Odbiór systemu fotowoltaicznego (PV) – procedury i dokumentacja – cz. 2

System fotowoltaiczny (PV) musi odpowiadać wymaganiom zarówno samego użytkownika – m.in. w zakresie przewidywanej wydajności, długoletniej niezawodności oraz bezpieczeństwa obsługi i eksploatacji – jak i często wymaganiom instytucji finansujących bądź współfinansujących inwestycję, np. w zakresie zakładanej produktywności energii elektrycznej.

Dr inż. Tadeusz Żdanowicz, Politechnika Wrocławska
Wydz. Elektroniki Mikrosystemów i Fotoniki, SolarLab
Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki (PTPV)

Interpretacja kształtu krzywej prądowo-napięciowej (I-V)

W obrębie zmierzonej krzywej I-V należy wyróżnić trzy obszary:

- część pozioma – od strony osi prądowej (czasami lekko opadająca), charakteryzująca się niemal stałym prądem przy dużych różnicach napięcia;
- część pionowa, opadająca – od strony osi napięciowej, charakteryzująca się dużym spadkiem wartości prądu przy nieznacznej zmianie napięcia;
- kolano krzywej – obszar przejściowy pomiędzy dwiema wyżej wymienionymi częściami, na którym wyznaczany jest punkt mocy maksymalnej (MPP).

W warunkach stabilnego i równomiernego natężenia promieniowania prawidłowo zmierzona krzywa I-V charakteryzuje się gładkim kształtem oraz monotonicznym spadkiem prądu wraz ze wzrostem napięcia – bez widocznych odchyłek lub nieciągłości. Sam kształt charakterystyki zależy od jakości i technologii ogniw składających się na moduł PV. W przypadku modułów cienkowarstwowych, szczególnie krzemowych (amorficznych), krzywa jest zazwyczaj bardziej zaokrąglona w porównaniu do krzywych modułów montowanych z krystalicznych ogniw krzemowych. Typowa krzywa I-V oświetlonego modułu PV wraz możliwymi odchyleniami od normy przedstawiona została na rys. 1.

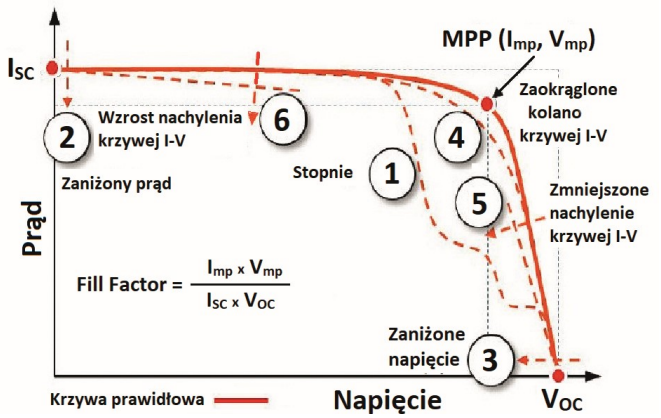
Pomiar krzywej powinien być wykonywany przy natężeniu promieniowania nie mniejszym niż 600 W/m^2, co pozwala na dokładniejsze przeliczenie otrzymanych z krzywej parametrów elektrycznych w warunkach znamionowych STC, ang. *Standard Test Conditions* (natężenia promieniowania G = 1000 W/m^2 i temperatury modułu T_m = 25 °C). Ponieważ zarówno prąd zwarciowy I_{SC}, jak i moc w punkcie mocy maksymalnej PM modułu zmieniają się liniowo zarówno z natężeniem światła G, jak i temperatury modułu T_m, to w celu takiego przeliczenia zastosować można następujące formuły:

$$1)\quad I_{SCstc} = I_{SCzm} \times \left(G_{stc} / G_{zm} \right) \times \Delta T \times \alpha$$

$$2)\quad P_{Mstc} = P_{Mzm} \times \left(G_{stc} / G_{zm} \right) \times \Delta T \times \gamma$$

gdzie: , $\Delta T = Tm - 25^o$

I_{SCSTC} jest prądem zwarciowym, a P_{MSTC} mocą maksymalną modułu w warunkach STC, α, γ są odpowiednio współczynnikami temperaturowymi prądu I_{SC} i mocy P_m, podawanymi przez producenta modułu w kartach katalogowych (typowe wartości



Rys. 1. Typowa charakterystyka prądowo-napięciowa (I-V) oświetlonego modułu PV wraz z możliwymi zniekształceniami świadczącymi o możliwych defektach modułu

dla modułów krzemowych to α = +0,006/°C i γ = -0,005/°C); I_{SCzm} i P_{Mzm} są wartościami wyznaczonymi ze zmierzonej krzywej I-V odpowiadającej aktualnym zmierzonym wartościom natężenia promieniowania G_{zm} i temperatury modułu T_m (zmierzonej na jego tylnej powierzchni). Oczywiście, dokładność takiego przeliczenia zależy od dokładności pomiarów – zarówno charakterystyki I-V, jak i natężenia promieniowania i rzeczywistej temperatury modułu. Wpływ na jakość pomiaru mogą mieć również niewielkie zacienienia/zabrudzenia powierzchni modułu, nierównomierny rozkład temperatury, a także zazwyczaj wyższa temperatura ogniw niż mierzona temperatura tylnej powierzchni modułu.

Wiele mierników przeznaczonych do pomiarów krzywych I-V posiada wbudowane procedury, które pozwalają na wykonanie omawianych przeliczeń. Umożliwia to porównanie otrzymanych parametrów elektrycznych w sposób bezpośredni z wartościami katalogowymi. Opisane rozważania mają zastosowanie również w przypadku całych łańcuchów modułów, dla których przyrząd umożliwia pomiar krzywych I-V.

Przed rozpoczęciem pomiarów należy pamiętać o poprawnej kalibracji przyrządu pomiarowego oraz zapoznać się z danymi katalogowymi modułów/łańcuchów modułów.

Anomalie krzywej I-V

Jeśli chodzi o niepewności związane z pomiarem natężenia oświetlenia i temperatury modułu, dopuszczalne są niewielkie różnice pomiędzy przewidywaną a zmierzoną krzywą I-V. Mogą występować nawet w przypadku modułów tego samego producenta.

Gdy odchylenia wykresu wybiegają poza dopuszczalną tolerancję, powinna być przeprowadzona kontrola.

Zabezpieczenia systemu PV po stronie DC i AC

Niezwykle ważne jest zabezpieczenie systemów PV po stronie DC (modułów). Zacieniony lub uszkodzony moduł staje się elementem biernym, powodując zwarcie w łańcuchu lub stając się obciążeniem dla pozostałych modułów. W tym drugim przypadku przez taki moduł płynie prąd wsteczny (w kierunku zaporowym) o znacznej wartości, powodując odkładanie się na module bardzo dużego napięcia. Moduły fotowoltaiczne są w stanie wytrzymać pewną wartość prądu wstecznego, jednak grozi to ich uszkodzeniem, szczególnie jeżeli taki stan utrzymuje się przez dłuższy czas. By temu zapobiec, stosowane są zabezpieczenia przeciążeniowe i zwarciowe (rozłączniki bezpiecznikowe). Prąd zwarcia płynący z pozostałych łańcuchów przepływa przez bezpiecznik w łańcuchu z zacienionym obszarem, co pozwala na prawidłowe funkcjonowanie pozostałej części instalacji.

Gdy połączonych równolegle jest więcej łańcuchów modułów fotowoltaicznych, należy każdy łańcuch zabezpieczyć dedykowanymi wyłącznikami lub bezpiecznikami. Jeżeli jeden z przewodów jest uziemiony, wystarczy zastosować tylko jeden wyłącznik/bezpiecznik – na nieuziemionym przewodzie. W sytuacji, gdy system jest izolowany, wymagane są dwa wyłączniki/bezpieczniki. Wyłączniki i bezpieczniki muszą być poprawnie dobrane do możliwej wartości płynącego prądu.

System PV musi zawierać zabezpieczenia pozwalające rozłączyć falownik od strony DC pola modułów fotowoltaicznych i od strony AC sieci energetycznej w przypadkach konserwacji, napraw awaryjnych lub pożaru. Zabezpieczenie powinno gwarantować izolowaną przerwę w obwodzie. Zastosowanie odłączników bezpiecznikowych do poszczególnych łańcuchów taką przerwę gwarantuje. Nie wolno rozłączać obwodu znajdującego się pod obciążeniem odłącznikami bezpiecznikowymi, gdyż istnieje możliwość powstania łuku elektrycznego. Należy najpierw wyłączyć obciążenie poprzez rozłączniki lub wyłączniki dedykowane do wyłączania prądów roboczych.

Źródłem prądu zwarciowego może być sieć energetyczna. Prąd zwarciowy płynący od linii poprzez falownik, nieodseparowany, bez zastosowanych odpowiednich zabezpieczeń, może wywołać poważne uszkodzenia modułów i innych urządzeń.

Rozłączniki lub wyłączniki powinny znajdować się po stronie AC i DC falownika i powinny być połączone z wyłącznikiem przeciwpożarowym.

Uziemienie pola modułów PV nie zawsze jest wymagane, zależy od typu falownika i klasy ochrony. W przypadku, gdy brak jest systemu odgromowego, moduły znajdują się w strefie ochronnej obwodu o bardzo niskim napięciu (obwody SELV, PELV) lub falownik posiada separację galwaniczną, a moduły są 2. klasy, wykonanie uziemienia nie jest wymagane. W pozostałych przypadkach wyrównanie potencjałów jest niezbędne.

Dodatki

Poniżej zamieszczono przykładowy gotowy druk raportu kontroli systemu, sporządzony zgodnie ze wszystkimi wytycznymi norm obowiązujących w zakresie weryfikacji działania systemów PV.

Dokument podzielony został na części – część weryfikacji systemu w sposób wizualny (Tabela 2) oraz weryfikacja poprzez pomiary (Tabela 3).

Skuteczna ochrona instalacji fotowoltaicznych

DEHNcube

- wodoszczelna (IP65) obudowa z układem wyrównania ciśnienia
- unikalna technologia SCI
- całkowity prąd wyładowczy (8/20) I_{total} = 40 kA, niski poziom ochrony U_p < 4 kV
- sprawdzony i odporny na błędy układ połączeń Y zapewnia ochronę w przypadku uszkodzeń izolacji w obwodzie generatora PV
- łatwe i szybkie podłączenie bez użycia narzędzi dzięki zaciskom sprężynowym
- do stosowania w systemach PV zgodnie z normą PN-HD 60364-7-712

DEHN chroni.
Ochrona odgromowa, ochrona przed przepięciami, sprzęt bezpieczeństwa

DEHN POLSKA sp. z o.o.
ul. Wołoska 16, 02-675 Warszawa, tel. (22) 299-60-40 do 41, www.dehn.pl

Tabela 1. Typowe anomalie krzywej I-V modułu/pola modułów PV (rys. 1)

Odchylenie 1 – schodki lub wcięcia krzywej

Kształt krzywej I-V oznaczony numerem 1 na rys. 1 wskazuje na rozbieżności w zakresie generowanego prądu pomiędzy różnymi obszarami modułu/pola PV. Charakterystyczne schody są efektem działania diody by-pass bocznikującej obszar odpowiadający za niższy prąd. Sytuacja taka może mieć miejsce w kilku przypadkach:

- pole modułów/moduł są częściowo zacienione,
- pole modułów/moduł są częściowo zabrudzone lub czymś pokryte (np. śniegiem, szronem itp.),
- uszkodzone ogniwa/moduł.

Uwaga: Nawet częściowe zacienienie pojedynczego ogniwa w module PV może spowodować włączenie diody bocznikującej, powodując wyraźne wcięcie w krzywej I-V.

Odchylenie 2 – zbyt niski prąd

Przyczyny związane z polem modułów PV:

- równomierne zabrudzenie powierzchni modułów,
- pasy zacienień,
- brud osadowy,
- degradacja modułów.

Uwaga: Pasy zacienienia i brud osadowy mają zbliżone działanie do jednolitego zabrudzenia: zmniejszają prąd proporcjonalnie we wszystkich grupach ogniw/modułów, które zostały zamocowane w przybliżeniu na tej samej wysokości; przykładem mogą tu być poziome pasy brudu osadowego na cienkowarstwowych modułach zamontowanych w orientacji pionowej.

Przyczyny związane z niepoprawnym wprowadzeniem danych modułów PV/ łańcuchu modułów PV:

- wprowadzone nieprawidłowe dane modułów PV,
- niepoprawnie wpisana liczba równoległych łańcuchów (MPP).

Przyczyny pomiarowe:

- zmiana natężenia promieniowania (zależne od pogody) podczas pomiaru krzywej I-V,
- czujnik natężenia promieniowania jest zacieniony lub nie jest zamontowany w płaszczyźnie układu,
- problemy z kalibracją lub błąd pomiaru,
- natężenie promieniowania jest zbyt niskie lub słońce jest zbyt blisko linii horyzontu,
- efekty związane z odbiciem światła od jasnej powierzchni (albedo), takiej jak śnieg, woda, jasny piasek, trawa, które mogą powodować, że czujnik natężenia oświetlenia rejestruje zawyżone natężenie promieniowania.

Uwaga: Jeśli zaniżona wartość prądu oznaczona numerem 2 na rys. 1 jest wyższa, niż można było oczekiwać, to możliwe jest również, że z jakiegoś powodu nieprawidłowo mierzone jest napięcie na module/polu modułów i jego wartość jest zawyżona w stosunku do wartości prawidłowej dla danych warunków pomiaru krzywej I-V.

Odchylenie 3 – zbyt niskie napięcie

Przyczyny związane z polem modułów PV:

- zwarte lub odwrotnie wmontowane diody bocznikujące (by-pass),
- nieprawidłowa liczba modułów PV w łańcuchu (błędy projektowe),
- degradacja modułów,
- znaczne i jednolite zacienienie całego ogniwa/ modułu/ łańcucha PV.

Przyczyny związane z błędnie wprowadzonymi danymi systemu PV (danymi modułów / łańcuchów modułów PV):

- wprowadzone nieprawidłowe dane modułu PV,
- wpisana niepoprawna liczba modułów w łańcuchu PV.

Przyczyny pomiarowe:

- temperatura ogniwa PV/ modułu PV znacznie różni się od wartości mierzonej.

Temperatura jest istotnym parametrem wpływającym na napięcie modułu PV. Różnica pomiędzy temperaturą zmierzoną a temperaturą rzeczywistą może znacząco wpłynąć na kształt krzywej I-V. W takim przypadku należy w pierwszej kolejności sprawdzić, czy czujnik temperatury nie odkleił się od tylnej powierzchni modułu. Prawidłowo powinien on być zamontowany na środku ogniwa i na środku modułu – należy zwrócić szczególną uwagę, aby czujnik nie był zamontowany na krawędzi ogniwa, pomiędzy ogniwami z możliwością bezpośredniej ekspozycji lub pod paskiem metalizacji.

Różnica pomiędzy tylną temperaturą modułu a temperaturą ogniwa może wynosić nawet 10 °C, dlatego aby pomiary były bardziej miarodajne, należy zmierzyć temperaturę więcej niż jednego moduł w łańcuchu.

Jeżeli jednak któryś z modułów wykazuje znacznie podwyższoną temperaturę w stosunku do innych modułów w łańcuchu, może to sygnalizować problem.

Uwaga: W przypadku, gdy zaniżona wartość napięcia oznaczona numerem 3 na rys. 1 jest wyższa, niż można było oczekiwać, to jest możliwe, że nieprawidłowo mierzone jest napięcie i jego wartość jest zaniżona w stosunku do prawidłowej dla danych warunków krzywej I-V.

Odchylenie 4 – Krzywa jest bardziej zaokrąglona w zakresie kolana

Przyczyny:

- procesy starzeniowe zachodzące w modułach.

Uwaga: Aby potwierdzić taką interpretację, należy sprawdzić, czy nie uległy zmianie nachylenia krzywej I-V opisane i oznaczone jako odchylenia 5 i 6, ponieważ takie właśnie zmiany mogą mieć istotny wpływ na zaokrąglenie w zakresie kolana.

Odchylenie 5 – zmniejszony kąt nachylenia części pionowej krzywej I-V

Nachylenie pionowej części krzywej I-V pomiędzy napięciem rozwarcia a punktem mocy maksymalnej (V_{mp}) wynika głównie z rezystancji szeregowej modułu/łańcucha PV. Zwiększona rezystancja powoduje zmniejszenie nachylenia zbocza w tej części krzywej.

Możliwe przyczyny zwiększonej rezystancji szeregowej:

- uszkodzenia lub błąd przewodów (zbyt małe pole przekroju),
- błędy w połączeniach modułów lub łańcuchów modułów,
- zwiększona rezystancja szeregowa pojedynczych ogniw/modułów (np. na skutek degradacji, korozji metalizacji, zacienienia).

Uwaga: Podczas testowania pola modułów PV jedynie dwoma długimi kablami, tj. bez wydzielonych par przewodów prądowych i napięciowych, należy skorygować wynik pomiaru, uwzględniając spadek napięcia na rezystancji szeregowej przewodów pomiarowych. Jeżeli błąd jest widoczny na krzywej I-V, a przekrój przewodów pomiarowych został odpowiednio dobrany, to może to wskazywać na błąd lub uszkodzenia w okablowaniu (np. korozję).

Odchylenie 6 – zwiększony kąt nachylenia części poziomej krzywej I-V

Zmiany nachylenia górnej części krzywej I-V spowodowane są pojawieniem się zbyt dużego prądu upływu.

Prawdopodobne przyczyny to:

- degradacja modułu – znaczny wzrost prądu upływu (znaczny spadek rezystancji upływu),
- niedopasowanie prądów I_{sc} ogniw w module,
- stożkowy cień lub zabrudzenia.

Zbyt niska rezystancja upływu może prowadzić do pojawienia się lokalnych gorących punktów w ogniwach. Niewielkie różnice w wartościach prądów I_{sc} pomiędzy poszczególnymi modułami w łańcuchu PV mogą wynikać z rozbieżności produkcyjnych.

Tabela 2. Przykład listy pokontrolnej systemu PV			
Część DC	**TAK**	**NIE**	**Uwagi**
System po stronie DC został zaprojektowany oraz zainstalowany generalnie zgodnie z wymaganiami normy IEC 60364	V		
Maksymalne napięcie łańcucha modułów PV jest odpowiednie do jej lokalizacji, uwzględniając wszelkie dodatkowe czynniki (zacienienie, natężenie promieniowania)	V		
Elementy konstrukcji mechanicznej, struktury montażowe zostały dobrane i zmontowane tak, aby były odporne na oczekiwane wpływy zewnętrzne, takie jak śnieg, wiatr, temperaturę i korozję	V		
Mocowania dachowe zostały wykonane tak, aby wytrzymać wpływ warunków zewnętrznych	V		
Ochrona przed porażeniem prądem elektrycznym			
Ochrona SELV/PELV została zainstalowana		V	nie obowiązkowe
Została zastosowana ochrona izolacji co najmniej kl. II		V	nie obowiązkowe
Montaż systemu PV włącznie z przewodami elektrycznymi został wykonany w taki sposób, aby zminimalizować ryzyka zwarć	V		
Ochrona przed skutkami uszkodzenia izolacji			
Odseparowanie wewnątrz falownika lub po stronie AC	V		
Uziemienie funkcjonalne przewodników DC	V		
System alarmowy wykrywania nieprawidłowości izolacji jest zainstalowany zgodnie z normą IEC 60364	V		
System alarmowy wykrywania prądów różnicowych został zainstalowany zgodnie z normą IEC 60364	V		
Ochrona nadprądowa			
a) Gdy nie ma zainstalowanych urządzeń ochronnych w łańcuchu			
Przekrój okablowania jest dobrany tak, aby przenieść maksymalny prąd zwarcia	V		
Bezpieczniki są dobrane tak, aby możliwa wartość prądu wstecznego była mniejsza niż maksymalna wartość prądu bezpiecznika	V		
b) Gdy są zainstalowane urządzenia ochronne w łańcuchu			
Urządzenia ochronne są zainstalowane poprawnie, zgodnie z normą IEC 60364-9-1	V		
Uziemienia i sposób połączeń			
a) Gdy system zawiera uziemienie robocze jednego z przewodów			
Uziemienie robocze zostało zainstalowane poprawnie i zgodnie ze standardami normy IEC 60364	V		
b) Gdy zostało zastosowane bezpośrednie połączenie do ziemi			
Połączenia z ramą tablicy oraz przerywacz działający przy zwarciu zostały zainstalowane poprawnie oraz są zgodne ze standardami normy IEC 60364	V		
c) Gdy są zainstalowane przewody wyrównujące potencjały			
Przewody wyrównawcze są ułożone równolegle w wiązce z kablami DC	V		
Ochrona przed skutkami wyładowań atmosferycznych			
W przypadku zainstalowania odgromników SPD powinny być zgodne ze standardami normy IEC 60364	V		
Powierzchnia obwodów elektrycznych powinna być jak najmniejsza, aby zminimalizować napięcie wywołane przez piorun	V		
Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego			
Wszystkie zastosowane elementy DC są przeznaczone do pracy ciągłej, w czasie obciążenia maksymalnym napięciem i prądem stałym zgodnie ze standardami normy IEC 60364	V		
Okablowanie zostało dobrane i zamontowane prawidłowo, w taki sposób, aby wytrzymało wpływ czynników zewnętrznych (wiatr, temperatura, promieniowanie świetlne i UV)	V		
Sposób izolowania i rozłączania łańcuchów pola modułów PV i jego sekcji jest zgodny z wymaganiami normy IEC 60364-9-1	V		
Rozłącznik DC został zamontowany po stronie DC falownika zgodnie ze standardami normy IEC 60364	V		
Wtyczki oraz gniazda są prawidłowo dobrane i dopasowane zgodnie ze standardami normy IEC 60364	V		
Gdy zostały zamontowane diody blokujące (by-pass)			
Napięcie zwrotne diody wynosi co najmniej dwukrotną wartość maksymalnego napięcia w łańcuchu			
Część AC			
Urządzenie odłączające falownik (wyłącznik, bezpiecznik) zostało poprawnie zainstalowane po stronie AC	V		
Falownik został skonfigurowany poprawnie	V		
Wyłącznik różnicowoprądowy został dobrany i zainstalowany prawidłowo zgodnie ze standardami normy IEC 60364	V		
Identyfikacja/oznakowanie			
Skrzynki DC zostały oznakowane etykietą ostrzegającą, że wewnątrz znajdują się elementy, które mogą być pod napięciem po odłączeniu falownika od sieci energetycznej	V		
Urządzenia rozłączające po stronie AC zostały wyraźnie oznakowane	V		
Punkt styku sieci wyposażono w etykiety ostrzegawcze o podwójnym zasilaniu	V		
Układy elektryczne, zabezpieczenia, przełączniki i zaciski zostały oznakowane zgodnie ze standardami normy IEC 60364	V		
Wszystkie oznaczenia i etykiety zostały odpowiednio i trwale zamontowane	V		
Procedury alarmowe są dostępne	V		
Procedury wyłączania systemu są dostępne	V		

Tabela 2 przedstawia przykładową listę pokontrolną (ang. *checklist*) systemu PV. W tabeli można wyróżnić następujące kategorie:

- Część stałoprądowa DC (część PV do wejścia falownika)
- Ochrona przed porażeniem prądem elektrycznym
- Ochrona przed skutkami uszkodzenia izolacji
- Ochrona nadprądowa
- Uziemienia i sposób połączeń
- Ochrona przed skutkami wyładowań atmosferycznych
- Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego
- Część AC
- Identyfikacja elementów systemu / oznakowanie

Tabela 3. Raport pola modułów PV

RAPORT Z TESTÓW POLA MODUŁÓW PV				Odbiór: ☐	Przegląd okresowy ☐		
Adres instalacji:				Ref.:			
				Data:			
Opis prac kontrolnych:				Sprawdzający:			
				Spis przyrządów pomiarowych:			
Łańcuch	Łańcuch PV nr	1	2	3	4	…….	n
	Moduł					…….	
	Liczba					…….	
Parametry tablicy PV wg specyfikacji	V_{oc} (STC)					…….	
	I_{sc} (STC)					…….	
	Azymut					…….	
	Temperatura [°C]					…….	
Urządzenie zabezpieczenia nadprądowego	Typ					…….	
	Wartość [A]					…….	
	Wartość DC [V]					…….	
	Obciążalność [kA]					…….	
Okablowanie łańcucha	Typ					…….	
	Fazowe [mm²]					…….	
	Ziemia [mm²]					…….	
Test łańcucha	V_{OC} [V]					…….	
	I_{SC} [A]					…….	
	Natężenie promieniowania [kW/m²]					…….	
Sprawdzenie polaryzacji							
Rezystancja izolacji pola modułów PV	Napięcie pomiaru [V]					…….	
	Plus-Ziemia [MΩ]					…….	
	Minus-Ziemia [MΩ]					…….	
Sprawdzenie ciągłości uziemienia							
Odłącznik pola modułów PV	Wartość [A]					…….	
	Wartość [V]					…….	
	Lokalizacja					…….	
	Sprawdzenie funkcjonalności					…….	
Falownik	Producent/model					…….	
	Numer seryjny					…….	
	Funkcjonuje ok.					…….	
Uwagi:							

Tabela 4. Przykładowy certyfikat jakości systemu PV (wystawiany po odbiorze systemu)

Certyfikat kontroli systemu PV	Odbiór:	
	Kontrola okresowa:	
Użytkownik:	Opis instalacji:	
Adres (lokalizacja instalacji):	Moc znamionowa kW (DC):	
	Lokalizacja:	
	Testowane obwody:	
Data testu:		
Nazwa i adres wykonawcy:	Raport z kontroli zgodności z IEC 60364-6:	
	Raport z testu na zgodność z IEC 60364-6:	
	Raport z inspekcji pole modułów PV:	
	Raport z testu pola modułów PV:	
Projekt Konstrukcja Oględziny i Test		
Ja(my) jako osoba(-y) (jak wskazuje(-ą) podpis(-y) poniżej) odpowiedzialna(-e) za zaprojektowanie, wykonanie, kontrolę i badania instalacji elektrycznej w zakresie, który został opisany powyżej, oświadczam(-y), że posiadam(-y) należyte umiejętności i dołożyłem(-liśmy) należytej staranności przy wykonaniu projektu budowlanego, inspekcji i testowaniu oraz że niniejsza praca, w zakresie mojej(naszej) odpowiedzialności została wykonana według najlepszej mojej(naszej) wiedzy i przekonania, zgodnie z …….		
Podpis / nazwisko	Następna weryfikacja po czasie nie dłuższym niż:	
	UWAGI:	

Literatura

[1] IEC 62466 Grid connected PV systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.
[2] Inspection, Testing and Certification of PV Power Plants, TÜV Rheinland 2014.
[3] Ł. Tymosz , Audyt i dokumentacja systemu PV włączonego do sieci energetycznej oparte na zapisach normy EN 62446, praca dyplomowa inżynierska, Politechnika Wrocławska, Wrocław 2016.
[4] Materiały szkoleniowe instalatorów systemów PV, Centrum Fotowoltaiki, Warszawa.

Autor jest wiceprezesem Polskiego Towarzystwa Fotowoltaicznego, a także Przewodniczącym Komitetu Technicznego KT 54 (Chemiczne Źródła Prądu) w Polskim Komitecie Normalizacyjnym. KT 54 jest odpowiedzialny za wdrażanie na rynek krajowy norm IEC z zakresu fotowoltaiki.