

Damian GŁUCHY*
Dariusz KURZ*
Grzegorz TRZMIEL*

ANALIZA WPLYWU LOSOWYCH ZANIECZYSZCZEŃ NA PRACĘ MODUŁU FOTOWOLTAICZNEGO

W pracy autorzy przedstawili metodologię postępowania w wykrywaniu nieprawidłowości w bieżącej pracy modułu fotowoltaicznego. Skupiono się szczególnie na identyfikacji skutków wyłączeń losowych części roboczych powierzchni modułu, spowodowanych występowaniem naturalnych przysłon występujących podczas normalnej eksploatacji. Wprowadzono pojęcie niesprawności modułu i zaproponowano metodę minimalizacji wpływu chwilowych, krótkotrwałych czynników takich jak zacielenia, oblodzenia czy lokalne miejscowe zmiany temperatur powierzchni. Rozważania zweryfikowano dokonanymi pomiarami doświadczalnymi, których rezultaty potwierdziły poprawność przyjętych założeń.

1. WSTĘP

Wszelkiego rodzaju zabrudzenia stałe, zalegający śnieg oraz inne substancje nieprzepuszczające promieni świetlnych stanowią dla powierzchni pracujących modułów fotowoltaicznych losowo położone przysłony wpływające na sprawność konwersji fotowoltaicznej.

Szybkie zdiagnozowanie spadku sprawności modułów fotowoltaicznych pozwala wydłużyć czas ich efektywnej eksploatacji poprzez wprowadzanie odpowiednich procedur konserwacyjnych lub naprawczych, do których należą [3]:

- usuwanie zabrudzeń z powierzchni komórek fotowoltaicznych,
- eliminacja zanieczyszczeń z obszaru złącza p-n fotoogniwa,
- usuwanie nalotu z metalowych kontaktów ogniwa,
- uszczelnianie (w miarę możliwości) wnętrza modułu w celu ochrony przed wilgocią,
- eliminacja powstałego lokalnie zacielenia.

2. WPLYW LOSOWYCH WARUNKÓW PRACY NA SPRAWNOŚĆ MODUŁU FOTOWOLTAICZNEGO

W przypadku wyznaczania procentowej niesprawności $S\%$ monitorowanego modułu fotowoltaicznego podczas pracy rzeczywistej czynnikiem (parametrem)

* Politechnika Poznańska.

losowym jest najczęściej, zmieniająca się w czasie eksploatacji, wykorzystywana powierzchnia robocza panelu. Przyczynami takiego stanu mogą być losowe - chwilowe, krótkotrwałe lub trwałe: zabrudzenia, zacienienia, lokalne podgrzanie (wiązka odbitego światła) lub schłodzenie (oblodzenie) powierzchni panelu [7]. Model matematyczny wyznaczony w określonych warunkach bezuszkodzeniowych nie posiada w swojej reprezentacji parametrów reagujących na zmianę wyżej wymienionych, losowych sytuacji pomiarowych. Biorąc jednak pod uwagę wielokrotność dokonywania pomiarów testujących (monitorujących) pracę modułu oraz ich dyskretne rozłożenie w czasie, można zminimalizować wpływ losowych chwilowych lub krótkotrwałych czynników (zmieniających warunki pracy) na obliczaną cyklicznie wartość niesprawności $S_{\%}$. Wartość parametru $S_{\%}$ większa od zera świadczyć może o zużyciu lub wyłączeniu z eksploatacji części powierzchni modułu (np. z powodu zabrudzenia), natomiast mniejsza od zera może być spowodowana błędami pomiarów.

Niesprawność chwilowa $S_{\%j}$ w chwili dyskretnej j wyrażona jest wzorem:

$$S_{\%j} = \frac{\hat{I}_j - I_j}{\hat{I}_j} \cdot 100 \quad (1)$$

gdzie: I_j – wartość prądu zmierzonego po przetworzeniu i przeliczeniu, wartość rzeczywista prądu (z pomiaru w j -tej dyskretnej chwili czasu) [mA], \hat{I}_j - wartość prądu wygenerowana przez model w j -tej dyskretnej chwili czasu [mA].

Stopień niesprawności (zużycia) panelu fotowoltaicznego oznaczony przez $S_{\%}$ okazuje się być wprost proporcjonalny do średniej procentowej względnej wartości residuum:

$$\left(\sigma_{r_{sr}} \leq 20\% \cdot |\bar{\delta}_{sr}| \right)_{n=10} \wedge (N_j = const)_{n=10} \wedge R_j > l_j \xrightarrow{TAK} S_{\%} = (\bar{\delta}_{sr})_{n=10}, \quad (2)$$

gdzie: $n=10$ oznacza spełnienie warunków i dokonywanie obliczeń w 10 ostatnich krokach dyskretnych, R_j - ocena odchylenia standardowego residuów, których przyczyną jest np. uszkodzenie obiektu monitorowanego, l_j - ocena odchylenia standardowego residuów wywołanych przez niedokładność modelu, N_j – horyzont czasowy (liczba kroków), $\bar{\delta}_{sr}$ – wartość średnia residuum (1) określona zależnością (3).

Empirycznie (na podstawie histogramów) przyjmuje się, iż wartość średnia względna residuum liczona jest z $n = 10$ ostatnich kroków, o ile w tych kolejnych krokach nie uległ zmianie horyzont czasowy N_j . Ponadto uzyskana wartość średnia $\bar{\delta}_{sr}$ (3) musi cechować się odchyleniem standardowym $\sigma_{r_{sr}}$ nieprzekraczającym 20% modułu tej wartości średniej oraz spełniony musi zostać warunek (4) dla danego zestawu zmierzonych próbek [6].

$$\delta r_{sr} = \frac{\sum_{i=j-n+1}^j \delta r}{n} \quad (3)$$

$$R_j > l_j \quad (4)$$

Spełnienie warunku (4) nie stanowi pewnej diagnozy co do uszkodzenia badanego panelu, jest jedynie przesłanką do dalszej weryfikacji oceny w kierunku określenia stopnia niesprawności. Zrealizowanie warunku detekcji (2) skutkuje minimalizacją wpływu pojedynczych błędów grubych wynikających z lokalnej niedokładności modelu lub losowych przekłamań w próbkach pomiarowych.

Z literatury [1, 2, 3, 4, 5] wiadomo, iż dąży się do wykorzystania paneli zazwyczaj w przedziale generowanej mocy $(0,9 \cdot P_{max} \div P_{max})$, rzadziej $(0,8 \cdot P_{max} \div P_{max})$. Ponadto podczas pracy panelu w zakresie dużej stromości opadającej charakterystyki $I = f(U)$ poniżej $(0,9 \cdot P_{max} \div P_{max})$ niewielka tylko zmiana obciążenia i losowych warunków otoczenia (np. chwilowego zacielenia) może generować fałszywe, wysokie co do wartości residua, dlatego też ostateczna ocena stopnia niesprawności zostaje zatwierdzona po jej weryfikacji w rozszerzonym zakresie zmienności mocy $(0,9 \cdot P_{max} \div P_{max})$. Przynależność danej serii pomiarowej do tego zakresu określana jest poprzez sprawdzanie warunku przynależności wyliczonej z modelu matematycznego próbki mocy P do powyższego zakresu, który zostaje obliczony również przy wykorzystaniu modelu.

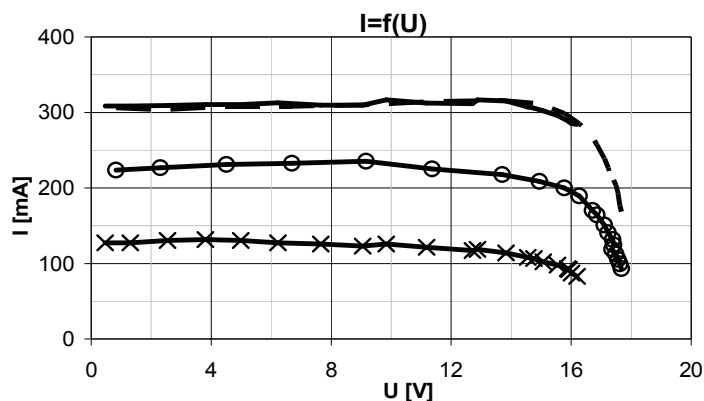
3. BADANIA EKSPERYMENTALNE

W pracy zdecydowano o sporządzeniu charakterystyk prądowo-napięciowych testowanego modułu fotowoltaicznego amorficznego Shell ST20 dla dwóch różnych przypadków, różniących się wielkością zastosowanej przysłony na powierzchni roboczej modułu. Na rysunku 1 przedstawiono wpływ przysłonięcia losowych części powierzchni roboczej badanego panelu na przebieg przykładowych charakterystyk prądowo-napięciowych w zakresie obciążenia od 0 do 200 Ω .

Krzywe modelowe (przerywana i ciągła bez znaczników) różnią się głównie ze względu na nieznaczne różnice temperatur podczas wykonywania dwóch serii pomiarów: w trakcie wykonywania pomiarów z 60 %-ym przysłonięciem powierzchni roboczej panelu temperatura była wyższa o około 2 $^{\circ}\text{C}$, warunki oświetleniowe były bardzo zbliżone i wynosiły około 200-240 W/m^2 .

Przysłonięcie części powierzchni panelu ma za zadanie symulować niesprawność części ogniw, która może być spowodowana różnymi czynnikami zewnętrznymi lub starzeniowymi. Wielokrotne powtórzenia pomiarów dla losowo wybranych części paneli pokazały, że lokalizacja przysłony nie odgrywa roli w

uzyskanych wynikach pomiarów. W tabeli 1 pokazano analogiczne wartości stopnia niesprawności $S_{\%}$ uzyskane dla innych poziomów gęstości mocy promieniowania D_r .



Rys. 1. Przykładowe charakterystyki $I=f(U)$ modułu fotowoltaicznego, krzywe: przerywana, ciągła (bez znaczników) – przebiegi modelowe w pełni sprawnego panelu, krzywa ze znacznikami \circ - przebieg rzeczywisty z przysłoną 30% powierzchni, krzywa ze znacznikami \times – przebieg rzeczywisty z przysłoną 60% powierzchni

Analiza wyników z tabeli 1 potwierdza fakt poprawy szacowania stopnia niesprawności przy uwzględnieniu warunku detekcji (2). Generalnie z obserwacji widać, iż wartości stopnia niesprawności maleją w kierunku rzeczywistej procentowej wartości zastosowanej przysłony imitującej np. zanieczyszczenie. Prezentowane wyniki dotyczą całego zakresu zmienności badanych charakterystyk, natomiast w tabeli 2 przedstawiono analogiczne wyniki dla zakresu mocy $(0,9 \cdot P_{max} \div P_{max})$.

Jak widać, dla zakresu mocy $(0,9 \cdot P_{max} \div P_{max})$ błędy szacowania stopnia niesprawności zmniejszyły się, zaś podczas pracy panelu bez przysłony przy zastosowaniu warunku detekcji (2) są zerowe.

Wyniki zestawione w tabelach 1 i 2 potwierdzają przydatność opracowanej metody szacowania stopnia niesprawności. Jest ona szczególnie istotna przy ocenianiu stanu (stopnia niesprawności) paneli amorficznych, które cechują się największymi losowymi wahaniami parametrów pracy. Dowiedziono, że losowe przysłonięcie dowolnej części powierzchni modułu fotowoltaicznego skutkuje proporcjonalnym obniżeniem wartości generowanego prądu, czyli również zmniejszeniem sprawności. Należy podkreślić, iż przedstawiona metodologia sprawdza się w przypadku wystąpienia losowych czynników nieprzepuszczających promieni słonecznych. W przypadku losowych zacięnięć oraz innych zanieczyszczeń częściowo (nie całkowicie) przysłaniających powierzchnię modułu, zastosowany aparat matematyczny powinien zostać zmodyfikowany.

Tabela 1. Przykładowe wartości stopnia niesprawności $S_{\%}$ dla różnych wartości irradiancji D_r dla pełnego zakresu zmienności mocy

D_r [W/m^2]	Spełnienie warunku (2)	$S_{\%}$ [%]		
		Bez przysłony	Przysłona 30 %	Przysłona 60 %
120-150	NIE	-0,432	31,328	58,291
	TAK	0	30,872	54,794
200-210	NIE	2,036	41,351	68,012
	TAK	0	37,831	63,810
370-400	NIE	13,605	56,021	71,470
	TAK	2,790	42,364	65,871
490-560	NIE	18,302	56,017	76,713
	TAK	7,740	45,350	70,180

Tabela 2. Przykładowe wartości stopnia niesprawności $S_{\%}$ dla różnych wartości irradiancji D_r dla $(0,9 \cdot P_{max} \div P_{max})$

D_r [W/m^2]	Spełnienie warunku (2)	$S_{\%}$ [%]		
		Bez przysłony	Przysłona 30 %	Przysłona 60 %
120-150	NIE	2,098	32,163	60,443
	TAK	0	28,382	58,909
200-210	NIE	0,652	40,005	70,706
	TAK	0	33,504	65,836
200-240	NIE	1,799	33,382	65,304
	TAK	0	29,467	61,084
370-400	NIE	1,528	43,787	70,008
	TAK	0	34,124	62,318
490-560	NIE	0,558	42,911	74,291
	TAK	0	35,126	70,922

4. PODSUMOWANIE

Przeprowadzone w pracy rozważania i eksperymenty potwierdzają zasadność monitorowania stopnia niesprawności podczas eksploatacji modułu fotowoltaicznego. Taki sposób postępowania pozwala szybko zdiagnozować występowanie możliwych czynników obniżających sprawność testowanego modułu, w szczególności procesów starzeniowych lub zanieczyszczeń powierzchni

roboczej modułu nieprzepuszczających promieniowania słonecznego. Szybka reakcja serwisowa, eliminująca potencjalne źródło wykrytych nieprawidłowości w pracy modułu, umożliwia efektywną poprawę sprawności modułu lub całego systemu fotowoltaicznego.

LITERATURA

- [1] Ciok Z., Ochrona środowiska w elektroenergetyce – tom XXIX z serii ‘Podstawowe problemy współczesnej techniki’, Wydawnictwo naukowe PWN, Warszawa 2001.
- [2] Gautam N., Kaushika N., Reliability evaluation of solar photovoltaic arrays, *Solar Energy* 72/2 (2002).
- [3] Kandyda A., Rodacki T., Przetwarzanie energii w elektrowniach słonecznych, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2000.
- [4] Norma PN-EN 61194 grudzień 2002, Parametry charakterystyczne autonomicznych systemów fotowoltaicznych (PV).
- [5] Pluta Z., Słoneczne instalacje energetyczne, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2003.
- [6] Trzmiel G., Wyznaczanie i weryfikacja modeli matematycznych w procesie oceny stanu modułu fotowoltaicznego, *ZKwE – Zastosowania Komputerów w Elektrotechnice*, Poznań, 20-22.04.2009.
- [7] Trzmiel G., Zastosowanie metody wnioskowania diagnostycznego w identyfikacji stanu modułu fotowoltaicznego, *ZKwE – Zastosowania Komputerów w Elektrotechnice*, Poznań, 16-18.04.2007.

IMPACT ANALYSIS RANDOM POLLUTION ON THE OPERATION OF THE PHOTOVOLTAIC MODULE

In this paper the authors present the proceeding methodology for detecting anomalies in the current work of the photovoltaic module. Focused particularly on identifying the effects of random exceptions operating surfaces the module caused by the presence of natural apertures existing during normal operation. Introduced the concept of disability the module and proposed a method to minimize the impact of temporary, short-term factors such as shading, ice or topical local the surface temperature variations. Considerations were verified experimental measurements, the results of which confirmed the correctness of the assumptions.