



# Badania termowizyjne krzemowych modułów fotowoltaicznych

Mariusz Sarniak  
Politechnika Warszawska  
Fila w Płocku  
[sarniak@pw.plock.pl](mailto:sarniak@pw.plock.pl)

# **PV = zielona energia**

## **PRAWDA, ale dopiero po ok. 3 latach.**

Do wytworzenia **modułu PV o mocy 100 W** potrzeba ok. **1 kg krzemu**, co pochłania ok. 100 kWh

Na wyrób pozostałych elementów modułu PV zużywamy ok. 200 kWh

Czyli łączny nakład energetyczny na wyprodukowanie 100 W modułu PV to ok. **300 kWh**

**Moduł PV 100 W generuje rocznie ok. 100 kWh**

**Z 1 m<sup>2</sup> modułu PV uzyskujemy moc ok. 120 W, czyli rocznie ok. 120 kWh energii**

Z 1 ha rzepaku uzyskujemy plon ok. 3 ton, co daje ok. 1000 litrów oleju rzepakowego,  
czyli ok. 10 000 kWh, co daje ok. 1 kWh/m<sup>2</sup> rocznie

**Rocznie z 1 m<sup>2</sup> zainstalowanej PV mamy 120 x więcej energii niż z 1 m<sup>2</sup> rzepaku.**

Wyprodukowanie 1 kWh energii elektrycznej z węgla powoduje emisję 1 kg CO<sub>2</sub> do atmosfery.

# Krótki opis metody badawczej

Podstawą efektywnego generowania energii elektrycznej w systemach fotowoltaicznych (nazywanych dalej skrótem - PV) jest ich **bezawaryjne funkcjonowanie w długim czasie eksploatacji** instalacji (nawet do 30 lat) i **szybki zwrot nakładów inwestycyjnych**. Aby zapewnić wysoką niezawodność zainstalowanych modułów PV, niezbędna jest szybka, prosta i niezawodna metoda kontroli efektywności ich działania zarówno na etapie produkcji, jak i normalnej eksploatacji.

**Termowizja jest metodą badawczą, która polega na zdalnej i bezkontaktowej analizie rozkładu temperatury na powierzchni badanego obiektu.** Niewidoczne dla ludzkiego oka promieniowanie podczerwone, które jest emitowane przez każde ciało o temperaturze wyższej od zera bezwzględnego ( $-273,15^{\circ}\text{C}=0^{\circ}\text{K}$ ), jest przekształcane na światło widzialne i prezentowane z wykorzystaniem jednej z dostępnych palet barwnych, a następnie rejestrowane w postaci termogramów. Do analizy zarejestrowanych obrazów wykorzystuje się specjalistyczne oprogramowanie komputerowe, które najczęściej jest udostępniane przez producenta kamer termowizyjnych.

# Geneza użyteczności termowizji w badaniach systemów PV

Parametry elektryczne obciążonego modułu PV są zależne **od rezystancji obciążenia, nasłonecznienia i jego temperatury**. Temperatura powierzchni modułu rośnie pod wpływem działania szeregu czynników, do których należą m.in.:

- absorpcja promieniowania słonecznego (absorpcja fotonów, która nie powoduje generowania par nośników ładunku),
- ciepło powstające w wyniku przepływu prądu przez rezystancję szeregową złącza p-n,
- rekombinacja par elektron-dziura.

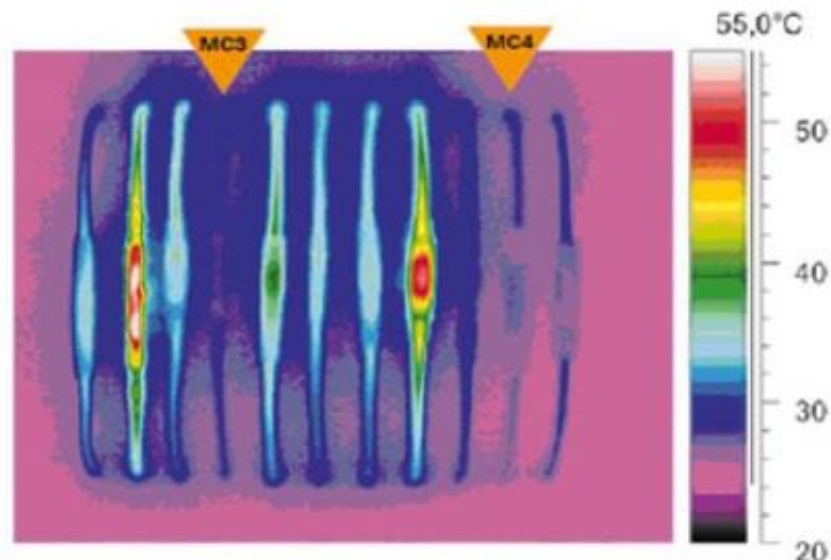
**Można przyjąć założenie, że im mniejszy prąd generuje dane ogniwo PV, tym jego temperatura jest wyższa w porównaniu z pozostałymi ogniwami.**

# Co można zaobserwować na termogramach systemów PV

Na termogramach łatwo dostrzec wszelkiego rodzaju **anomalie**, które można wykryć podczas normalnej eksploatacji systemów PV, w odróżnieniu od innych metod diagnostycznych. Dodatkową zaletą jest też to, że **w krótkim czasie** można dokonać inspekcji bardzo **dużych powierzchni**, nawet wtedy, gdy dostęp do nich jest utrudniony (kamery na dronach). Nie każda jednak kamera termowizyjna nadaje się do badania modułów PV, a dodatkowo podczas badania trzeba przestrzegać określonych zasad, aby było ono skuteczne i nie prowadziło do błędnych wniosków. Aby był zapewniony odpowiedni kontrast termiczny podczas inspekcji, natężenie promieniowania słonecznego powinno wynosić co najmniej **500 W/m<sup>2</sup>**, jednak optymalny rezultat można uzyskać dopiero przy natężeniu promieniowania wynoszącym **ok. 700 W/m<sup>2</sup>**. Duże znaczenie mają także warunki atmosferyczne panujące podczas pomiarów, np. **niższe temperatury zewnętrzne** również pozwalają zwiększyć kontrast termiczny (słoneczne przedpołudnia).

# Lista typowych usterek w systemów PV, możliwych do wykrycia na termogramach

| Rodzaj usterki / anomalii:    | Na termogramie widoczny jako:                              |
|-------------------------------|--|
| wada produkcyjna              | gorące lub zimne punkty                                    |
| uszkodzenia mechaniczne       | wzrost temperatury ogniwa, zwykle o podłużnym kształcie    |
| chwilowe zacinienie ogniwa    | gorące punkty  |
| uszkodzona dioda bocznikująca | gorące miejsca dające obraz licznych plam (tzw. patchwork) |
| wadliwe złącza elektryczne    | pojedynczy moduł lub ich cały ciąg jest trwale cieplejszy  |





# Optymalne parametry kamer termowizyjnych (IR) stosowanych w fotowoltaice

Inspekcyjne ręczne kamery termowizyjne (IR) najczęściej wyposażone są w **niechłodzony detektor bolometryczny FPA** (*ang. Focal Plane Array*), rejestrujący promieniowanie w zakresie o długości fali **8÷14  $\mu\text{m}$**  (zakres długofalowy **LW** – *ang. Long Wave*). Dla tego zakresu widma promieniowania szkło jest praktycznie nieprzezroczyste. Detektory bolometryczne są detektorami termicznymi, w których sygnałem pomiarowym jest zmiana rezystancji elementu pomiarowego. Lepsze efekty można uzyskać przy zastosowaniu kamer IR **fotonowych** krótkofalowych **SW** o zakresie długości fali **2÷5  $\mu\text{m}$**  (*ang. Short Wave*), w których sygnałem pomiarowym jest zmiana przewodności elektrycznej. Wymagają one jednak chłodzenia detektora (do ok. 77 K=-196°C) i są droższe. Krótkofalowe kamery IR są odporne na tzw. „efekt szklarniowy”, który polega na tym, że szkło kwarcowe dobrze przepuszcza promieniowanie krótkofalowe (do ok. 4  $\mu\text{m}$ ), a więc mogą mierzyć temperaturę obiektu za taką przegrodą. Zakresy falowe LW i SW produkowanych kamer IR wynikają z istnienia w tych przedziałach długości fal tzw. „**okna atmosferyczne**”, w których przepuszczalność atmosfery dla promieniowania jest największa.

Podczas badania modułów fotowoltaicznych z przodu kamera termowizyjna rejestruje wprawdzie rozkład ciepła bezpośrednio na szklanej powierzchni modułu, ale rozkład ciepła ogniw znajdujących się pod szkłem ma jedynie charakter pośredni. Dlatego różnice temperatury zmierzone na szklanej powierzchni modułu PV mogą być niewielkie. Aby można je było zaobserwować, do takiej inspekcji konieczne jest użycie kamery o **czułości cieplnej  $\leq 50$  mK**. Aby te niewielkie różnice temperatury dało się zauważyć, kamera IR powinna posiadać możliwość ręcznej regulacji poziomu i zakresu mierzonej temperatury. Moduły PV są najczęściej montowane na silnie odbijających promieniowanie aluminiowych ramach, które na obrazach termowizyjnych są widoczne jako zimne obszary. Układ autoregulacji w kamerze IR dopasowuje zakres do najniższej i najwyższej temperatury na obrazie i z tego powodu niewielkie anomalie cieplne mogą nie być widoczne. To również jest przyczyną, dla której poziom i zakres temperatur na obrazie w kamerze IR powinien być też regulowany ręcznie.

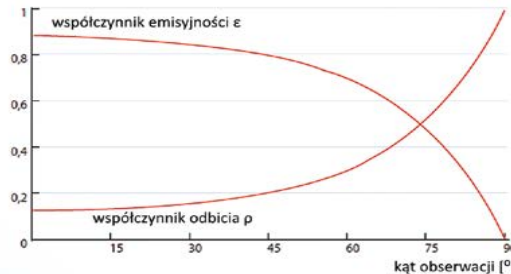
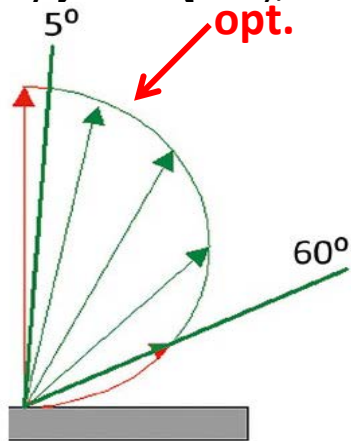
Często trzeba prowadzić obserwację instalacji o dużej powierzchni. Aby w tych warunkach uzyskać odpowiednio wysoką jakość termogramów, konieczne jest zastosowanie kamery termowizyjnej o wysokiej rozdzielczości obrazu. Dobre efekty można uzyskać już przy rozdzielczości **640×480 px** (pikseli), ale wyższe rozdzielczości są pożądane (ze wzrostem rozdzielczości, czyli rozmiaru detektora - rośnie też cena kamery IR). Kamera termowizyjna używana do badania instalacji fotowoltaicznych powinna mieć także **wymienną optykę** (np. do współpracy z dronem).



# Specyfika optymalnego wykonywania pomiarów kamerą IR

Współczynnik emisyjności **szkła** dla promieniowania o długości fali 8÷14  $\mu\text{m}$  wynosi ok. **0,85÷0,90**, a pomiary temperatur na powierzchniach szklanych nie są łatwe, gdyż **lustrzane** właściwości szkła uwidaczniają na obrazie termowizyjnym **odbicia** obiektów znajdujących się w otoczeniu instalacji. Temperatury w tych miejscach odbiegają od rzeczywistych temperatur ogniw w modułach PV, co może prowadzić do błędnych interpretacji gorących punktów, jakie pojawiają się na obrazie termowizyjnym na skutek tych odbić. Ogólnie emisyjność zależy od rodzaju materiału, z którego wykonana jest badana powierzchnia oraz od jej aktualnych właściwości fizykochemicznych.

Aby zminimalizować wpływ odbić i ograniczyć możliwość wyciągnięcia błędnych wniosków na ich podstawie, kamera IR podczas badania musi być ustawiona pod odpowiednim kątem względem obserwowanej powierzchni. Współczynnik emisyjności jest wprawdzie najwyższy, gdy kamera jest ustawiona prostopadle do powierzchni badanego modułu, ale w takim przypadku na szklanej powierzchni odbija się obraz operatora i samej kamery. Dlatego **dobrym kompromisem jest kąt obserwacji w przedziale od 5° do 60°** (przyjmując kierunek prostopadły jako kąt 0°), mimo że emisyjność maleje wraz ze wzrostem kąta obserwacji.

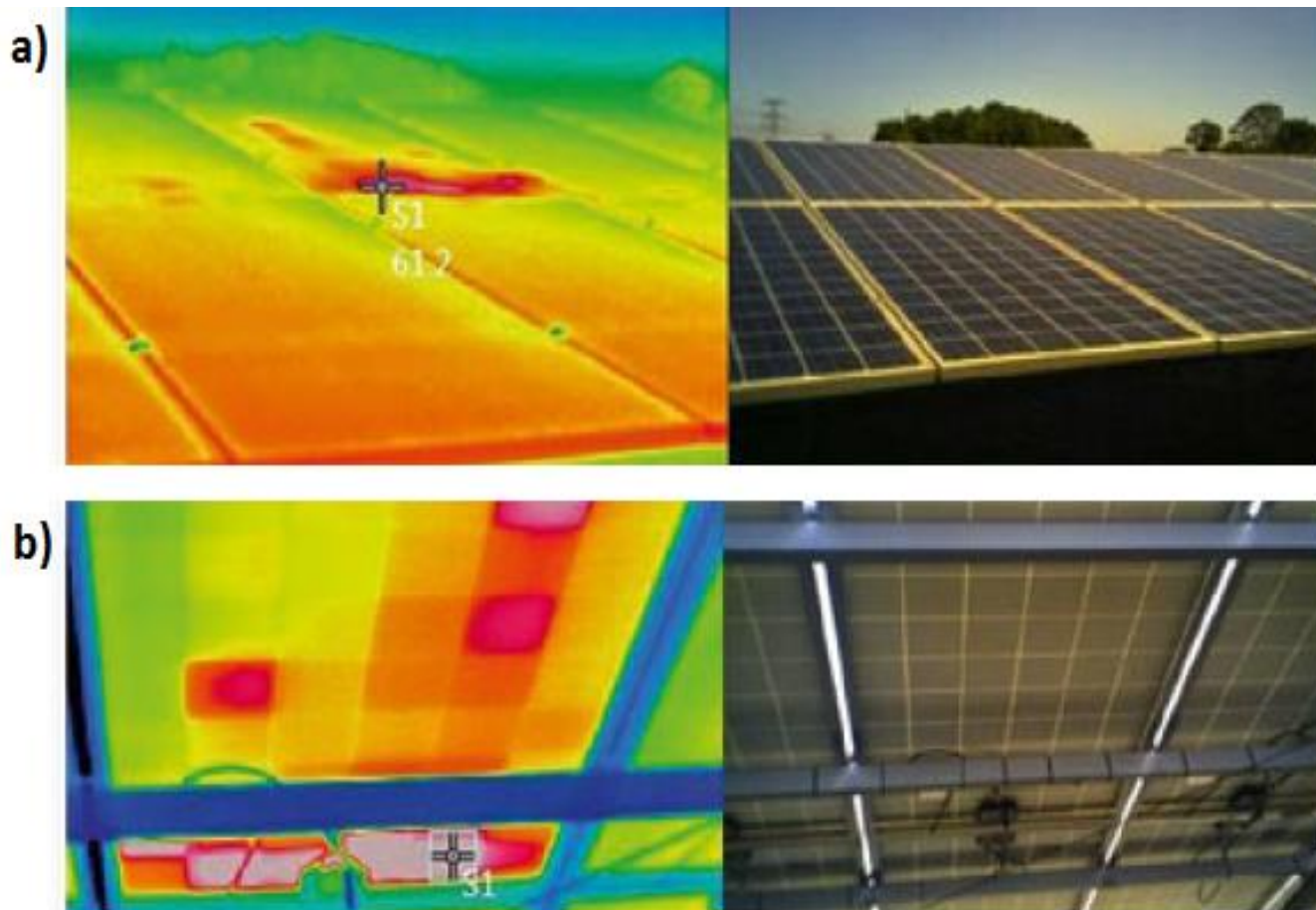


Zgodnie z **prawem Kirchhoffa** :

$$\rho + \tau + \varepsilon = 1$$

przy zał.  $\tau = \text{const.}$

Często moduły PV bada się kamerą IR **od tyłu**. Pozwala to znacznie zredukować odbicia spowodowane słońcem lub chmurami, które utrudniają obserwację. **Temperatury na tylnej stronie modułów są wyższe**, gdyż mierzone są bezpośrednio na powierzchni ogniwi, a nie na oddzielającej je szklanej powierzchni. Podstawową zasadą jest to, aby podczas badania ogniwi PV **unikać wszelkiego rodzaju odbić**. Tył modułu PV nie odbija tak silnie promieniowania cieplnego, **dokładność pomiaru temperatury modułu jest dzięki temu zdecydowanie wyższa**. Może się zdarzyć, że właśnie podczas badania od tyłu na obrazie z kamery nie pojawią się gorące punkty, które były widoczne podczas obserwacji modułów z przodu. Będzie to potwierdzeniem, że punkty te powstały wskutek odbić i nie są przyczyną usterki



**Rys.** Termogramy i fotografie generatora PV wykonane: a) od góry, b) od tyłu

# Specyfikacja kamery termowizyjnej DALI LT7 używanej do badań

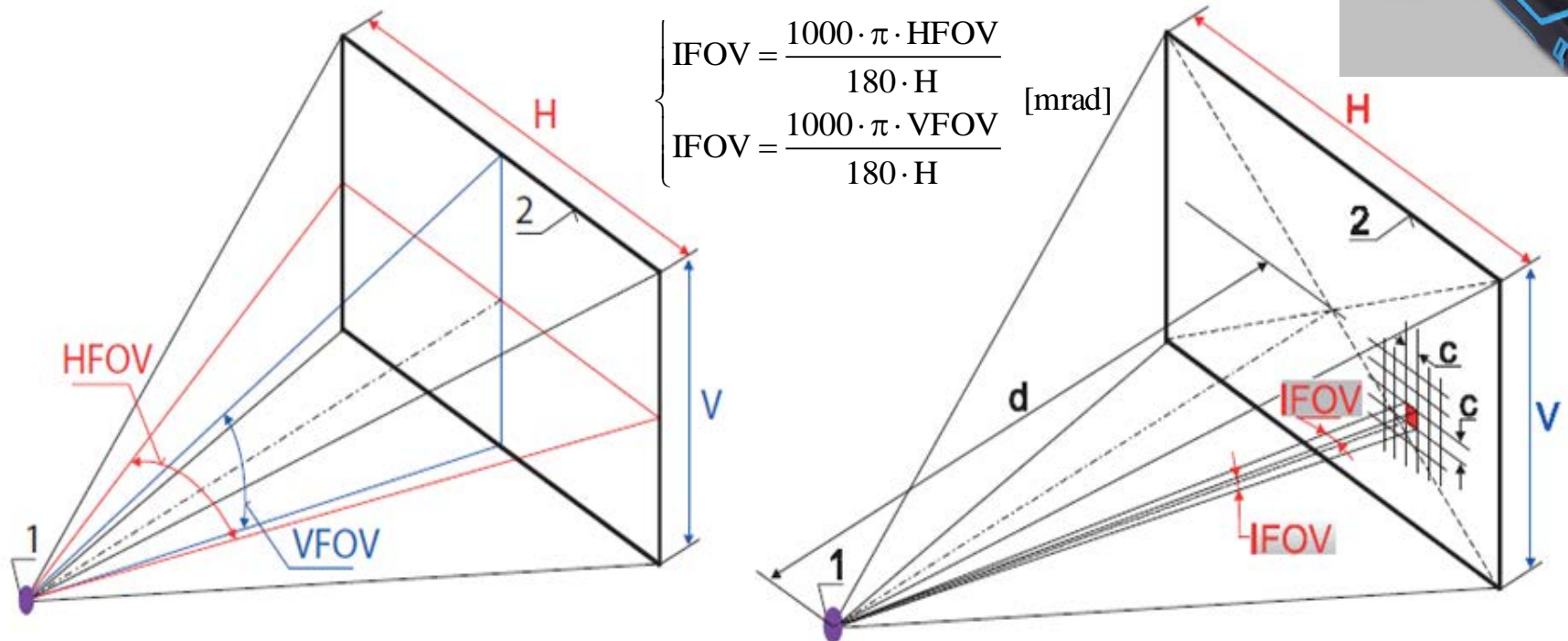
Do badań termograficznych modułów PV zastosowano kamerę DALI LT7 z detektorem bolometrycznym niechłodzonym o rozdzielczości: **384 x 288 px (H x V)** i o polu widzenia: **25°x19° (HFOV x VFOV)** i rozdzielczości przestrzennej (IFOV) 1,36 mrad i czułość termiczna  $\leq 0,06^\circ$  (w temp. 30°C).

Minimalny rozmiar obiektu rozróżnialnego przez kamerę obliczamy ze wzoru (min. ogniwo PV):

$$c = \text{IFOV} \cdot d \quad [\text{mm}]$$

gdzie:  $d$  – odległość pomiędzy obiektem i kamerą [m],

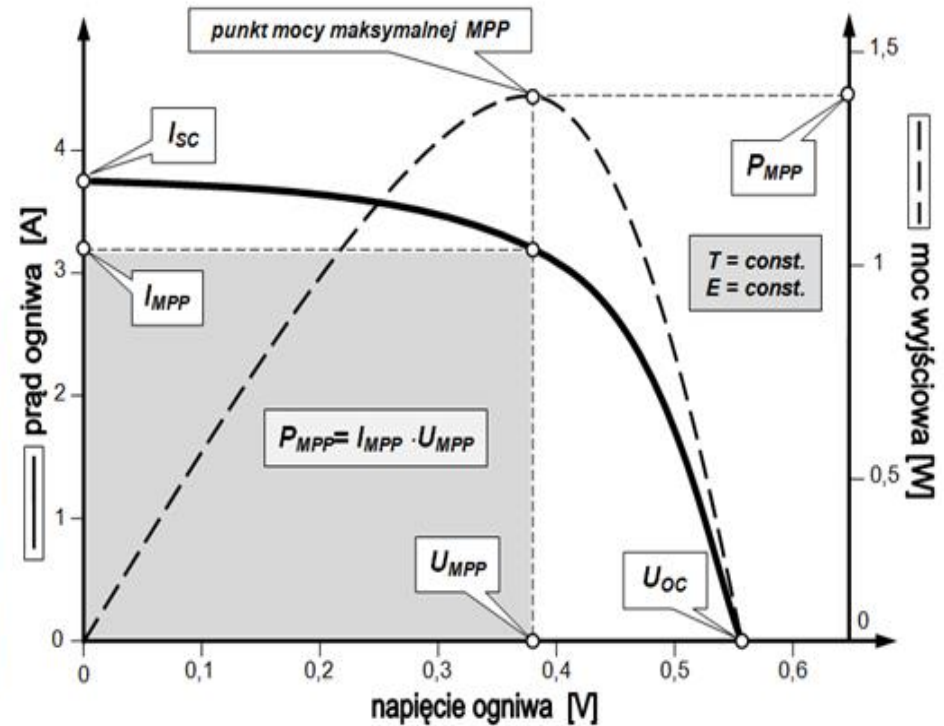
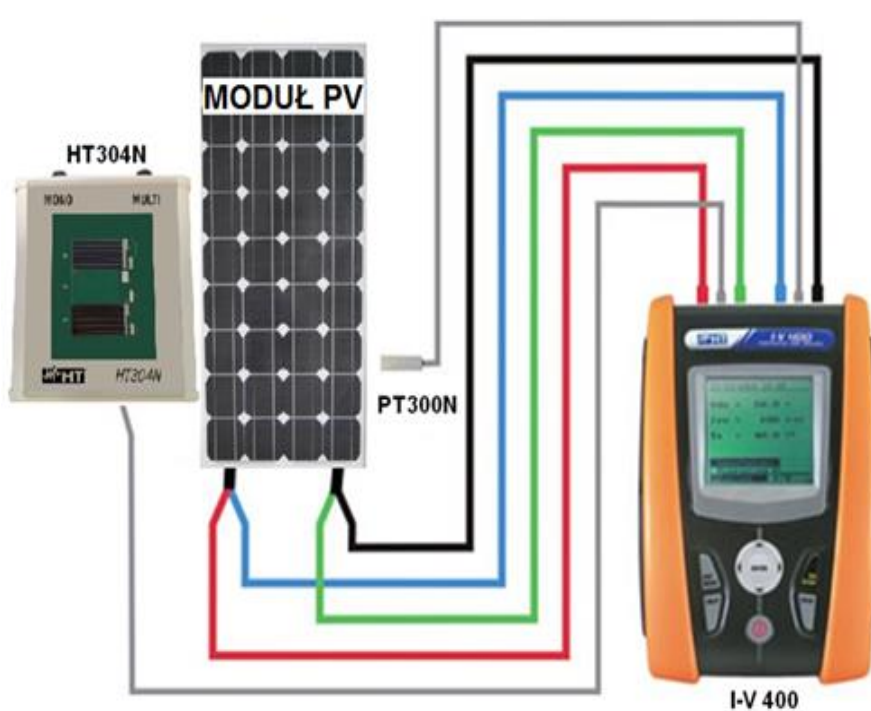
IFOV – rozdzielczość przestrzenna [mrad].



**Rys.** Interpretacja parametrów geometrycznych: VFOV, HFOV i IFOV: 1-obiektyw kamery IR, 2-obszaru obserwacji

# Metodyka wykonywania porównawczych pomiarów charakterystyk I-V

Pomiary charakterystyk I-V wykonano przy wykorzystaniu miernika **HT I-V 400**, który spełnia wymogi normy **PN-EN 60891: 2010**: „Postępowanie zapewniające korekcję temperatury i natężenia promieniowania do pomierzonych charakterystyk prądowo napięciowych krystalicznych urządzeń krzemowo – fotowoltaicznych”



$$FF = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \cdot 100 \quad [\%]$$

$$\eta = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{E \cdot S}$$



# Moduły PV – obiekty badane

| Nazwa parametru modułu PV:                    | Wartości parametrów dla: |                  |
|---|--------------------------|------------------|
|   | MH50                     | MWG-55           |
| Typ zastosowanych ogniw PV                    | monokrystaliczne         | polikrystaliczne |
| Moc maksymalna $P_{MPP}$                      | 50 W                     | 55 W             |
| Napięcie w punkcie mocy maksymalnej $U_{MPP}$ | 17 V                     | 18,14 V          |
| Prąd w punkcie mocy maksymalnej $I_{MPP}$     | 2,9 A                    | 3,04 A           |
| Napięcie obwodu otwartego $U_{OC}$            | 21 V                     | 21,81 V          |
| Prąd zwarcia modułu $I_{SC}$                  | 3,3 A                    | 3,24 A           |
| Wymiary                                       | 740x545x30 mm            | 620x668x30 mm    |
| Waga  | 6,1 kg                   | 6,3 kg           |

MH50

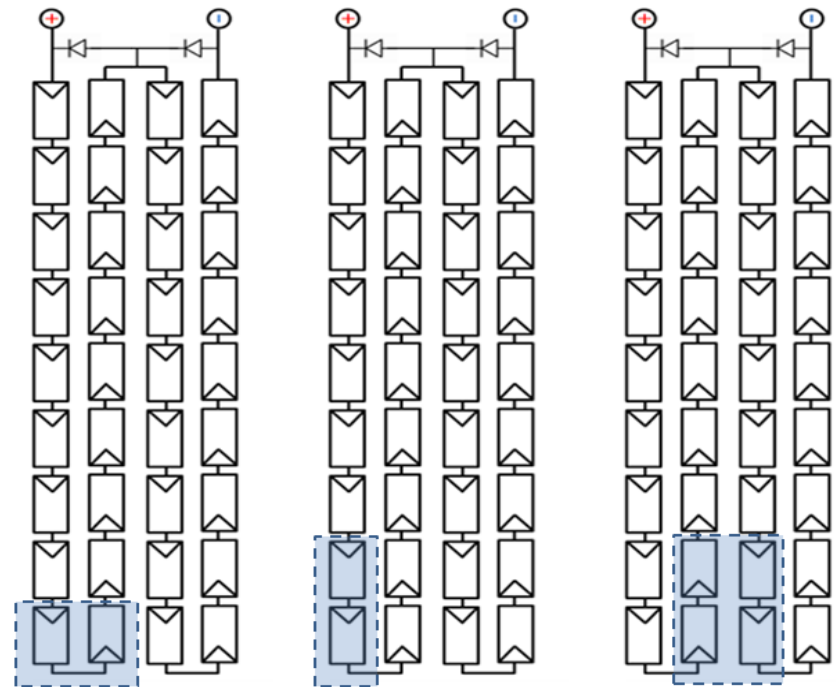


MWG-55



w warunkach **STC**:

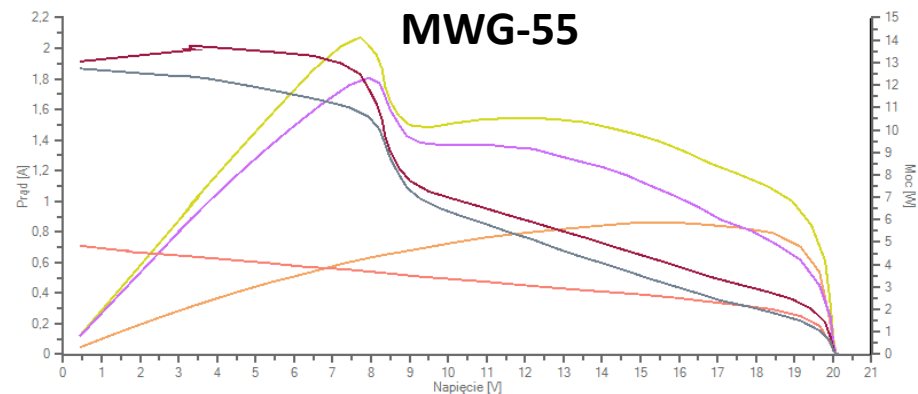
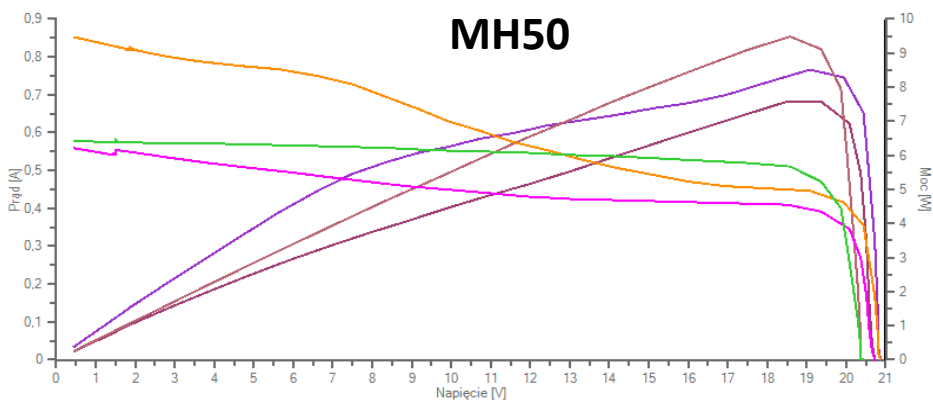
1000W/m<sup>2</sup>; AM 1,5; temp. ogniw 25°C



symulowane miejsca zacielenie modułu PV

# Wyniki pomiarów charakterystyk I-V

Wykresy charakterystyk I-V oraz wykresy mocy dla zacienionych modułów PV:

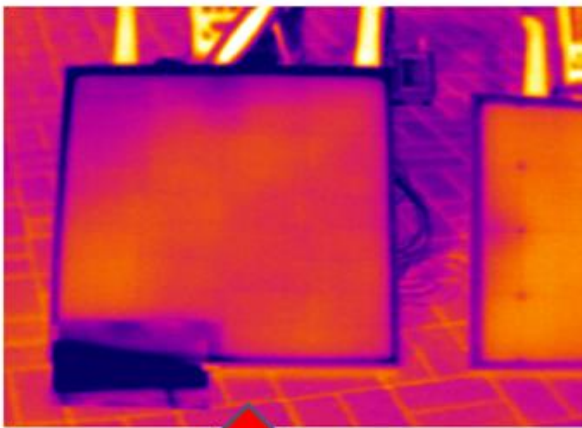


— 56I-V@OPC — 58I-V@OPC — 62I-V@OPC — 56Moc@OPC — 58Moc@OPC — 62Moc@OPC

— 64I-V@OPC — 67I-V@OPC — 68I-V@OPC — 64Moc@OPC — 67Moc@OPC — 68Moc@OPC

| Punkty pomiarowe:                                    | $P_{MPP}$<br>[W] | $V_{OC}$<br>[V] | $V_{MPP}$<br>[V] | $I_{MPP}$<br>[A] | $I_{SC}$<br>[A] | $E$<br>[W/m <sup>2</sup> ] | $T_M$<br>[°C] | FF<br>[%] | $\eta$ |
|--|------------------|-----------------|------------------|------------------|-----------------|----------------------------|---------------|-----------|--------|
| <b>Moduł PV z krzemu polikrystalicznego - MWG-55</b> |                  |                 |                  |                  |                 |                            |               |           |        |
| Punkt pomiarowy 56                                   | 8,51             | 20,86           | 19,08            | 0,45             | 0,85            | 654                        | 30,8          | 48        | 0,032  |
| Punkt pomiarowy 58                                   | 7,57             | 20,72           | 18,51            | 0,41             | 0,56            | 663                        | 33,0          | 65        | 0,028  |
| Punkt pomiarowy 62                                   | 9,47             | 20,42           | 18,58            | 0,51             | 0,58            | 712                        | 35,6          | 80        | 0,032  |
| <b>Moduł PV z krzemu monokrystalicznego - MH50</b>   |                  |                 |                  |                  |                 |                            |               |           |        |
| Punkt pomiarowy 64                                   | 14,13            | 20,09           | 7,72             | 1,83             | 1,91            | 728                        | 40,3          | 37        | 0,048  |
| Punkt pomiarowy 67                                   | 5,87             | 20,08           | 15,79            | 0,37             | 0,71            | 701                        | 41,7          | 41        | 0,021  |
| Punkt pomiarowy 68                                   | 12,32            | 20,11           | 7,93             | 1,55             | 1,87            | 678                        | 41,6          | 33        | 0,045  |

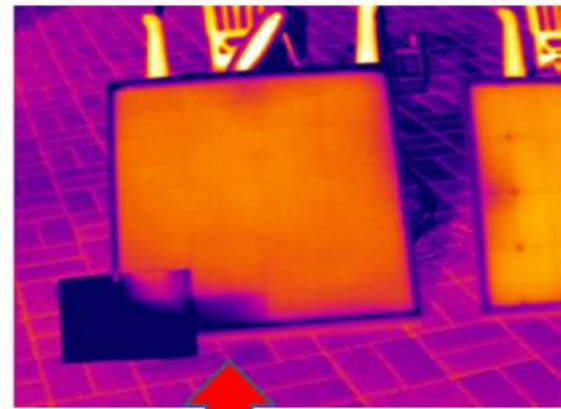




MIN-MAX: 27,1-31,1°C

Punkt pom. 56  $\epsilon=0,96$  tryb-AUTO

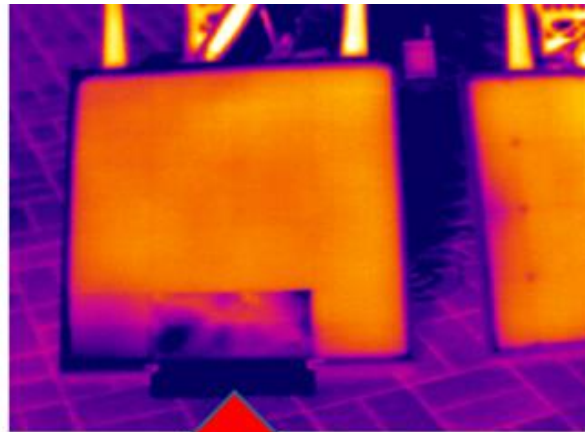
ZOOM  
2X



MIN-MAX: 31,1-34,5°C

Punkt pom. 58  $\epsilon=0,96$  tryb-AUTO

ZOOM  
2X



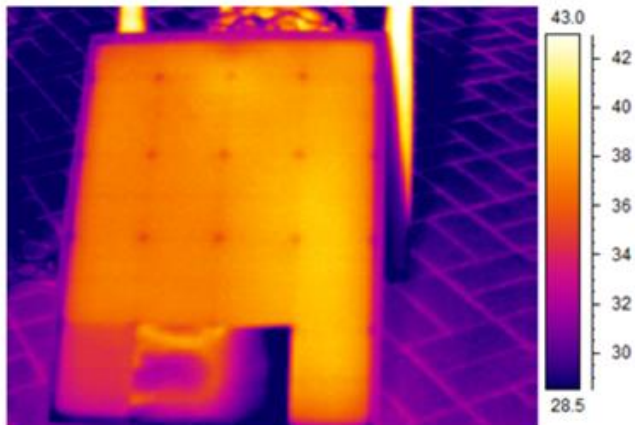
MIN-MAX: 36,5-39,7°C

Punkt pom. 62  $\epsilon=0,96$  tryb-AUTO

ZOOM  
2X

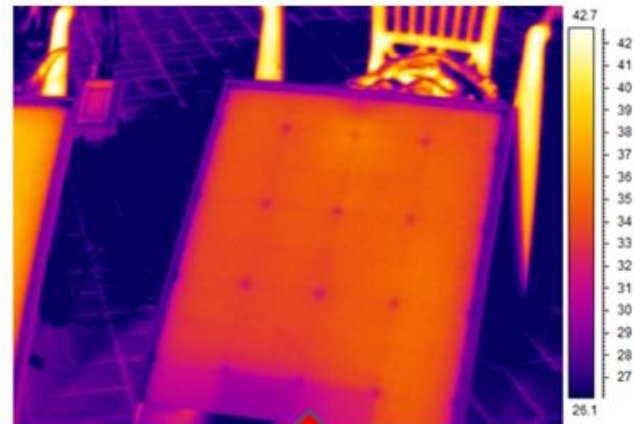


# MWG-55



Punkt pom. 67  $\epsilon=0,96$  tryb-AUTO MIN-MAX: 36,8-39°C

ZOOM  
2X

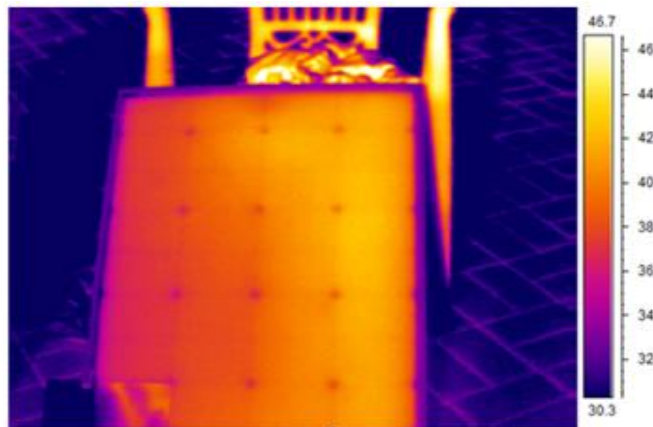


Punkt pom. 68  $\epsilon=0,96$  tryb-AUTO MIN-MAX: 29,9-36,2°C

ZOOM  
2X



# MH50



Punkt pom. 64  $\epsilon=0,96$  tryb-AUTO MIN-MAX: 36,3-42,2°C

ZOOM  
2X



# Wnioski i plany przyszłych badań

1. Zacienienie modułów PV spowodowało bardzo drastyczny spadek ich mocy i sprawności , co przy dłuższym utrzymaniu takiego stanu doprowadziłoby najprawdopodobniej do ich nieodwracalnego uszkodzenia.
2. Analiza wykresów charakterystyk prądowo-napięciowych (I-V) modułów PV wykazała, że bardziej stabilnie, w warunkach sztucznego zacienienia, funkcjonuje moduł krzemowy wykonany w technologii polikrystalicznej - **MWG-55**.
3. Termogramy wykonane dla poszczególnych punktów pomiarowych charakterystyk I-V nie wykazały anomalii, które wskazywałyby na uszkodzenia mechaniczne, czy występowanie „gorących punktów”.
4. Temperatury pomierzone miernikiem I-V 400, dla losowo wybranych miejsc po tylnej stronie modułów PV, podczas pomiarów charakterystyk I-V w każdym przypadku (nazywanymi punktami pomiarowymi) były wyższe od minimalnej temperatury na powierzchni modułów PV, odczytanych z termogramów.
5. Wykonane z papieru elementy sztucznego zacienienia nie umożliwiły na odczytanie dokładnych temperatur miejsc zacienionych na termogramach, a jedynie wpływ tego zabiegu na pozostała pow. Modułu PV.
6. Dla dokładnej diagnostyki termogramy modułów PV należy wykonać dla modułów PV w stanie normalnej pracy pod obciążeniem, w stanie nieobciążonym (jałowym) oraz w stanie dopuszczalnego zwarcia również od strony puszki przyłączeniowej (od tyłu).
7. W stanie dopuszczalnego zwarcia (dopuszczalny prąd zwarcia maksymalnie:  $2 \cdot I_{SC}$ ) oraz w stanie obciążenia na poziomie co najmniej 40 % należy wykonać również termogramy połączeń kablowych (najczęściej występują złącza MC4) po stronie stałoprądowej (DC), aby sprawdzić czy temperatura złącza elektrycznego nie przekracza temperatury łączonych elementów.