

MODELADO, SIMULACIÓN Y ENSAYO DE PUNTOS CALIENTES EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Federico Piccardi¹, Damián Saragia², Hernán Socolovsky^{2,3}

¹Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires

²Escuela de Ciencia y Tecnología, Universidad Nacional de San Martín

³Departamento Energía Solar, Comisión Nacional de Energía Atómica

e-mail: federicopiccardi@hotmail.com

RESUMEN: Se presenta en el siguiente trabajo la realización del modelado eléctrico de sistemas fotovoltaicos basados en celdas solares de silicio cristalino a fin de simular diferentes escenarios de sombreadamiento que permitan magnificar al fenómeno de puntos calientes en celdas sometidas a estados de iluminación dispares. Cuando esto sucede, el dispositivo deja de entregar energía y se comporta como una carga resistiva, disipando potencia en forma de calor. El modelo permite cuantificar la potencia disipada y obtener el escenario de sombreadamiento que maximiza este fenómeno y evidenciar incluso que en situación de punto caliente las celdas pueden trabajar en zona de ruptura (avalancha). Posteriormente, se realizan ensayos experimentales utilizando los datos de las simulaciones para recrear el peor caso de disipación para una celda dentro de un módulo. Para obtener el modelo eléctrico (basado en el modelo de un diodo de una celda solar) se trazan experimentalmente las curvas de corriente vs. tensión de módulos y diodos puente comerciales (llamados en inglés “bypass diodes”), y se realizan ajustes, con sus respectivos parámetros característicos y tensiones de ruptura. Los resultados de las simulaciones mostraron que la polarización inversa de celdas sombreadas puede disipar potencias superiores a los 100 W, desarrollar temperaturas cercanas a 200 °C y pérdidas de potencia a nivel sistema de hasta el 10%.

Palabras clave: sombras, puntos calientes, sistema fotovoltaico, generación distribuida.

FUNDAMENTOS

En un contexto global de expansión de la generación de energía a partir de fuentes renovables como respuesta tecnológica a la problemática del calentamiento global, y con la tecnología solar fotovoltaica liderando la capacidad instalada a nivel global, resulta relevante el abordaje científico de los modos de falla inherentes a la misma.

Uno de los problemas que subyacen a las instalaciones fotovoltaicas es la aparición de puntos calientes, más conocidos por sus siglas en inglés como “hot spots”. Los puntos calientes son el resultado del des apareamiento de las corrientes que generan las celdas solares dentro de un módulo o sistema fotovoltaico. Comúnmente estas diferencias en las fotocorrientes son causadas por estados de iluminación dispares entre celdas. La aparición de puntos calientes también puede deberse a problemas de discrepancias entre celdas de un módulo si no son adecuadamente seleccionadas. Como consecuencia de estos efectos, algunas celdas pueden quedar con valores negativos de tensión aplicada durante el funcionamiento del sistema fotovoltaico comportándose en consecuencia como cargas resistivas. Es decir, los dispositivos dejan de entregar energía para pasar a disiparla, conllevando al calentamiento localizado de una región del panel y pudiendo, junto con la acción del tiempo, causar degradación, tanto en las características eléctricas de las celdas como así también en los encapsulantes que brindan aislamiento y protección al módulo.

A fin de acotar los efectos de los puntos calientes en los sistemas fotovoltaicos, los fabricantes de módulos introducen diodos puente en éstos, los cuales ponen una cota a la máxima tensión inversa que

puede soportar una celda solar que limita la corriente de un módulo fotovoltaico. No obstante, con el paso del tiempo, si los diodos puente fallan y no se revisan, los puntos calientes pueden causar efectos irreversibles en un panel solar. Por estos motivos es importante comprender en detalle este fenómeno a fin de dirigir y enfocar técnicas de mitigación o simplemente de reducción de este efecto ya que, en muchas ocasiones, incluso una instalación recién montada y puesta en marcha puede presentar puntos calientes.

El presente trabajo pretende abordar la temática con un enfoque teórico experimental a fin de comprender mejor los procesos a los que conlleva la aparición de puntos calientes, mediante el modelado y la simulación eléctrica de sistemas fotovoltaicos que permitan cuantificar su magnitud. Dicha información permitirá tener una cota en la cantidad de fallas que podrían tolerarse (principalmente la falla de diodos puente, quedando como circuitos abiertos) antes que la instalación tenga una falla drástica. Se realizaron también ensayos experimentales de laboratorio y relevamientos en instalaciones fotovoltaicas en funcionamiento con el fin de validar los resultados obtenidos por las simulaciones. Parte de estas actividades incluye la caracterización eléctrica de módulos y sistemas fotovoltaicos, como así también la realización de termografías sobre los mismos, siendo esta última técnica fundamental para la detección de puntos calientes.

MODELOS PREVIOS Y ANTECEDENTES DE APLICACIÓN

Dado el escenario de expansión de la tecnología solar fotovoltaica descripto, resulta de interés para la comunidad científica y tecnológica detectar y cuantificar los modos de falla de los dispositivos fotovoltaicos. Un correcto diagnóstico permitirá establecer procedimientos de mantenimiento preventivo, detección temprana, y mitigación de los modos de falla, incrementando la vida útil y la confiabilidad de la tecnología solar fotovoltaica. Estudios experimentales muestran tasas de degradación promedio anual de potencia nominal para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino del 0,593% (Obaid et al., 2024), 0,7% (Atia et al., 2023; Ferreira da Fonseca et al., 2019) y 0,9% (Piliougine et al., 2020), las cuales se ven afectadas por los diferentes modos de falla que sufren los mismos.

Si bien las plantas fotovoltaicas están equipadas con líneas de ensayos que permiten detectar fallas en celdas y módulos, originadas en su proceso de fabricación, la investigación científica actual no describe en forma cuantitativa el origen y la pérdida de potencia asociada con algunos fallos importantes en los módulos instalados en sistemas fotovoltaicos. Tampoco están debidamente definidos los métodos para ensayar y detectar dichas fallas, originadas luego de la instalación de los paneles. Se identifica una potencial área de vacancia de investigación científica en la detección de fallos en paneles solares fotovoltaicos de silicio cristalino de manera fácil y fiable, una vez instalados en un sistema fotovoltaico (Köntges et al., 2014).

Los modos de falla más frecuentes en módulos de silicio cristalino son puntos calientes (33%), seguido de decoloración de conexiones metálicas (20%), rotura de vidrio (12%), decoloración de encapsulante (10%), rotura de celdas (9%) y degradación inducida por potencial "PID" (8%) (Kim et al., 2021).

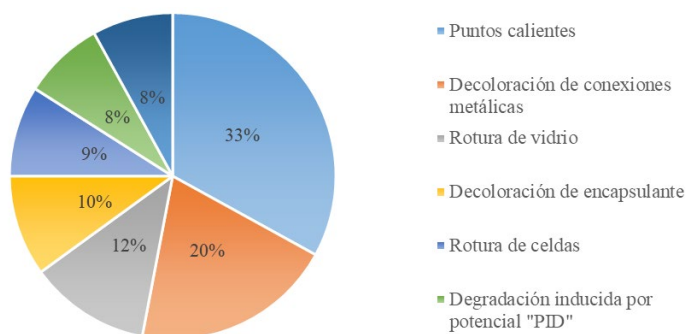


Figura 1: Modos de falla en módulos de silicio cristalino (Kim et al., 2021)

El presente trabajo abordará el modelado, simulación y ensayo de puntos calientes como modo de falla de paneles solares fotovoltaicos de silicio cristalino integrados a instalaciones, entendiéndose como modo de falla a aquella condición de operación que representa una pérdida de potencia con respecto a los valores nominales, o que representa un peligro para la integridad de equipos y personas. Las consecuencias de regiones sombreadas en paneles solares y por consiguiente generación de puntos calientes en los mismos se magnifican cuando el mismo se encuentra integrado a un string de paneles conectados en serie (Köntges y Bothe, 2008). Si bien los paneles poseen diodos puente que ponen una cota máxima al potencial inverso en las celdas que están total o parcialmente sombreadas (lo cual de por sí representa una pérdida de potencia), la falla de estos puede causar un sobrecalentamiento en las mismas al punto tal de causar daños irreversibles en los equipos e incluso originar incendios (Hermann et al., 1997).

Resulta relevante destacar que el presente trabajo podría servir de material de consulta y guía para la implementación de la industria fotovoltaica en Argentina, tanto en proyectos de plantas de generación solar como en proyectos de generación distribuida. Actualmente Argentina cuenta con una potencia instalada de plantas de generación solar de 1,43GW (CAMESSA, 2024) y una potencia instalada en plantas de generación distribuida conectadas a la red de 43.597 kW (Secretaría de Energía - Ministerio de Economía Argentina, 2024). Se observa un sostenido crecimiento de la potencia instalada en este tipo de proyectos en los últimos años, el cual podría incrementarse en la medida que se avance en la quita de subsidios a la tarifa de electricidad.

Se realizó una revisión sistemática de estudios previos que hayan abordado la aparición de puntos calientes en paneles solares, con el fin de detectar un área de vacancia que justifique la realización del presente trabajo. En el trabajo de (Kamran et al., 2019) realizaron un modelo teórico basado en machine learning, a partir de imágenes termográficas de paneles solares, permitiendo detectar, evaluar y categorizar los puntos calientes. Del mismo modo (Kim et al., 2015) desarrolló un método teórico experimental para detección de puntos calientes en strings de paneles solares, en base a mediciones de corriente alterna de los mismos. Los puntos calientes causan un incremento en la capacitancia y la impedancia de módulos en serie, detectable a partir de mediciones de baja y alta frecuencia de la corriente entregada por el inversor. En el trabajo de (Khodapanah et al., 2022) propusieron un método numérico de generación de una curva de potencia – voltaje para distintos escenarios de ensombreamiento de celdas solares, basado en la ecuación del circuito equivalente de un diodo. Finalmente, no se encuentran muchos antecedentes en la realización de un modelado eléctrico de un sistema fotovoltaico que permita obtener información interna de su funcionamiento y así cuantificar la relación existente entre sombreados parciales, aparición de puntos calientes, potencia disipada en forma de calor y pérdida de potencia de la instalación fotovoltaica.

ELABORACIÓN DEL MODELO ELÉCTRICO

Medición experimental de curva I-V de paneles solares a modelar

En primera instancia se midieron las curvas I-V (corriente vs. tensión) de dos tipos de módulos FV con el fin de caracterizar las celdas solares de dos tecnologías diferentes (monocristalino de celda partida y policristalino). Posteriormente a partir de las mediciones se obtienen los parámetros característicos de la celda como el coeficiente de idealidad y la corriente de saturación de la celda según la ecuación del diodo en cada caso. Dado que la curva I-V de una celda solar responde a la ecuación del diodo de Shockley, si se obtiene experimentalmente una curva I-V de un panel (Taretto, 2018) se pueden dividir las tensiones de los resultados obtenidos en la cantidad de celdas en serie que tenga el panel y las corrientes en la cantidad de celdas paralelizadas, ajustar la curva obtenida a una ecuación exponencial y despejar el coeficiente de idealidad y la corriente de saturación, que definirán a la celda de ese panel como diodo. La ecuación de la curva I-V viene dada por:

$$I_{(V)} = I_0 * \left(e^{\left(\frac{V}{n_{id} * V_T} \right)} - 1 \right) - I_{SC} \quad (1)$$

Donde:

- n_{id} = Coeficiente de emisión o idealidad del diodo
- V_T = Tensión térmica de la juntura
- I = Intensidad de corriente que atraviesa la celda
- I_0 = Corriente de saturación
- I_{SC} = Corriente de cortocircuito

Para el ensayo se utilizó un simulador solar pulsado de gran área, una celda solar calibrada, un panel solar monocristalino de celda partida, otro policristalino y un sistema de adquisición de datos, tal como se observa en la figura 2. A lo largo del ensayo se mantuvo la temperatura constante en 25°C. En ambas mediciones se utiliza el método de las cuatro puntas para medir la tensión y la corriente durante el ensayo. Se utiliza además una sonda para monitorear la temperatura. La curva se obtiene mediante la medición individual de pares tensión-corriente asociada a los disparos del flash del simulador que en este caso son veinte. Se monitorea además la irradiancia de cada disparo usando la celda de referencia, que comparte plano de captación con los paneles, a fin de asegurar que en cada disparo la irradiancia sea de 1000 W/m², aunque a fines de este trabajo la irradiancia podría incluso ser de valor arbitrario.

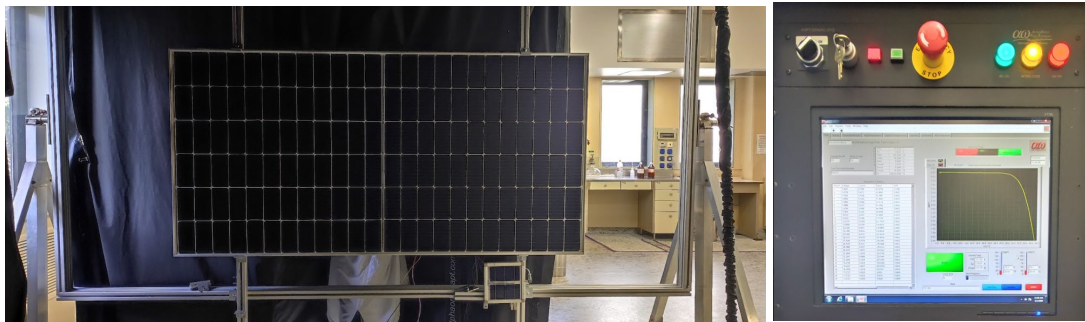


Figura 2: Equipamiento utilizado para ensayo de curva I-V de módulos FV.

Para la realización del ensayo se utilizaron los siguientes equipos pertenecientes al Departamento Energía Solar de la Comisión Nacional de Energía Atómica – Centro Atómico Constituyentes.

- Celda de referencia calibrada “PV Evolution Labs”.
- Panel solar policristalino de 250Wp EXIOM EX250P-60.
- Panel solar monocristalino de celda partida de 455Wp Trina Solar TSM-455DE17M(II).
- Simulador solar pulsado de gran area “LAPSS” de Alpha-Omega Power Technologies

Procesamiento de curva I-V para obtención de parámetros de celda

Una vez obtenidas las curvas I-V experimentales de los paneles, se dividió el eje de tensiones de las mediciones por la cantidad de celdas en serie de cada panel (60 celdas para el panel policristalino y 72 celdas para el panel monocristalino) y las corrientes en la cantidad de celdas paralelizadas (2 ramas en paralelo para el panel de celda partida). La curva resultante se ajusta a una ecuación exponencial (Ec. 1) con el software Origin y se obtienen los parámetros mencionados. A fin de descontar los efectos de resistencia serie y paralelo se quitaron del ajuste los puntos de la curva cercanos a circuito abierto y corto circuito.

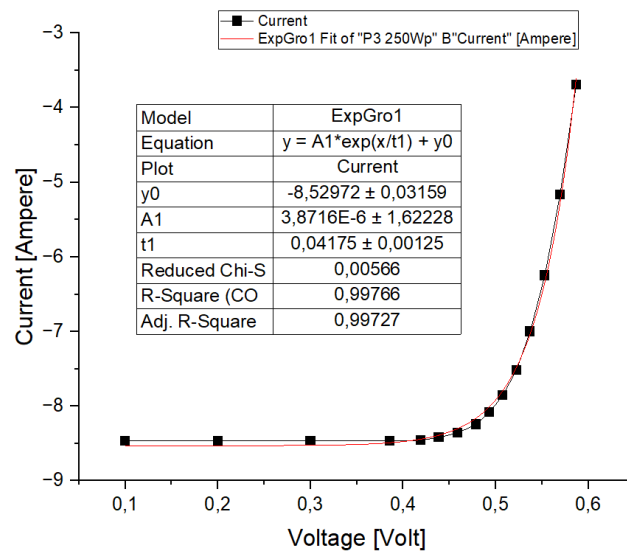


Figura 3: Ajuste de la curva I-V celda policristalina

Según el ajuste, la corriente de saturación de la celda policristalina es de $3,87 \mu\text{A}$ y el coeficiente de idealidad es 1,62.

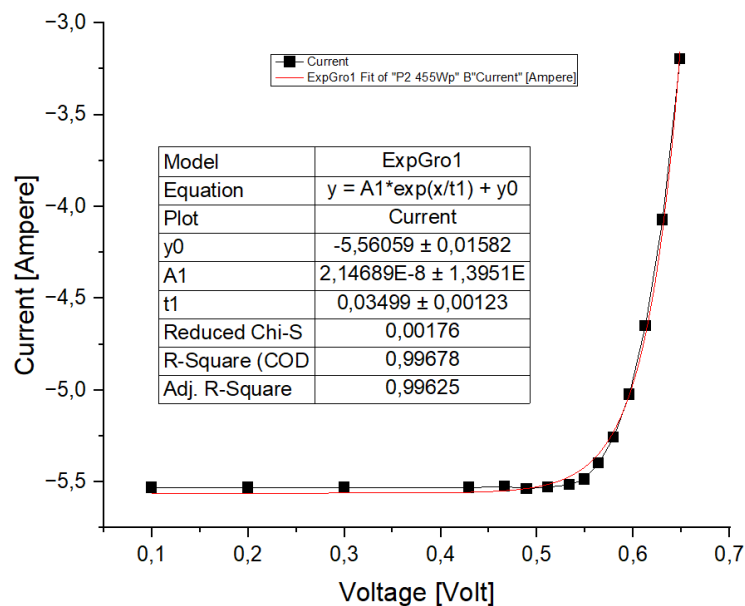


Figura 4: Ajuste de la curva I-V celda monocristalina

Para la celda de tecnología mono de celda partida la corriente de saturación es de $21,4 \text{ nA}$ y el coeficiente de idealidad es 1,36.

Ensayo de tensión de ruptura de celdas

Otro de los parámetros importantes a obtener para la realización del trabajo es la tensión de ruptura V_R de la juntura en cada tipo de celda. Dado que, para obtener este parámetro es necesaria la polarización inversa de la celda, se utiliza una fuente de corriente controlada, con un sistema de adquisición de datos. En este caso se utilizó un instrumento electrómetro “Keithley 2602B” y dos paneles de descarte para poder acceder eléctricamente a una celda y así proveerle tensiones de polarización inversa.

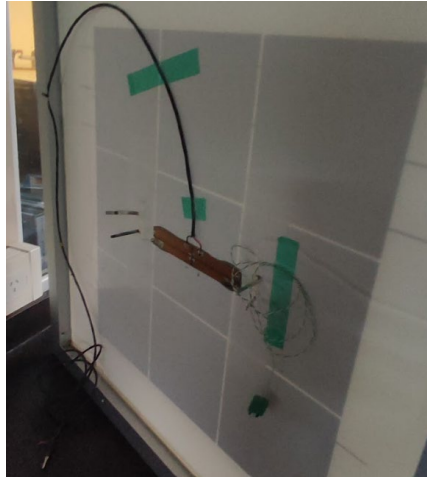


Figura 5: Acceso eléctrico a celda poly de 156mm x 156mm

Se obtuvieron experimentalmente tensiones de ruptura cercanas a 13 V para celdas policristalinas y de 17 V para celdas monocristalinas, valores típicos para celdas solares comerciales. Las tensiones fueron definidas al inicio del “codo” de la curva para una corriente de 100 mA, como se observa en las figuras 6 y 7.

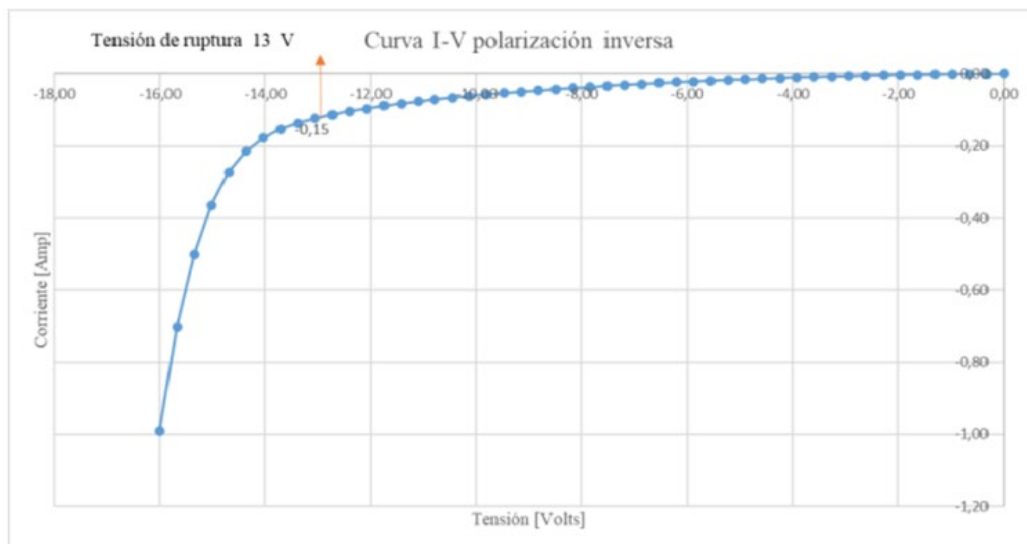


Figura 6: Medición de curva I-V polarización inversa celda policristalina

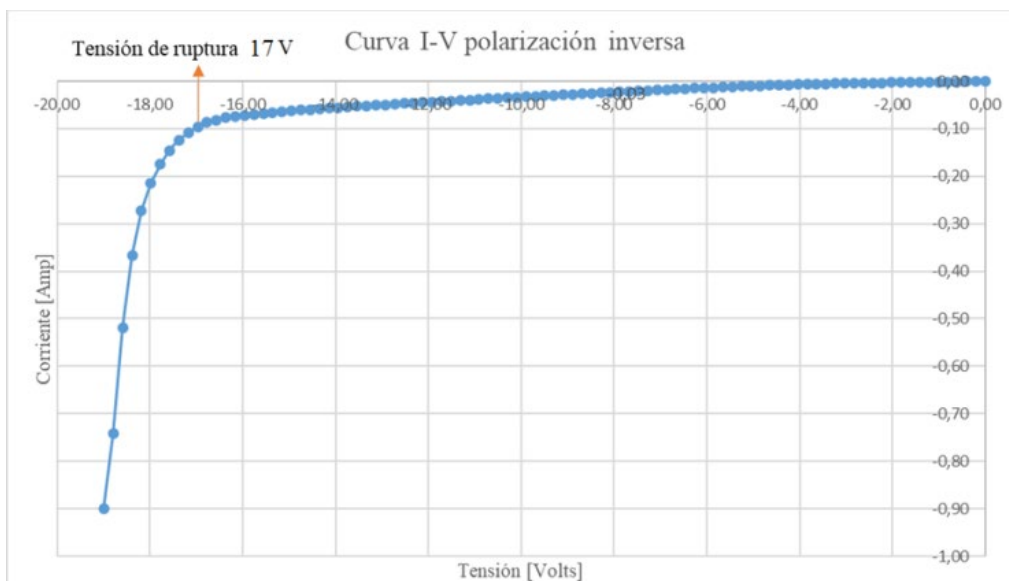


Figura 7: Medición de curva I-V polarización inversa celda monocristalina

Ensayo de obtención de parámetros de diodo puente

El modelo eléctrico debe incorporar los diodos puente de los módulos fotovoltaicos. Para ello se midió la curva I-V de un diodo puente comercial del tipo Schottky en polarización directa para obtención de la corriente de saturación y el coeficiente de idealidad. En este caso se trata de un diodo “SL1515” obtenido de un panel solar comercial.

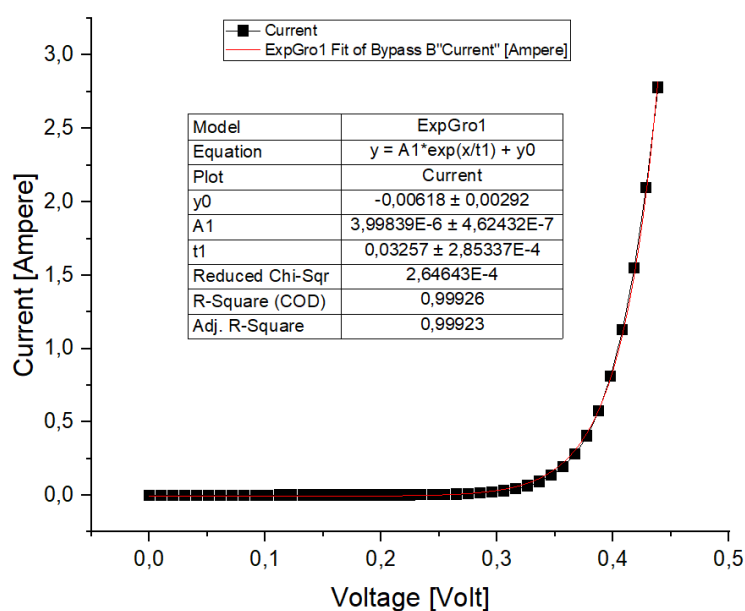


Figura 8: Ajuste de la curva I-V diodo puente

El ajuste arrojó una corriente de saturación de 4 μ A y el coeficiente de idealidad es 1,27.

Para el modelo eléctrico se utilizará la tensión de ruptura declarada en la hoja de datos de un diodo comercial modelo SL1515, marca Tyco Electronics, la cual es de 40 V.

La tabla 1 resume los resultados obtenidos en los ensayos descriptos.

Tabla 1: Resumen de resultados de ensayos

	A_1 [A]	n_{id}	V_R [V]
Celda policristalina	3,87E-06	1,62498	13
Media celda monocristalina	2,15E-08	1,36187	17
Diodo puente	3,998E-06	1,26768	40

Modelo eléctrico de una celda solar

El modelo eléctrico de celda solar es representado mediante un diodo con los parámetros obtenidos previamente en paralelo con una fuente de corriente controlada que permite utilizar diferentes porcentajes de fotocorriente con respecto a la de cortocircuito, emulando sombreados sobre la celda. Para aquellos casos en que se quiera representar una celda con algún defecto (baja resistencia paralelo o resistencia serie) se agregan “manualmente” los valores según el modelo de la figura 9. Se utilizó el programa de simulación Tina-Ti (Software Tina-Ti) para realizar el modelado y las simulaciones.

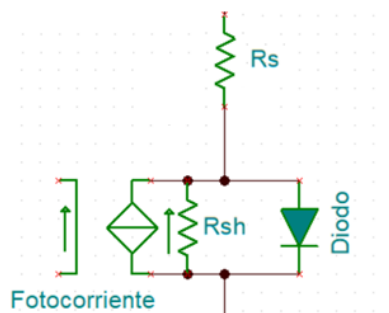


Figura 9: Modelo de celda solar utilizado

Modelo eléctrico de módulo solar con celdas solares mono y poly.

El modelo eléctrico de módulo solar de celda policristalina copia el arreglo de celdas y diodos puente del módulo comercial EXIOM EX250P-60 de 250 Watts pico, con 60 celdas conectadas en serie, y 3 diodos puente con los parámetros obtenidos según los ensayos descritos anteriormente y tal como se observa en la figura 10. En el modelo se incorpora un wattímetro para la medición de la potencia en función del voltaje (curva P-V del módulo), una fuente de corriente controlada para controlar las corrientes de cortocircuito del módulo (y de la celda a sombrear), un voltímetro para medición de tensión de la celda a sombrear, un amperímetro para medición de la corriente circulante por la celda a sombrear y un amperímetro para medición de la corriente total que circula por el módulo.

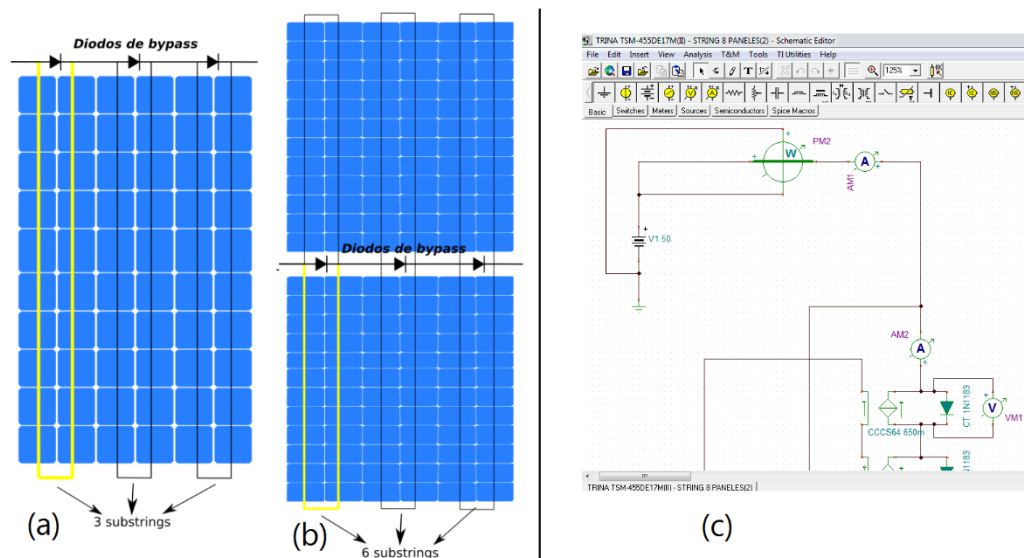


Figura 10: Conformado de módulos de celda policristalina (a) y celdas “half-cell” (b) e interface visual del software TINA-TI (c)

El modelo eléctrico de módulo solar de celda monocristalina copia el arreglo de celdas y diodos puente del módulo comercial TRINA SOLAR TSM-455DE17M(II) de 455 Watts pico, con dos series de 72 celdas conectadas en paralelo (144 celdas en total), y a su vez asociadas con tres diodos puente, tal como se observa en la figura 10. Del mismo modo que el caso anterior se conecta el instrumental para obtención de las simulaciones.

SIMULACIONES DE SISTEMAS CON DIFERENTES ESCENARIOS DE ENSOMBRAMIENTOS

Se utilizó el modelo del panel solar desarrollado para cada caso (poly y mono de celda partida) para armar una cadena de 8 módulos con la intención de simular un sistema domiciliario de baja potencia, representativo de un sistema FV de los que un usuario residencial podría instalar en un techo. En un caso queda establecido un sistema de potencia pico cercana a 2 kW (módulos poly de 250 Wp) mientras que en el segundo el sistema queda con una potencia pico de 3,6 kWp (módulos mono celda partida).

En todos los escenarios de simulación realizados se asignan sucesivamente valores de corrientes del 100, 80, 60, 50, 40, 20 y 0% de la corriente de cortocircuito del módulo a la fotocorriente de una única celda. Es decir que se simulan sombreamientos tales que provocan esas pérdidas de fotocorriente en una única celda del módulo. Con el software se realiza un barrido “DC sweep” que da como salida la curva I-V y P-V del sistema. Al obtener la curva I-V simulada, se identifica el voltaje de máxima potencia (V_{mp}), que es la tensión a la cual un inversor fotovoltaico con tecnología MPPT (maximum power point tracker) hará que funcione el sistema. Para ese valor de V_{mp} se mide la tensión a la que queda sometida la celda sombreada y la corriente que circula por ella. Si dicha polarización es inversa, el producto de estos valores dará como resultado la potencia disipada con valores negativos. Además, se registra en cada caso la potencia máxima generada por el sistema. El mismo procedimiento de simulación se realiza primero con los diodos puente conectados, y luego con uno de los tres (el perteneciente a la sección de la celda sombreada) en circuito abierto, replicando un escenario de una instalación en que un diodo haya resultado dañado.

Simulaciones de cadenas de módulos FV con celdas solares policristalinas y monocristalinas.

La tabla 2 muestra los resultados de las simulaciones realizadas con el modelo eléctrico de un módulo de celdas monocristalinas, con y sin diodo puente. Los valores resaltados se corresponden con las potencias máximas disipadas en cada escenario.

Tabla 2: Simulaciones 8 módulos en serie - celda policristalina

	% Isc	V celda ensombreada [V]	I celda ensombreada [A]	P celda ensombreada [W]	% potencia pico
Con diodo	1,00	0,5	7,8	4	100%
	0,80	-6,2	7,5	-46,2	96%
	0,60	-9,7	6,1	-59,4	96%
	0,50	-10,1	5,3	-54,1	96%
	0,40	-10,6	4,5	-47,8	96%
	0,20	-11,3	2,9	-32,7	96%
	0,00	-12	1,3	-15,1	96%
Sin diodo	1,00	0,51	7,8	4	100%
	0,80	-6,2	7,5	-46,2	96%
	0,60	-14	7,8	-109	94%
	0,50	-14	7,8	-109	94%
	0,40	-14	7,8	-109	94%
	0,20	-14,1	7,8	-109	94%
	0,00	-14,1	7,8	-109	94%

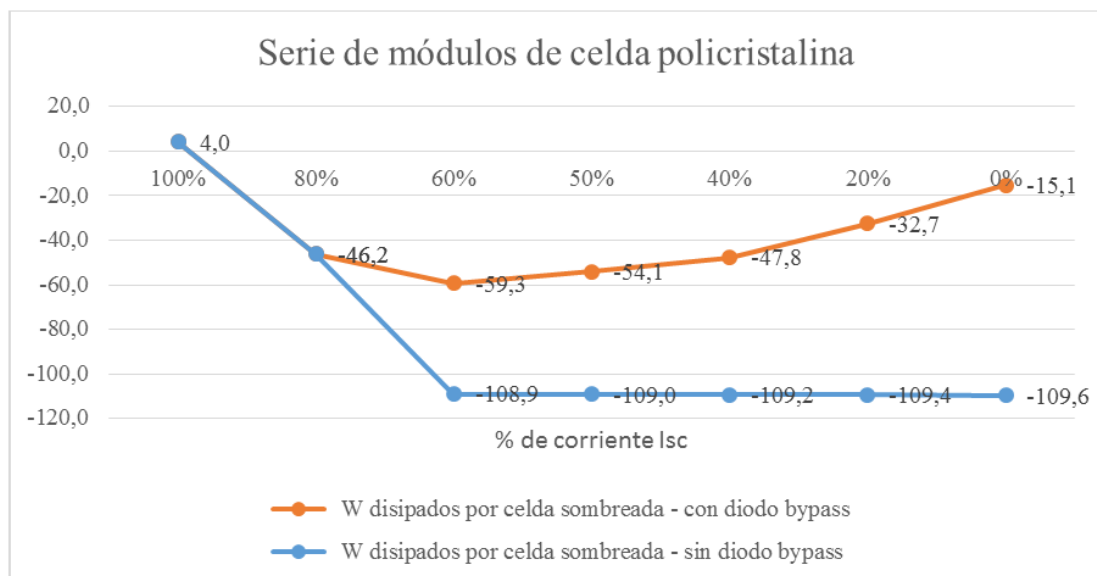


Figura 11: Curva %Isc vs. potencia disipada celda policristalina

La tabla 3 muestra los resultados de las simulaciones realizadas con el modelo eléctrico de una conexión serie de 8 módulos de celdas mono, con y sin diodo puente. Los valores resaltados se corresponden con las potencias máximas disipadas en cada escenario.

Tabla 3: Simulaciones 8 módulos en serie celda monocristalina

	% Isc	V celda ensombreada [V]	I celda ensombreada [A]	P celda ensombreada [W]	% potencia pico
Con diodo	1,00	0,59	5,2	3,1	100%
	0,80	-2,5	4,9	-12,4	99%
	0,60	-12,6	4,9	-61,9	96%
	0,50	-13,8	4,5	-62	96%
	0,40	-14,3	3,9	-56,5	96%
	0,20	-15	2,9	-42,9	96%

	0,00	-15,6	1,8	-27,7	96%
Sin diodo	1,00	0,59	5,2	3,1	100%
	0,80	-2,5	4,9	-12,4	99%
	0,60	-12,6	4,9	-62	96%
	0,50	-16,2	4,8	-77,2	95%
	0,40	-18,2	5,1	-92,7	94%
	0,20	-18,3	5,1	-93	94%
	0,00	-18,3	5,1	-93,1	94%

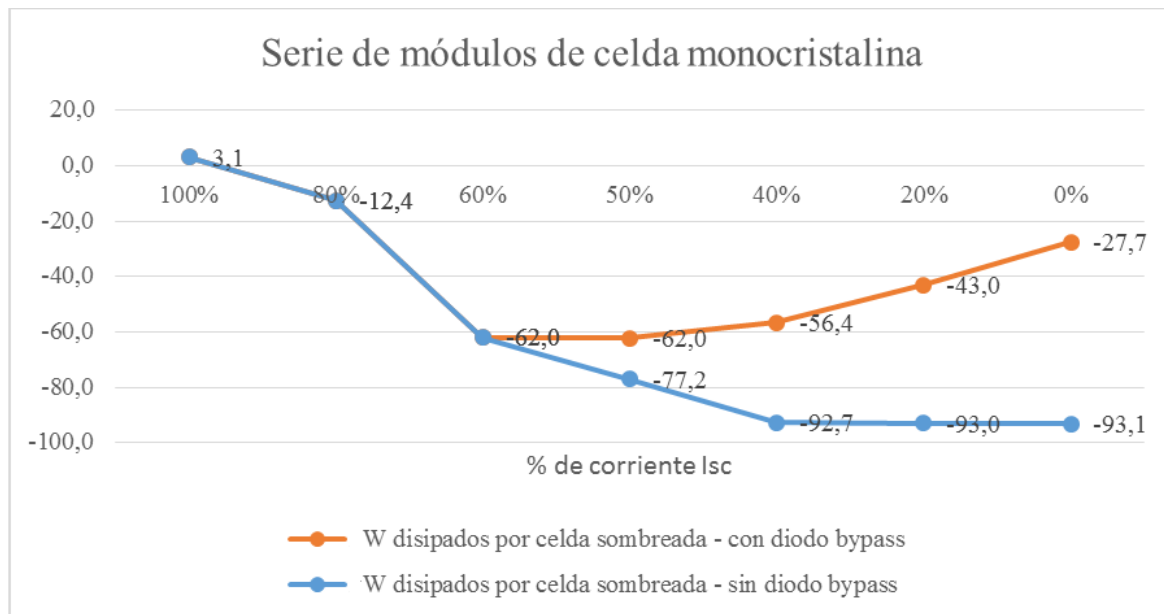


Figura 12: Curva %Isc vs. potencia disipada celda monocristalina

Para ambos sistemas, se destaca el hecho de que una celda sombreada dentro de una sección del panel que tenga un diodo puente en circuito abierto alcanza la tensión de ruptura, circulando por ende a través de ella la corriente del resto de las celdas y aumentando en consecuencia la disipación de potencia por parte de la celda sombreada. Al comportarse el sistema FV como una fuente de corriente limitada, finalmente la corriente en ruptura no genera la destrucción del dispositivo siendo este efecto totalmente reversible.

ENSAYO EXPERIMENTAL DE DISIPACIÓN TÉRMICA

Dado que el modelo eléctrico no es capaz de simular los efectos térmicos de las potencias disipadas en forma de calor, es necesario realizar un ensayo experimental destructivo, sometiendo a las celdas de las tecnologías utilizadas a progresivas potencias (polarizando en inversa), alcanzando los valores máximos obtenidos en las simulaciones. Los ensayos se realizan con módulos comerciales de uso académico y módulos de descarte. Se realizan cortes en la cubierta posterior para acceder eléctricamente a una celda del módulo. Se eligen celdas cercanas a los marcos de los módulos, puesto que estas son las más sensibles a la aparición de puntos calientes, tal como se detalla en la norma IEC 61215-2 (2021). Se utiliza una fuente de corriente controlada para forzar el calentamiento de la celda y, una vez lograda la termalización, se releva por termografía la temperatura de la misma.

Ensayo experimental de módulo solar con celdas solares policristalinas

En este caso una celda solar de tecnología poli se somete a polarización inversa aplicando sobre ella potencia gradualmente, hasta alcanzar los 100 W, que se corresponden con el peor escenario de simulación del modelo y la temperatura alcanzada de 156 °C. El ensayo se realiza a temperatura

ambiente (20 °C) en un ambiente cerrado sin ventilación forzada. Luego de algunos minutos bajo esta condición, una vez lograda la termalización, la celda y el tedlar posterior presentaron visibles daños.

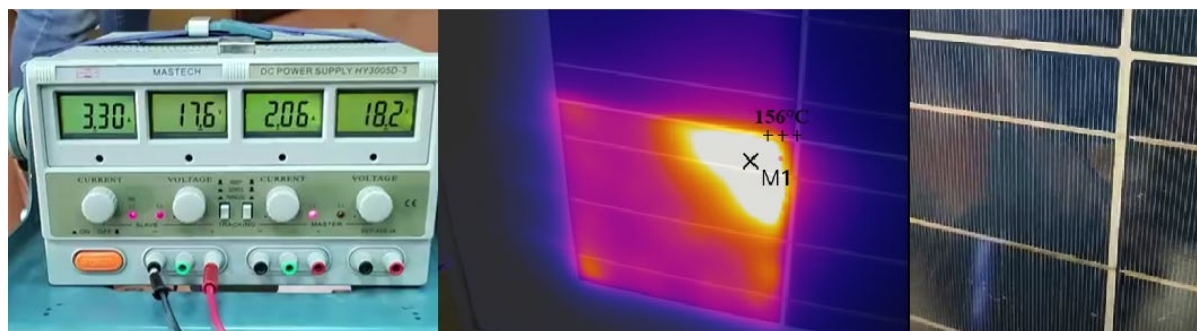


Figura 13: Ensayo térmico celda policristalina. Centro: termografía durante la aplicación de 100W, derecha: daño ocasionado sobre la celda solar.

Simulaciones de módulo solar con celdas solares monocristalinas

Para este caso, utilizando un panel comercial de descarte, una celda solar mono se somete a polarización inversa aplicando potencia gradualmente, hasta alcanzar valores cercanos los 100 W, que se corresponden con el peor escenario de simulación del modelo. El ensayo se realiza a temperatura ambiente (20 °C) en un ambiente cerrado sin ventilación forzada. En la figura 14 se observan las tensiones y corrientes aplicadas en polarización inversa, y la temperatura alcanzada de 162,4 °C en la parte posterior del módulo y de 150,7 °C en la parte frontal. En este caso durante la hora que duró la experiencia se logró apreciar un cambio en la tonalidad del Tedlar posterior (leve tonalidad amarillenta) mientras que en los contactos frontales de la celda se evidenció la soldadura de estaño en estado “plástico”.

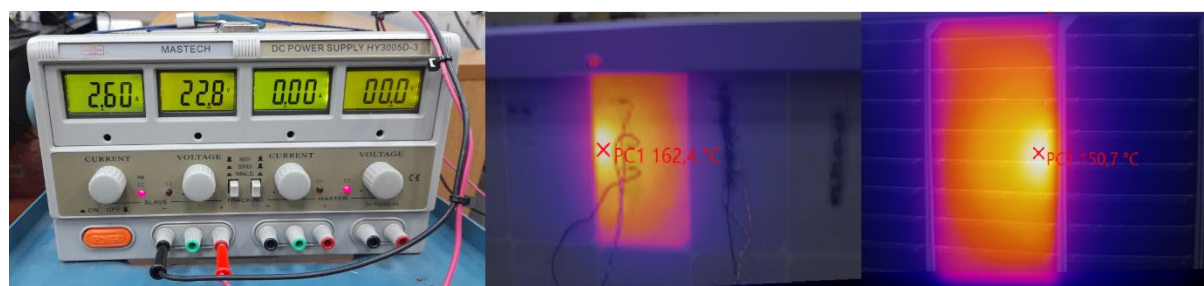


Figura 14: Ensayo térmico celda monocristalina Centro: termografía parte posterior, durante la aplicación gradual de potencia hasta 100W, derecha: termografía parte frontal, durante el ensayo.

ESTUDIO DE TERMOGRAFÍA EN PLANTA FOTOVOLTAICA EN FUNCIONAMIENTO

Habiendo realizado ensayos de laboratorio forzando la polarización inversa de celdas, se procede con el relevamiento de una planta solar fotovoltaica con escasos meses de funcionamiento. La planta posee una potencia de 100 kWp y se relevan 3 series de 22 paneles de 500 Wp, de tecnología monocristalina de celda partida. Se selecciona un módulo aleatorio que no esté afectado por sombras propias de la instalación y se aplican plantillas para provocar sombras en una media celda en una esquina del 30, 60 y 75%. En la figura 15 se observan las temperaturas relevadas de 75,9; 107,6 y 85 °C respectivamente. Tal como mostraron las simulaciones del modelo, la máxima potencia disipada se da cuando se sombrea entre el 50 y el 60% de la celda. Sombreamientos menores no fuerzan tensiones polarización inversa tan altas, mientras que sombreamientos mayores limitan mucho la corriente que circula por la celda. La temperatura de la celda sombreada al 60% es menor a la obtenida en el ensayo de laboratorio de celda monocristalina porque en este caso se trata de una celda de mayor superficie y porque el relevamiento fue realizado un mediodía de invierno, en el que no se logran las potencias pico del módulo.

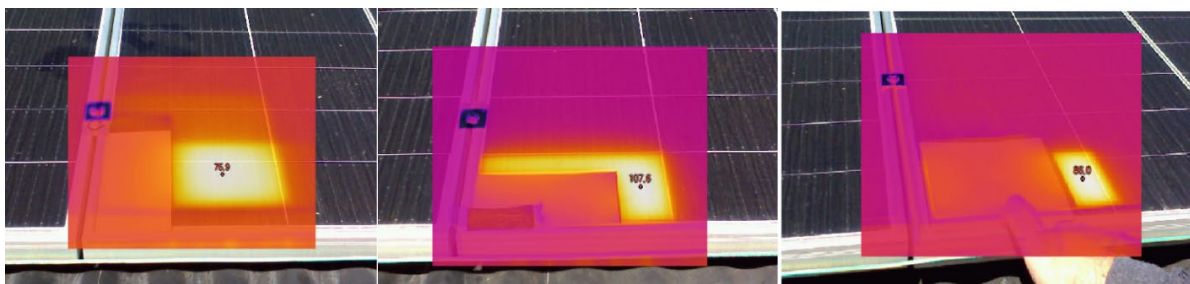


Figura 15: Relevamiento de planta fotovoltaica. Izquierda: termografía sobre celda sombreada al 30%, centro: termografía sobre celda sombreada al 60%, derecha: termografía sobre celda sombreada al 75%

CONCLUSIONES

Los módulos solares con tecnología de celdas completas de silicio policristalino han demostrado ser más sensibles al fenómeno de puntos calientes en términos de pérdida de potencia. Simulando sombras en una única celda de un módulo se han alcanzado potencias de disipación de calor de hasta 59,338 W, con diodos puente funcionando correctamente, y de 109,577 W con diodos puente sin continuidad. Se ha demostrado que estas potencias pueden causar temperaturas de hasta 156 °C y daños visibles en las celdas. Además, se ha mostrado que sombras en una única celda pueden reducir la potencia del panel a un 69% de la potencia pico con diodos puente funcionando correctamente, y a un 54% con diodos puente sin continuidad. Si bien esta tecnología ha perdido participación en el mercado de la industria fotovoltaica, existen muchas plantas en funcionamiento. El presente trabajo sugiere dar relevancia a la aparición de puntos calientes en módulos de silicio policristalino, especialmente si poseen celdas con baja resistencias paralelo en donde se concentrará la disipación de calor.

Los módulos solares con tecnología de celdas partidas de silicio monocristalino han demostrado ser sensibles al fenómeno de puntos calientes en términos de potencia disipada. Sin embargo, la tecnología de celda partida que permite dividir el módulo en dos mitades paralelizadas, es efectiva en disminuir las pérdidas de potencia del módulo causadas por sombreadamientos. Simulando sombras en una única celda de un módulo se han alcanzado potencias de disipación de calor de hasta 62,048 W, con diodos puente funcionando correctamente, y de 93 W con diodos puente sin continuidad. Se ha demostrado que estas potencias pueden causar temperaturas de hasta 162,4 °C y leves decoloraciones en la cubierta posterior del módulo. Además, se ha demostrado que sombras en una única celda pueden reducir la potencia del panel a un 71% de la potencia pico con diodos puente funcionando correctamente, y a un 61% con diodos puente sin continuidad.

En el presente trabajo se elaboraron los modelos eléctricos de 2 modelos específicos de módulos solares fotovoltaicos. En el mercado actual, se comercializan módulos de mayor cantidad y tamaño de celdas y con tecnología bifacial. Además, se simularon patrones de sombras sobre una única celda. Para futuros trabajos, se sugiere realizar modelos eléctricos de nuevos modelos de módulos fotovoltaicos, simular patrones de sombra más complejos y diversos, y realizar ensayos tanto de campo como de laboratorio que permitan sacar conclusiones con respecto al comportamiento de los módulos bifaciales frente a escenarios de iluminaciones dispares.

AGRADECIMIENTOS

La parte experimental del presente trabajo fue realizada en las instalaciones del Departamento Energía Solar de la Comisión Nacional de Energía Atómica –Centro Atómico Constituyentes.

REFERENCIAS

Atia, D.M., Hassan, A.A., El-Madany, H.T. et al (2023). Degradation and energy performance evaluation of mono-crystalline photovoltaic modules in Egypt. Sci Rep 13, 13066. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-40168-8>.

- CAMESSA. (2024). Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/potencia-instalada/>.
- Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) (2021). Módulos fotovoltaicos (FV) terrestres - Calificación de diseño y homologación de tipo - Parte 2: Procedimientos de ensayo (Norma IEC 61215-2:2021). <https://webstore.iec.ch/en/publication/61350>
- Ferreira da Fonseca, J.E., Schuck de Oliveira, F., Prieb, C.W.M., et al. (2020). Degradation analysis of a photovoltaic generator after operating for 15 years in southern Brazil, Solar Energy, Volume 196, 2020, Pages 196-206, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.086>.
- Hermann, W., Wiesner, W. y Vaaßen, W. (1997). Hot Spot Investigations on PV Modules - new Concepts for a Test Standard and Consequences for Module Design with Respect to Bypass Diodes, Proc. 26th PVSC. Pp. 1129-1132.
- Jordan, C. D. y Kurtz, S. R. (2011). Photovoltaic Degradation Rates - an Analytical Review, Prog. Photovolt: Res. Appl. 21 (12–29). Recuperado de 10.1002/pip.1182 el 11 de agosto de 2024.
- Kamran, A., Wajahat, A., Hassan, A. y Yongheng, Y. (2019). Hotspot diagnosis for solar photovoltaic modules using a Naive Bayes classifier. Solar Energy. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X19307340> el 11 de agosto de 2024.
- Khodapanah, M., Ghanbari, T., Moshksar, E. y Hosseini, Z. (2022). Partial shading detection and hotspot prediction in photovoltaic systems based on numerical differentiation and integration of the PV curves. IET Renewable Power Generation. Recuperado de <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1049/rpg2.12596> el 11 de agosto de 2024.
- Kim, K., Seo, G.-S., Cho, B.-H. y Krein, P. (2015). Photovoltaic Hot Spot Detection for Solar Panel. IEEE. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/ielam/63/7283717/7072567-aam.pdf?tag=1> el 11 de agosto de 2024.
- Kim, J.; Rabelo, M.; Padi, S.P. et al. (2021). A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy. Energies 2021, 14, 4278. <https://doi.org/10.3390/en14144278>
- Koltai, M. (2020). TINA - Circuit Simulator for Analog, RF, Digital, MCU, HDL & Mixed Mode Simulation and PCB [Software]. DesignSoft, Inc.
- Köntges, M. y Bothe, K. (2008). Elektrolumineszenzmessung an PV-Modulen, ep Photovoltaik aktuell, 7/8, pp. 36-40.
- Köntges, M., Kurtz, S., Jahn, U., Berger, K., Kato, K., Friesen, T. y Iseghem, M. (Marzo de 2014). Review of Failures of Photovoltaic Modules. Photovoltaic Power Systems Programme - Report IEA-PVPS T13-01:2014. Recuperado de https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf el 11 de agosto de 2024.
- Obaid, A.H., Mahdi, E.J., Hassoon, I.A et al. (2024). Evaluation of degradation factor effect on solar panels performance after eight years of life operation. Archives of Thermodynamics, 45(3), 221–226.
- Piliouguine M., Oukaja A., Sánchez-Friera P., et al. (2021). Analysis of the degradation of single-crystalline silicon modules after 21 years of operation. Prog Photovolt Res Appl. 2021;29:907-919. <https://doi.org/10.1002/pig.3409>.

Secretaría de Energía - Ministerio de Economía Argentina. (2024). Recuperado https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ppt_reporte_de_avance_julio_2024.pdf de el 11 de agosto de 2024.

Software TINA-TI Simulation Tool, Texas instrument (SPICE-based analog simulation program), <https://www.ti.com/tool/TINA-TI>

Taretto, K. R. (2018). Celdas solares: teoría, ensayo y diseño, 2ª. edición, pp. 207-209 y 307, Nueva Librería, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

MODELING, SIMULATION AND TESTING OF HOT SPOTS IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

ABSTRACT: This work presents the electrical modeling of photovoltaic systems based on crystalline silicon solar cells to simulate different shading scenarios that magnify the "hot spot" phenomenon in cells subjected to non-uniform illumination. When this occurs, the device doesn't generate energy and behaves like a resistive load, dissipating power in the form of heat. The model allows quantifying the dissipated power and identifying the shading scenario that maximizes this phenomenon, demonstrating that in hot spot situations, the cells can even operate in the breakdown (avalanche) region. Subsequently, experimental tests are conducted using the simulation data to recreate the worst-case dissipation scenario for a cell within a module. To obtain the electrical model (based on the one-diode model of a solar cell), current versus voltage curves for commercial modules, cells, and bypass diodes are experimentally plotted, and adjustments are made with their respective characteristic parameters and breakdown voltages. The simulation results showed that the reverse polarization of shaded cells can dissipate powers exceeding 100 W, develop temperatures close to 200 °C, and cause system-level power losses of up to 56%.

Keywords: shading, hot spots, photovoltaic system, distributed generation.