según fabricante y diseño, a pesar de ello la correlación entre la potencia nominal inversor y potencia del generador FV, (6,9/6,7) para estas nuevas condiciones, es de 1,02 %, estando en el límite del rango permisible (0,85 y 1,05 %), según norma internacional (Camejo *et al.*, 2012).

Cadenas	Promed. Temp	Promed. Irr. (W/m <sup>2</sup> )	Promed. Pmáx (Wp)	Pmáx. (Wp)	Pot. Cadena STC (Wp)
1	52	998	226	2260	2324
2	50	994	221	2210	2257
3	49.5	1029	227	2270	2249
			TOTAL	6740	6830

Leyenda:

Promed. Temp: Promedio de temperatura de los módulos FV.

Promed. Irr: Promedio de Irradiancia de todas las medidas.

Promed. Pmáx: Promedio de las potencias de los módulos FV.

**Pmáx:** Potencia máxima, suma de las potencias promedios evaluadas de cada cadena de módulo FV.

**Pot. Cadena STC:** Potencia de las cadenas evaluada a las STC (1000 W/m<sup>2</sup> y 25 °C).

#### 2.5. Resumen de mediciones a procesar

En la tabla 2.6 se muestran la media ( $\mu$ ) y la desviación típica ( $\sigma$ ) de cada parámetro característico de los módulos antes y después del período de exposición de 7 años estudiado (2012 - 2018). Puede observarse en dicha tabla que la potencia-pico total de la instalación se redujo un razón de 1,05



% durante los 7 años. Esto se debe principalmente, a la disminución evidente de los parámetros de la corriente y tensión.

Parámetros	inicial año 2012			final año 2018			Variación/año		
T arametros	μ	σ	μ/σ (%)	μ	σ	σ/μ (%)	μ (%)	σ (%)	
Pmax (W)	229,49	1,860	0,811	225,66	1,531	0,679	-0,238	-2,525	
Voc (V)	37,21	0,159	0,429	37,08	0,145	0,392	-0,049	-1,277	
Isc (A)	8,57	0,062	0,728	8,45	0,085	1,001	-0,200	5,089	
Rs (Ω)	0,367	0,183	49,864	0,397	0,171	43,073	1,168	-0,937	
Rp (Ω)	250,59	37	14,765	135,28	32	23,655	-6,574	-1,931	

Tabla 2.6. Resumen de mediciones de los parámetros eléctricos obtenidos en el año 2012 y 2018.

#### 2.5. Cálculos de la degradación de potencia Pmax

Los módulos fotovoltaicos se instalan en exteriores, se encuentran operando en condiciones reales de irradiancia y temperatura, por lo que se exponen a los efectos de la degradación que no son reproducibles ni predecibles al 100% en ensayos de laboratorio.

Sin embargo, existen modelos matemáticos que permiten aproximar el funcionamiento real de un determinado módulo fotovoltaico frente a los modos de degradación, de esta forma poder realizar una estimación más certera del nivel de degradación que sufre el módulo fotovoltaico a lo largo de su vida útil. Todo ello se realiza para poder valorar correctamente la disminución de potencia que se va a producir a lo largo de la vida útil de una instalación fotovoltaica, ya que resulta crucial para decidir la viabilidad del sistema en su conjunto.

Tal es el caso del modelo empleado en varias investigaciones (Vazquez & Rey-Stolle, 2008; Ndiaye *et al.*, 2013), donde se emplea una función de distribución de probabilidad de potencia de los módulos, basada en la distribución gaussiana.





La ecuación 2.1 representa la distribución que sigue la potencia de los módulos fotovoltaicos.

$$p(P) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \exp\left(-\frac{1}{2} \left[\frac{P-\mu}{\sigma}\right]^2\right)$$
(2.1)

Donde:

*P:* es la potencia del módulo fotovoltaico, se expresa en Wp.

 $\mu$ : es el valor medio de la potencia, se expresa en Wp.

 $\sigma$ : es la desviación típica

En este caso se estima que la potencia media de los módulos ( $\mu$ ) disminuye linealmente con el tiempo, por lo que se calcula según la ecuación 2.2.

$$\mu(t) = P_0 - At \tag{2.2}$$

Donde

*P*<sub>0</sub>: es la potencia promedio en vatios (es decir, la potencia nominal del módulo), *A*: es un parámetro que refleja la disminución anual en la potencia del módulo en Wp/año

t: es el tiempo en años.

Obviamente, la validez de la ecuación 2.2 está limitada a tiempos de menos de  $P_0/A$ . Otra posible limitación de esta ecuación proviene del supuesto de que es constante en el tiempo.

Usando la ecuación 2.3 es sencillo demostrar que para cualquier par de años sucesivos, la potencia del módulo decae a un porcentaje fijo de su potencia inicial:

$$\frac{\mu(n) - \mu(n-1)}{P_0} = -\frac{A}{P_0} = \text{constant}$$
(2.3)

La relación A/P<sub>0</sub> es un parámetro en unidades de tiempo inverso (año) que en adelante se denominará porcentaje de degradación anual.

Varios autores argumentan que la limitada evidencia experimental disponible no es suficiente para dar por sentado la tasa de degradación lineal y sugieren el empleo de la ecuación 2.4, que sirve para calcular una tasa de degradación exponencial, esta supondría una tendencia más adecuada como es el caso en algunos dispositivos optoelectrónicos.

$$\mu(t) = P_0 e^{-\alpha t} \tag{2.4}$$

Con el fin de no aumentar la complejidad de los cálculos, no se considera la tasa de degradación exponencial aquí. Sin embargo, debe notarse que ambas tendencias muestran una evolución muy similar durante los primeros 10 a 15 años, si se asumen tasas de degradación anuales iniciales similares, y luego la tasa de degradación lineal es una estimación más pesimista, como se refleja en la figura 2.8.



Figura 2.8. Tasas de degradación anual (exponencial y lineal) para 0,5 % de degradación inicial.



La segunda dependencia temporal de la función de densidad de probabilidad de potencia del módulo fotovoltaico es la de su desviación estándar ( $\sigma$ ). Diferentes autores han reportado que aumenta con el tiempo en los módulos fotovoltaicos, tal como lo hace en otros dispositivos optoelectrónicos. Sin embargo, hay poca información sobre cómo evoluciona la desviación estándar con el tiempo. En un primer enfoque, se asume que la desviación estándar sigue una tasa de degradación lineal en el tiempo, según la ecuación 2.5.

$$\sigma(t) = \sigma_0 + Bt \tag{2.5}$$

 $\sigma_o$ : es la desviación estándar a *t*=0.

*B*: es un parámetro que refleja el aumento anual de la desviación estándar en Wp/año.

t: es el tiempo en años.

En este modelo, el valor del parámetro *B* debe limitarse a un tercio del parámetro *A* para evitar que la potencia de los módulos fotovoltaicos varíe con el tiempo sin ningún sentido físico (es decir, si B>A/3 la potencia de algunos módulos fotovoltaicos aumentan con el tiempo).

Al igual que con la ecuación 2.3, se puede argumentar de manera similar que, por dos años consecutivos, la desviación estándar siempre aumenta un porcentaje dado de su valor inicial, según la ecuación 2.6.

$$\frac{\sigma(n) - \sigma(n-1)}{P_0} = \frac{B}{P_0} = \text{constant}$$
(2.6)

donde la relación *B/P* refleja el porcentaje de la potencia inicial que la desviación estándar de la distribución de potencia aumenta cada año. Teniendo en cuenta las variaciones de tiempo reflejadas por las ecuaciones 2.3 y 2.6, la potencia del módulo fotovoltaico en un instante definido se ajustará a la distribución de la ecuación 2.7.



$$p(P,t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}(\sigma_0 + Bt)} \exp\left[-\frac{1}{2} \left[\frac{P - (P_0 - At)}{\sigma_0 + Bt}\right]^2\right]$$
(2.7)

En el campo, los factores de envejecimiento ocurren continuamente a medida que avanza el año. Para estudiar los efectos combinados de los factores de envejecimiento en las características fotovoltaicas, las características eléctricas de un módulo fotovoltaico descritas en el capítulo 1 se escriben según las ecuaciones 2.8-2.10, poniendo la corriente de salida del módulo en función de los factores de envejecimiento a través del tiempo (Huang & Wang, 2018).

$$I(t) = I_{pv}(t) - I_0 \left\{ \exp\left[\frac{V(t) + R_s(t)I(t)}{aV_T}\right] - 1 \right\} - \frac{V(t) + R_s(t)I(t)}{R_p(t)}$$
(2.8)

$$I_{pv}(t) = I_{pv,ref} \left[ 1 + k_I (T - T_{ref}) \right] \frac{G}{G_{ref}} \tau(t)$$
(2.9)

$$I_{0} = \frac{I_{sc,ref} + k_{I}(T - T_{ref})}{\exp\left[\frac{V_{oc,ref} + k_{V}(T - T_{ref})}{aV_{T}}\right] - 1}$$
(2.10)

En estas ecuaciones, la transmitancia  $\tau(t)$ , la resistencia en serie Rs(t) y la resistencia en derivación Rp(t) son variables dependientes del tiempo que presentan el proceso de envejecimiento de los materiales a lo largo del tiempo, por lo que las características I-V no son solo una función de la irradiación y la temperatura de la célula *T*, sino también una función del tiempo *t*.

Si los patrones de degradación de cada factor de envejecimiento están disponibles, es posible caracterizar el patrón de degradación de los parámetros eléctricos. Sin embargo, la literatura científica muestra poca información sobre el patrón de degradación de estos factores de envejecimiento.

La garantía de la potencia de salida del módulo fotovoltaico suele oscilar entre 20 y 25 años, con una potencia de salida superior al 80% de su potencia nominal inicial después de los años de funcionamiento garantizados. Por lo



tanto, la degradación del módulo fotovoltaico es un proceso gradual y constante.

Vazquez y Rey-Stolle (2008) supone que la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos con la misma tecnología sigue una distribución gaussiana, y la potencia media de los módulos fotovoltaicos disminuye linealmente. Inspirado por la idea, se supone que cada factor de envejecimiento, incluida la transmitancia  $\tau$ , la resistencia en serie *Rs* y la resistencia en derivación *Rp*, sigue una distribución gaussiana como se calcula en la ecuación 2.11 para una gran cantidad de módulos fotovoltaicos con la misma tecnología.

$$p(y) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{y-\mu}{\sigma}\right)^2\right]$$
(2.11)

Donde:

y: se refiere al factor de envejecimiento r, Rs, o Rp.

 $\mu$ : es su valor medio.

 $\sigma$ : es su desviación estándar.

No está clara la dependencia de estos tres factores de envejecimiento o la variación de sus tasas de degradación anuales y desviaciones estándar en función del tiempo.

En este estudio, se consideran los siguientes supuestos:

- (i) Los factores de envejecimiento son independientes.
- (ii) El valor medio y la desviación estándar de cada envejecimiento.

Estos factores varían linealmente según las ecuaciones 2.12 y 2.13.

$\mu(t) = \mu_0(1 + At)$	(2.12)
$\sigma(t) = \sigma_0(1 + Bt)$	(2.13)

Donde:

 $\mu_{o}$  y  $\sigma_{o}$  son el valor medio inicial y la desviación estándar en *t*=0;

A y B son la tasa de variación en porcentaje del valor medio y desviación estándar, respectivamente;

t: es el tiempo en años.

#### 2.6. Simulación de Monte Carlo

La técnica de la simulación de Monte Carlo, se basa en el muestreo aleatorio repetido para obtener resultados numéricos, se usa ampliamente para derivar la distribución de probabilidad de una variable aleatoria desconocida. En este trabajo se emplea para calcular la potencia Pmax de los módulos estudiados.

Para obtener las distribuciones de los parámetros característicos a través del tiempo, se implementaron los siguientes pasos con la técnica de simulación de Monte Carlo:

- determinar el valor medio y la desviación estándar en el año t, mediante las ecuaciones 2.12 y 2.13 para cada factor de envejecimiento;
- (ii) muestrear aleatoriamente los valores de cada factor de envejecimiento de acuerdo con su distribución definida en la ecuación 2.11;
- (iii) graficar las características I-V mediante las ecuaciones 2.8-2.10 en condiciones ambientales dadas de G y T;
- (iv) repetir los pasos (ii) y (iii) *N* veces.

Con estos pasos, se pueden obtener N curvas I-V en el año t considerando el proceso de degradación aleatoria de cada factor de envejecimiento. En este estudio, se considera N=500 y las distribuciones de los parámetros eléctricos en el año se derivan de las 500 curvas I-V. Todas las simulaciones se realizan en Matlab 2017b.





La tasa de degradación de los módulos fotovoltaicos depende en gran medida de la energía fotovoltaica, la tecnología y el clima. De ahí, la importancia de la elección del modelo de degradación.

#### 2.7. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se mostraron las características eléctricas de los módulos estudiados para el análisis de su degradación, también se describieron las características de la instalación fotovoltaica de 7,5 kWp. Se evidenció que los módulos FV desde los inicios de su instalación ya presentaban una degradación notable, con un promedio de 9 % de la potencia de fabricante. Los métodos de cálculos explicados permiten analizar a profundidad la degradación de los módulos en el periodo de 7 años de explotación.

# CAPÍTULO 3



#### CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN Y VALORACIÓN DEL EFECTO MEDIOAMBIENTAL

#### 3.1. Introducción del capítulo

En este capítulo se exponen los principales resultados de las simulaciones realizadas en Matlab, para determinar la degradación de los paneles tras 7 años de operación en el CIES de Santiago de Cuba. También se muestra el comportamiento de los factores de envejecimiento de los módulos fotovoltaicos al pasar los años de garantía que proporciona el fabricante. También se hace una valoración medioambiental, consiste en calcular en cuánto se reduce el consumo de combustibles fósiles, con su consiguiente disminución de los gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera.

#### 3.2. Degradación de los parámetros eléctricos

Los resultados mostrados en este epígrafe se obtuvieron mediante las curvas V-I, que son trasladas a las condiciones de referencia STC por el propio instrumento de medición.

Las curvas V-I son ajustadas al modelo de un diodo, con el factor de idealidad fijo. El instrumento de medición calcula los valores de la resistencia serie (Rs) y paralelo (Rp) de cada módulo antes y después de la degradación, así como sus parámetros característicos: corriente de corto circuito (Isc), tensión en circuito abierto (Voc), factor de relleno (FF) y corriente del punto de máxima potencia (Impp), tensión de dicho punto (Vmpp) y la potencia eléctrica (Pmax).

Se ha realizado un análisis estadístico de los parámetros característicos antes y después de la degradación. Se ha observado que los datos se ajustan bien a una distribución normal.

Las figuras 3.1, 3.2 y 3.3 muestran las distribuciones en frecuencia de los principales parámetros eléctricos característicos antes y después de la degradación con sus correspondientes distribuciones gaussianas. Nótese que las desviaciones típicas de la potencia máxima, de la corriente de cortocircuito y

la tensión no cambian significativamente entre las medidas iniciales y finales, encontrándose dentro de  $\pm 2\%$  de los valores iniciales.



Figura 3.1. Distribución normal del parámetro eléctrico lsc tras 7 años de operación.

En la figura 3.1 puede observarse que la corriente de cortocircuito de la instalación se redujo un 2,4 % en los 7 años, para lsc=8,57 A en t=0 y lsc=8,54 A en t=7.



Figura 3.2. Distribución normal del parámetro eléctrico Voc tras 7 años de operación.

En la figura 3.2 puede observarse que la tensión a circuito abierto de la instalación se redujo un 0,4 % en los 7 años, para Voc=37,21 V en t=0 y Voc=37,08 V en t=7.





En la figura 3.3 puede observarse que la potencia pico total de cortocircuito de la instalación se redujo un 1,7 % en los 7 años, para Pmax=229,49 Wp en t=0 y Pmax=225,66 Wp en t=7.

Puede concluirse que a pesar de que los módulos presentaron una degradación por encima de lo normal en el año 2012, al pasar estos 7 años, la disminución de potencia ha sido muy baja. A razón de 0,24 % de degradación por año, este valor se encuentra por debajo de las medias mundiales.

Con las mediciones de los principales parámetros eléctricos de los módulos de la instalación fotovoltaica, se procede a realizar las simulaciones para predecir el comportamiento que tendrán dichos parámetros en el transcurso de los años, hasta obtener la potencia máxima luego de 25 años de operación, para ser comparados con los de la ficha técnica.



#### 3.2. Simulaciones de la degradación

Mediante la modelación en Matlab se pudieron obtener las curvas características y los parámetros eléctricos del módulo HEE215MA68, para varias condiciones de operación.

La figura 3.4 muestra el efecto de la irradiancia G sobre la corriente I, mientras que la figura 3.5 muestra el efecto de la temperatura T sobre la tensión V. Ambas variables meteorológicas inciden directamente en el rendimiento del módulo fotovoltaico.



Figura 3.4. Curvas características I-V del módulo HEE215MA68 a 25 °C e irradiancia variable.



Figura 3.5. Curvas características P-V del módulo HEE215MA68 a 25 °C e irradiancia variable.





La figura 3.6 muestra una gráfica del panel en condiciones STC, en color gris se muestra el área que ocupa *FF*, en color rojo se muestra la curva I-V para los valores de irradiancia y temperatura de referencia. Los asteriscos negros representan los parámetros eléctricos calculados.



Figura 3.6. Gráfica de FF con los parámetros eléctricos para las condiciones STC.

Nótese que para el módulo HEE215MA68, los valores obtenidos presentan un error casi insignificante con relación a los datos de la ficha técnica mostrada en la tabla 2.1.

Como ya se han modelado las características del módulo para las condiciones STC, se procede a demostrar el efecto de los factores de envejecimiento sobre el rendimiento del panel fotovoltaico.

La figura 3.7 muestra el efecto que tiene la transmitancia sobre la potencia de salida del módulo. Más específicamente se evidencia que la transmitancia afecta directamente al parámetro Isc. Nótese las diferencias entre las líneas de distintos graficadas.





Figura 3.7. Efecto de la variación de la transmitancia sobre la curva característica V-I, a las condiciones STC.

De igual forma que la figura anterior, en la figura 3.8 se muestra el efecto que tiene la resistencia serie sobre la potencia de salida del módulo. Más específicamente se evidencia que la resistencia serie afecta directamente a la pendiente de las curvas obtenidas. Nótese las diferencias entre las líneas de distintos graficadas.



Figura 3.8. Efecto de la variación de Rs sobre la curva característica V-I, a las condiciones STC.

49



Finalmente, en la figura 3.9 se muestra el efecto que tiene la resistencia paralela sobre la potencia de salida del módulo. Más específicamente se evidencia que la resistencia paralela también afecta directamente a la pendiente de las curvas obtenidas. Nótese las diferencias entre las líneas de distintos graficadas.



Figura 3.9. Efecto de la variación de Rp sobre la curva característica V-I, a las condiciones STC.

Las tres graficas anteriores demuestran el efecto de los factores de envejecimiento sobre el módulo fotovoltaico. A continuación se muestran otra tres gráficas, 3.10, 3.11 y 3.12, donde se puede observar la evolución de la corriente y la tensión y la potencia al paso de los años, desde el año cero con t=0, hasta t=30.

Las gráficas se obtuvieron mediante la simulación de Montecarlo en Matlab, cuyo procedimiento fue descrito en el Capítulo 2. En este caso se emplea para determinar el comportamiento de los parámetros eléctricos más allá del período de garantía proporcionado por el fabricante, que es de 25 años.

La gráfica 3.10 muestra como el parámetro eléctrico Isc alcanza su valor máximo para t=0, con Isc= 8,58 A, luego comienza a disminuir con el transcurso

de los años hasta t=25, donde alcanza el valor de lsc= 8,16 A. Esto se traduce como una disminución del 4,9 % de lsc inicial.



Figura 3.10. Evolución en el tiempo del parámetro eléctrico Isc, a las condiciones STC.

Obviamente, si desde el año 2012 en que fueron instalados los módulos fotovoltaicos, el valor de lsc se encontraba por debajo del valor esperado, entonces en el año 2018 también se tiene un valor por debajo de lo que normalmente debía dar, siendo este de lsc = 8,45 A.

El parámetro Voc no vale la pena analizarlo debido a su escasa degradación presentada en las simulaciones.

Finalmente la gráfica 3.12 muestra como el parámetro eléctrico Pmax alcanza su valor máximo para t=0, con Pmax= 231,8 Wp, luego comienza a disminuir con el transcurso de los años hasta t=25, donde alcanza el valor de Pmax= 210,1 Wp. La caída de degradación es del 9,36 % de la potencia inicial.





Figura 3.11. Evolución en el tiempo del parámetro eléctrico Pmax, a las condiciones STC.

Comprensiblemente, si desde el año 2012 en que fueron instalados los módulos fotovoltaicos, el valor de Pmax se encontraba por debajo del valor esperado, entonces en el año 2018 también se tiene un valor por debajo de lo que normalmente debía dar, siendo este de Pmax = 225,5 Wp. Para este periodo de tiempo de 7 años, la caída de degradación es del 2,71 % de la potencia inicial lo que representa un 0,39 % de pérdidas anuales.

En la figura 3.12, 3.13 y 3.14 se muestran las distribuciones de Pmax a través del tiempo. Luego de 25 años (garantía común del módulo fotovoltaico), se obtuvo un 95,17 % de la potencia inicial de los módulos fotovoltaicos.





Figura 3.12. Función de distribución de probabilidad de la potencia máxima, en la puesta en marcha en el CIES en condiciones STC.

Las figuras 3.12, 3.13 y 3.14 fueron obtenidas al aplicar la técnica de simulación de Monte Carlo empleando el Matlab.

La figura 3.13 muestra la función de distribución de probabilidad de la potencia máxima, tras 7 años de operación a las condiciones STC. Para ello, se emplearon los datos de la tabla 2.6.



Figura 3.13. Función de distribución de probabilidad de la potencia máxima, tras 7 años de operación a las condiciones STC.





Figura 3.14. Función de distribución de probabilidad de la potencia máxima, tras 25 años de operación a las condiciones STC.

Aunque se obtuvo una disminución de la potencia máxima del 95,17 % de la potencia nominal inicial, es observable que algunos módulos fotovoltaicos después de los 25 años muestren un valor de Pmax muy bajo. Esta disminución de la media se produce por el aumento de la desviación estándar de Rp, por lo que la posibilidad de observar valores muy bajos de Rp aumenta considerablemente.

Los resultados se obtuvieron bajo las condiciones de referencia STC (proporcionada por la ficha técnica de datos), ya que el instrumento de medición realiza el traslado de las curvas características de forma automática. Después de 25 años, la potencia máxima disminuye como era de esperarse, pero no tanto como lo publicado en la literatura científica actual.

#### 3.4. Análisis del efecto medioambiental antes y después de 7 años

Siempre que se hable de las fuentes renovables de energía se debe realizar un análisis desde el punto de vista ambiental, o sea, que es necesario conocer la reducción del consumo de combustibles fósiles, con su consiguiente disminución de los gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera.

En este trabajo se estudia también cómo es el comportamiento en su decrecimiento, a partir de calcular el combustible dejado de quemar para generar esa electricidad y la cantidad CO<sub>2</sub> dejado de emitir a la atmósfera.

En el cálculo del combustible dejado de quemar por concepto de la energía generada por el sistema fotovoltaico se realiza mediante la ecuación (3.1) (Díaz *et al.*, 2018).

$$cdq = \frac{EEG \cdot c_e}{1000}$$
(3.1)

Donde:

cdq: es el combustible dejado de quemar, se expresa en toneladas (T)

 $E_g$ : es la energía generada por los módulos fotovoltaicos, se expresa en (MWh)

*ce*: es la eficiencia que tiene un motor para transformar el combustible en energía mecánica, y se expresa como la cantidad de combustible necesario (en gramos) para obtener una determinada energía en MWh; para este estudio se consideró un consumo específico de 270 g/kWh, por ser promedio de este parámetro en el país (Díaz *et al.*, 2018).

Una vez calculado este ahorro de combustible se puede hallar la cantidad de  $CO_2$  que se deja de emitir a la atmósfera a partir de la ecuación (3.2).

$$CO_2 = \frac{cdq \cdot k}{\rho} \tag{3.2}$$

Donde

CO<sub>2</sub>: es el dióxido de carbono no emitido a la atmósfera, se expresa en toneladas (T)

*k*: es el coeficiente que permite relacionar el combustible no quemado con las toneladas de  $CO_2$  dejadas de emitir, k = 3,119 kg/l

 $\rho$ : densidad del combustible,  $\rho$  = 0,9781 kg/l

Utilizando ambas expresiones para aplicarlas al caso de estudio, se tienen los resultados que se muestran en la tabla 3.1. Los valores mostrados pertenecen a la instalación fotovoltaica de 7,5 kWp en su totalidad.

	Año 2012	Año 2018	Año 2037
Pmax (W)	229,49	225,66	204
EEG (MWh)	12,599	12,389	11,2
cdq (T)	3,4017	3,345	3,0239
CO <sub>2</sub> (T)	10,848	10,667	9,6427

Tabla 3.1. Ahorro de combustible y  $CO_2$  que dejan de emitirse a la atmósfera al transcurso de los años.

Como se puede apreciar en la tabla 3.1, el combustible dejado de quemar y el  $CO_2$  no emitido a la atmósfera es proporcional a la cantidad de energía generada por los módulos fotovoltaicos. En la misma proporción que disminuye la generación de energía eléctrica fotovoltaica al paso de los años, disminuyen las cantidades de las demás variables energéticas en un 11,10 %.

#### 3.5. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se analizaron los parámetros eléctricos de los 30 módulos fotovoltaicos, midiendo las curvas de I-V, antes y después del período de operación en las condiciones climáticas del CIES. La disminución de la potencia pico de la instalación durante los 7 años fue de 2,71 % de la potencia inicial lo que representa un 0,39 % de pérdidas anuales. Muy por debajo de los valores vigentes en la actualidad.

También se mostró la disminución en cada parámetro eléctrico característico de los módulos. La disminución en la potencia máxima se debe, casi en su totalidad, a la disminución en la corriente y en menor medida a la tensión del módulo.



La potencia máxima al pasar los 25 años de garantía del fabricante, tiene un valor aproximado al valor simulado aplicado la técnica de Monte Carlo, obteniéndose pérdidas por debajo del 20 % de la potencia al cabo de ese periodo, siendo de 11,10 %.

En la misma proporción que disminuye la potencia máxima total los módulos fotovoltaicos al paso de los años, disminuyen las toneladas de combustible dejados de quemar y  $CO_2$  dejados de emitir a la atmósfera a un 88,89 %.



## CONCLUSIONES GENERALES



#### CONCLUSIONES GENERALES

- El estudio del estado de arte nos permitió conocer los mecanismos de degradación que existen en la actualidad y la forma en los éstos afectan a los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos; también se mostró que el estado actual de la degradación de los módulos fotovoltaicos de silicio, expuestos a condiciones reales de operación es de 0,5 % al 1 % por año.
- 2. Los resultados del estudio evidenciaron que los módulos fotovoltaicos estudiados poseían una degradación de la potencia desde el primer año de su funcionamiento, del 8 al 10 %; y luego de 7 años de operación en condiciones reales de operación en el CIES de Santiago de Cuba, se mantuvo entre el 10 y el 11 %. Por lo que se evidencia que la degradación de este periodo de tiempo se mantuvo un poco por debajo de los niveles mundiales actuales del 1 % aproximadamente.
- 3. El análisis medioambiental demostró que, en la misma proporción que disminuye la potencia máxima total los módulos fotovoltaicos luego de 25 años de operación, disminuyen las toneladas de combustible dejados de quemar y CO<sup>2</sup> dejados de emitir a la atmósfera a un 88,89 %

### RECOMENDACIONES



#### RECOMENDACIONES

- Mostrar los resultados obtenidos al CIES de Santiago de Cuba, para que se tenga en cuenta en futuros estudios de degradación de los paneles fotovoltaicos.
- 2. Ampliar este estudio de la degradación a los restantes módulos fotovoltaicos del Parque Solar del CIES.



## BIBLIOGRAFÍA


## **BIBLIOGRAFÍA**

- BELARBI, M., A. BOUDGHENE-STAMBOULI, E.-H. BELARBI & K. HADDOUCHE. A new algorithm of parameter estimation of a photovoltaic solar panel. [en línea]. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, 2016, vol., p. 276-284. [Consultado el: 12 de marzo de 2016]. [Disponible en: <u>http://dx.doi.org/10.3906/elk-1308-60]</u>
- CAMEJO, J., H. RIVAS & R. HEREDIA. Experiencia en la evaluación de microsistema fotovoltaico conectado al sistema electroenergético nacional. [en línea]. 2012, vol., p. 09.01-09.08.
- DASH, R. & A. S.M. Comparative study of one and two diode model of solar photovoltaic cell. [en línea]. International Journal of Research in Engineering and Technology, 2014, vol. 3 (10), p. 190-194. [Consultado el: 25 de enero de 2016]. [Disponible en: http://esatjournals.net/ijret/2014v03/i10/IJRET20140310028.pdf]
- GAVILÁN, C. A. R. Análisis Del Comportamiento Eléctrico De Un Panel Fotovoltaico Mediante Matlab. FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA, 2011.
- HELIENE. HELIOS ENERGY EUROPE. Módulo Solar HEE2015M. [en línea].
  2019, p. 2. [Consultado el: 14 de enero de 2019]. [Disponible en: www.heliosenergy.es]
- HUANG, C. & L. WANG. Simulation study on the degradation process of photovoltaic modules. [en línea]. *Energy Conversion and Management*, 2018, vol. 165, p. 236-243. [Consultado el: 6 de enero de 2019].
- JORDAN, D. C. & S. R. KURTZ. Photovoltaic Degradation Rates An Analytical Review [en línea]. 2012, vol., p. 32.
- NDIAYE, A., A. CHARKI, A. KOBI, C. M. F. KEBE, *et al.* Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. [en línea]. *Solar Energy*, 2013, vol. 96, p. 140–151.
- 9. RAMOS, B., D. REBOLLAL, M. BUENO & M. CHINCHILLA. Modelo de panel solar fotovoltaico para cualquier condición de temperatura e irradiancia solar.



[en línea]. Evento: *V ENERMOA*. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. Cuba. 2014, p. 10.

- 10. REGUERA GIL, F. J. Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos [en línea]. 2015, p. 60
- RIVAS, H., J. CAMEJO & R. HEREDIA. Evaluación de la potencia máxima de módulos fotovoltaicos. [en línea]. *ERA SOLAR. Edición América*, 2013, vol., p. 10
- 12. ROMERO, A. OBTENCIÓN EXPERIMENTAL DE PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE DIVERSAS TECNOLOGÍAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. Tesis de grado. Departamento de Tecnología Electrónica. Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, 2011.
- SALMAN, A., A. WILLIAMS, H. AMJAD, M. K. L. BHATTI, *et al.* Simplified Modeling of a PV Panel by using PSIM and its Comparison with Laboratory Test Results [en línea]. *IEEE 2015 Global Humanitarian Technology Conference*, 2015, vol., p. 360-365.
- 14. SHANNAN, N. M. A. A., N. Z. YAHAYA & B. SINGH. Single-Diode Model and Two-Diode Model of PV Modules: A Comparison. [en línea]. Evento: IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering. Penang, Malaysia. 2013, p. 5. [Consultado el: 13 de marzo de 2016].
- SIDRACH-DE-CARDONA, M., P. SÁNCHEZ-FRIERA, M. PILIOUGINE, J. PELAEZ, et al. Degradación De Módulos Fotovoltaicos De Silicio Cristalino Tras
  Años De Operación En España. [en línea]. Evento: IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES\_CLA) y XVII Simposio Peruano de Energía Solar (XVII-SPES). 2010, p. 8. [Consultado el: 4 de enero de 2019].
- TAHERBANEH, M., G. FARAHANI & K. RAHMANI. Evaluation the Accuracy of One-Diode and Two-Diode Models for a Solar Panel Based Open-Air Climate Measurements. [en línea]. 2010, p. 29. [Consultado el: 21 de diciembre de 2015].
- 17. TAMRAKAR, V., S. C. GUPTA & Y. SAWLE. SINGLE-DIODE AND TWO-DIODE PV CELL MODELING USING MATLAB FOR STUDYING CHARACTERISTICS OF SOLAR CELL UNDER VARYING CONDITIONS. [en línea]. *Electrical & Computer Engineering: An International Journal (ECIJ)*, 2015,



vol. 4 (2), p. 67-77. [Consultado el: 13 de abril de 2016]. [Disponible en: <a href="http://dx.doi.org/10.14810/ecij.2015.4207">http://dx.doi.org/10.14810/ecij.2015.4207</a>]

- VAZQUEZ, M. & I. REY-STOLLE. Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies. [en línea]. PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS, 2008, vol., p. 419-433.
- 19. YAHFDHOU, A., A. K. MAHMOUD & S. YOUM. Evaluation and determination of seven and five parameters of a photovoltaic generator by an iterative method. [en línea]. 2014, p. 12.

