

Wpływ efektu zacienienia na pracę elektrowni solarnej z systemem rozproszonych paneli fotowoltaicznych

Streszczenie. Instalacje fotowoltaiczne coraz bardziej wpisują się w krajobraz Polski. Biorąc pod uwagę geograficzne uwarunkowania naszego kraju, jak również mając na uwadze niekorzystny wpływ zjawiska zacienienia na pracę systemu fotowoltaicznego należy zastanowić się, czy klasyczna struktura elektrowni solarnej jest tutaj najlepszym rozwiązaniem. W niniejszej pracy zaprezentowana została koncepcja elektrowni fotowoltaicznej o tzw. strukturze rozproszonej, polegającej na podziale panelu fotowoltaicznego na mniejsze części. Szczególna uwaga poświęcona została podstawowemu elementowi każdej elektrowni tego typu, czyli ogniwu fotowoltaicznemu, od którego w głównej mierze zależą parametry robocze całego systemu. W rozdziale opisującym dobór parametrów i struktury modułu fotowoltaicznego oraz wyniki jego badań laboratoryjnych pokazano, jak dużą stratę mocy generowanej przez moduł powoduje zacienienie o niewielkich wymiarach – stanowiące tutaj mniej niż 1% powierzchni całego modułu. Wykazano również, że poza powierzchnią zacienienia, istotny wpływ na wartość straty mocy ma również położenie miejsca zacienienia.

Abstract. Photovoltaic installations have blend in the Polish landscape. Taking into account the geography of our country, as well as bearing in mind the negative impact of shading on the operation of photovoltaic systems, it should be considered whether the classic structure of a solar plant is the best solution. In this paper, the concept of power plant based on system of distributed photovoltaic panels is presented. Particular attention is paid to the photovoltaic cell, being a basic element of each power plant of this type, on which the operation parameters of the entire system depend. The chapter describing the selection of solar module parameters and its structure, as well as the results of laboratory tests, shows how much power loss, generated by the module, is caused by shading of a small area (less than 1% of the surface of entire module). It is also shown that, apart from the shaded surface, the location of the shaded space has a significant influence on the value of the power loss. (**Influence of shading effect on operation of solar plant with system of distributed PV panels**)

Słowa kluczowe: cela fotowoltaiczna, przetwornica DC/DC, rozproszony system fotowoltaiczny, zacienienie.

Keywords: DC/DC converter, photovoltaic cell, shading, spread photovoltaic system.

Wprowadzenie

Rosnąca świadomość społeczna w zakresie ekologii oraz coraz bardziej rygorystyczne wymagania prawne, dotyczące emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń przyczyniają się do wzrostu popularności rozwiązań opartych na alternatywnych źródłach energii. Spośród dostępnych rozwiązań najczęściej spotykane to energetyka wiatrowa i energetyka solarna, przy czym, dla przeciętnego konsumenta energetyka solarna jest bardziej przystępna. Jest to uwarunkowane głównie ekonomicznie oraz, w pewnym zakresie mocy takiego systemu (w przypadku Polski) uproszczona jest droga formalna dla uzyskania zezwoleń na budowę i dołączanie instalacji fotowoltaicznej do sieci elektroenergetycznej. Ponadto, na rynku obecne są firmy, które pośredniczą w tym procesie, co dodatkowo upraszcza postępowanie formalne.

Geograficznie, Polska usytuowana jest pomiędzy 54, a 49°N i między 14, a 24°E. Rozciągłość południkowa wynosi 5° (649 km), co powoduje wyraźne różnice w długości trwania dnia między krańcami północnymi, a południowymi Polski. Rozciągłość równoleżnikowa wynosi 10° (689 km), czego konsekwencją jest 40-minutowa różnica czasu słonecznego między zachodnimi, a wschodnimi krańcami kraju. Rozciągłość południkowa powoduje różnice wysokości słońca nad horyzontem i długości dnia, a zatem i różne ilości energii słonecznej docierającej do powierzchni Ziemi w poszczególnych porach roku. Liczba słonecznych godzin w Polsce leży w zakresie od 1390 do 1900 godzin [1]. Co, w przeliczeniu na dni, wynosi od 58 do 79 dni słonecznych. W najlepszym przypadku jest to więc zaledwie 20% wszystkich dni danego roku.

Poza uwarunkowaniami geograficznymi, dla fotowoltaiki znaczenie ma architektura przestrzenna. Teoretycznie, najkorzystniej budować farmy fotowoltaiczne na terenach najbardziej nasłonecznionych i oddalonych od źródeł cienia. A zatem, najkorzystniej wybierać takie lokalizacje farmy słonecznej, które pozbawiane są średniej i wysokiej roślinności oraz zabudowy mieszkalnej i przemysłowej oraz

elementów małej architektury. Znaczne oddalenie elektrowni fotowoltaicznej od wskazanych źródeł cienia powoduje jednak, że koszty przesyłania energii elektrycznej i infrastruktury do tego wymaganej znacznie wzrastają, stąd takie rozwiązanie staje się ekonomicznie opłacalne dopiero dla dużych mocy zainstalowanych.

W praktyce, energia elektryczna potrzebna jest przede wszystkim w obszarach zurbanizowanych i uprzemysłowionych stąd, jako powierzchni zabudowy elektrowni solarnych, wybiera się głównie dachy budynków. Dachy takie jednak bardzo rzadko są projektowane pod kątem instalacji fotowoltaicznej, a bardzo często są tylko adoptowane, co prowadzi do braku możliwości pokrycia całej dostępnej powierzchni panelami fotowoltaicznymi. Na przeszkodzie stoją bowiem elementy konstrukcyjne obiektu i elementy obcych instalacji umieszczonych na dachu, które mogą powodować zjawisko zacienienia.

W niniejszej pracy przedstawiono koncepcję systemu fotowoltaicznego, którego struktura pozwala (w założeniu) zmniejszyć niekorzystny wpływ na jego pracę opisanego wyżej zjawiska.

Zjawisko zacienienia

Zjawisko zacienienia występuje wtedy, gdy część panelu fotowoltaicznego zostanie czasowo bądź długotrwale odcięta od promieniowania słonecznego. Powstające cienie można podzielić na stałe i okresowe. Zacienienia stałe są efektem bliskiego usytuowania obiektów o znacznej powierzchni, które rzucają cień na panel i są, z punktu widzenia panelu, niezależne od ruchów Słońca. Mogą to być elementy zabudowy, np.: zadaszzenia, kominy, lukarny, czerpnie i wyrzutnie powietrza, jak również elementy przyrody – drzewa oraz ukształtowanie (wzniesienia) terenu itp. Zacienienia czasowe (okresowe) są zależne od ruchu Słońca oraz ruchu obiektów wytwarzających cień. Przykładowo, przyczynami występowania zacienień okresowych mogą być: śnieg, liście, ptasie odchody, pyły, sadza, jak również niewielkie maszty antenowe czy elementy instalacji odgromowej [2].

Zjawisko zacielenia nie jest stałe w ciągu roku ponieważ specyfika padających na panel cieni zależy od ruchu Słońca, a ruch słońca zależy od pory dnia i roku. Najgorsze warunki słoneczne (najmniejsze nasłonecznienie) i najdłuższe cienie występują w okresie zimowym.

Oprócz czasu trwania zacielenia istotny jest również jego stopień informujący o tym, jaki procent promieniowania został zaabsorbowany przez objekty występujące w pobliżu panelu.

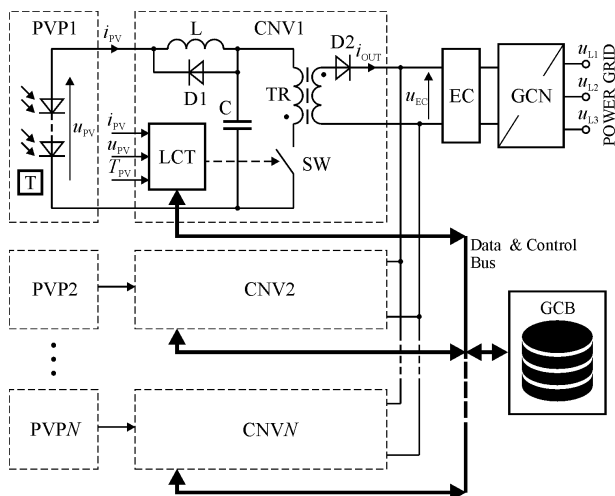
Zacielenie jest szczególnie niepożądanym zjawiskiem z uwagi na spadek generacji energii z instalacji fotowoltaicznej. Spadek ten jest nieproporcjonalnie duży w stosunku do zacielenia powierzchni i może prowadzić do utraty mocy całego panelu. Dodatkowo, zacielenie powoduje lokalne nagrzewanie się panelu, co prowadzi do dalszego spadku jego wydajności energetycznej. W ekstremalnych sytuacjach te nagrzane punkty mogą powodować pożar instalacji.

Zacielenie jednego z ogniw panelu fotowoltaicznego (PV) powoduje spadek prądu generowanego w całym panelu, a to przekłada się na spadek prądu generowanego przez cały ciąg, połączonych ze sobą, paneli. System bowiem dostosowuje swoją pracę do najsłabszego w nim ogniwa. Aby ograniczyć pracę systemu przed negatywnymi skutkami zacielenia stosuje się głównie tzw. diody bocznikujące, które umożliwiają przepływ prądu z obejściem zacielenionego ogniwa lub moduły optymalizujące pracę poszczególnych paneli pod kątem uzyskania MPP (MPP – Maximum Power Point) [3].

W wielu opracowaniach (informacjach technicznych dot. instalacji fotowoltaicznych) spotkać można informację typu: „Bardzo ważne jest przy projektowaniu instalacji fotowoltaicznych unikanie możliwości zacielenia którejkolwiek z paneli wchodzących w skład instalacji” [4]. O ile ma to uzasadnienie przy zacieleniach stałych to przy okresowych już nie. Ponieważ dostęp do promieniowania słonecznego jest ograniczony czasowo, więc należy wykorzystywać jego całkowity potencjał i zbudować system o maksymalnej niewrażliwości na zacielenia.

Struktura elektrowni solarnej z systemem rozproszonych paneli fotowoltaicznych

Ogólną koncepcję systemu generacji energii (elektrowni) solarnej, bazującego na rozproszonych panelach fotowoltaicznych przedstawiono na rysunku 1.



Rys.1. Schemat blokowy elektrowni solarnej z systemem rozproszonych paneli fotowoltaicznych

Proponowany system podzielony został na następujące bloki: N niskonapięciowych modułów fotowoltaicznych

(PVP), N konwerterów DC/DC małej mocy (CNV) – każdy konwerter połączony jest z pojedynczym modułem PVP, zasobnika energii (EC) – opartego na technologii LiION, falownika (GCN), umożliwiającego przekazywanie energii do sieci elektroenergetycznej i globalnego bloku sterowania pracą systemu (GCB).

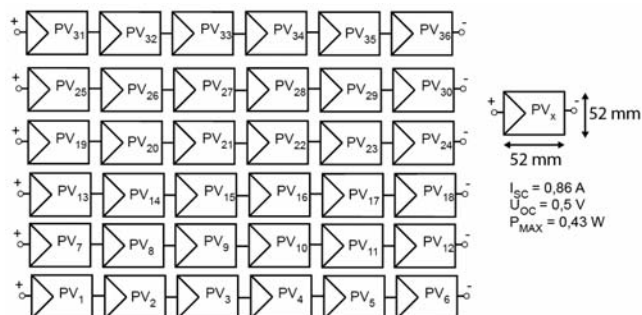
Blok CNV zawiera m.in. konwerter typu flyback wyposażony w lokalny kontroler (LCT). Blok (LCT) monitoruje: napięcie wyjściowe PVP (u_{PV}), prąd wyjściowy PVP (i_{PV}) i temperaturę modułu (T_{PV}). Na podstawie tych wielkości LCT realizuje algorytm śledzenia punktu mocy maksymalnej (MPPT). Lokalne układy sterowania poszczególnymi konwerterami dołączono do GCB za pośrednictwem globalnej, izolowanej, magistrali danych (sterowania).

Badania eksperymentalne modułu fotowoltaicznego

W prezentowanym systemie nie została narzucona struktura ani parametry panelu PV, wobec czego należy uważnie prześledzić, jaka konfiguracja panelu będzie najlepsza pod kątem ilości generowanej energii. W tym celu został przygotowany układ eksperymentalny, zbudowany z 36 ogniw fotowoltaicznych. Każde z nich miało wymiary 52x52 mm i następujące wartości głównych parametrów znamionowych:

- prąd zwarcia: $I_{SC} = 0,86$ A,
- napięcie obwodu otwartego: $U_{OC} = 0,5$ V.

Na układ eksperymentalny składało się łącznie 6 łańcuchów, a każdy z nich to 6 ogniw, połączonych szeregowo. Każdy łańcuch miał wyprowadzone niezależne zaciski elektryczne.



Rys.2. Konfiguracja eksperymentalnego układu ogniw, składających się panel PV

Taka budowa układu eksperymentalnego pozwalała na przebadanie kilku konfiguracji połączeń. Jako najbardziej pożądane, pod kątem integracji z przetwornicą typu flyback, wybrano trzy konfiguracje, przedstawione w Tabeli 1.

Tabela 1. Badane konfiguracje panelu

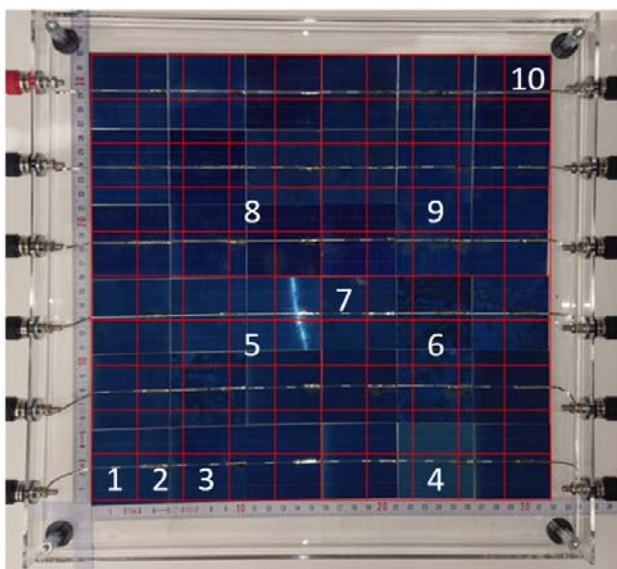
Parametry elektryczne panelu	Konfiguracja nr 1	Konfiguracja nr 2	Konfiguracja nr 3
u_{PV} [V]	6,0	9,0	18,0
i_{PV} [A]	2,58	1,72	0,86
P_{PV} [W]	15,5	15,5	15,5

Dla konfiguracji nr 1 było to 12 ogniw połączonych szeregowo i powstałe w ten sposób 3 łańcuchy połączono równolegle. Dla konfiguracji nr 2 było to 18 ogniw połączonych szeregowo i powstałe w ten sposób 2 łańcuchy połączono równolegle. Dla konfiguracji nr 3 było to 36 ogniw połączonych szeregowo – tworzących jeden łańcuch.

Celem zbadania wpływu zacinienia na badaną konfigurację modułu PV wykorzystano przesłonę o wymiarach 30x30 mm wykonaną z 2 mm grubości blachy kwasoodpornej. Przesłona stanowi model zacinienia, który eliminuje praktycznie 100% docierającego doń promieniowania (nieznaczna tylko nieprzenikliwość promieniowania słonecznego przez przesłonę). Wybór wymiaru geometrycznego modelu zacinienia został podyktowany tym, aby stanowił mniej niż 33% powierzchni pojedynczego ogniwa, co odpowiada powierzchni małego liścia, a jednocześnie nie zacienia, zgodnie z założeniami prowadzonych badań, całej powierzchni ogniwa.

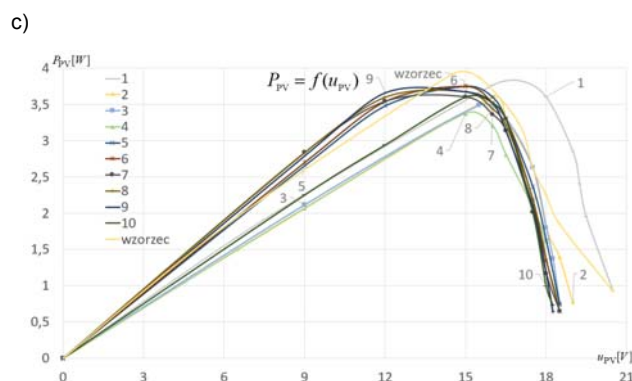
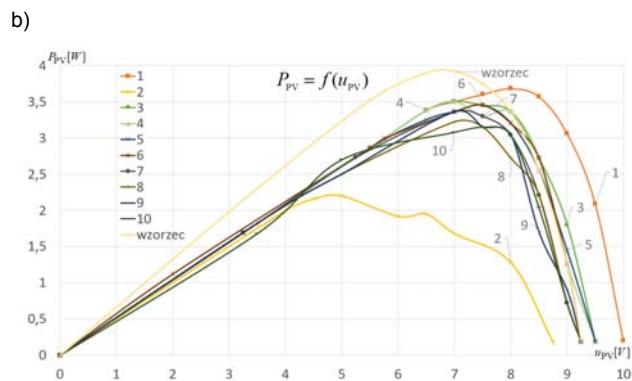
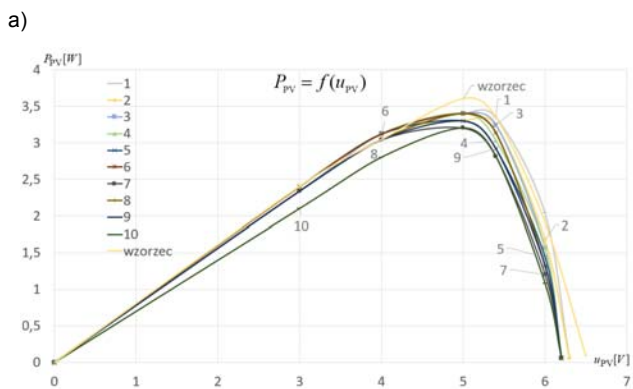
Powierzchnie badanego modułu PV podzielono na 100 równych pól, a następnie w sposób losowy wybrano 10 z nich. Wybrane pola poddano zacińczeniu i dla każdego przypadku wykreślona została charakterystyka mocy w funkcji napięcia, t.j. $P_{PV} = f(u_{PV})$. Obliczono procentowy stosunek mocy ΔP zacińczonego modułu PV względem niezacińczonego.

Wygląd układu eksperymentalnego z wykreśloną siatką podziałową przedstawiono na rysunku 3. Naniesione liczby nawiązują do numeru próby zacińczeniowej i są tożsame z zamieszczonymi na wykresach.



Rys.3. Wygląd fizyczny układu eksperymentalnego z siatką pomiarową

Wyniki badań układu eksperymentalnego dla poszczególnych jego konfiguracji przedstawiono na rysunku poniżej. Badania prowadzono przy modelu nasłonecznienia [5] o irradacji równej 533 W/m^2 . Powierzchnia panelu fotowoltaicznego wynosiła 1024 cm^2 .



Rys.4. Charakterystyki elektryczne panelu dla poszczególnych konfiguracji: a) nr 1, b) nr 2 i c) nr 3; charakterystyki oznaczone, jako „wzorzec” są teoretycznymi dla panelu

Porównując wstępnie tylko charakterystyki wzorcowe, które zostały zdjęte bez żadnego zacińczeniowego można zaobserwować, że przy konfiguracji nr 1 (o najniższym napięciu i najwyższym prądzie) moc była najniższa. Przyczyną takiego zjawiska była najprawdopodobniej rezystancja złącz i połączeń wewnętrznych modułu PV. Można zaobserwować, że napięcia jałowe panelu nie są zbliżone do jednego punktu. Było to spowodowane czasem wykonywania pomiaru, podczas którego moduł PV uległ nagraniu i zmniejszało się napięcie obwodu otwartego.

Tabela 2. Wyniki badań laboratoryjnych panelu

Pomiar:	Konfiguracja nr 1		Konfiguracja nr 2		Konfiguracja nr 3	
	Moc MPP [W]	Procent mocy ΔP [%]	Moc MPP [W]	Procent mocy ΔP [%]	Moc MPP [W]	Procent mocy ΔP [%]
wzorzec	3,6		3,9		3,9	
1	3,4	94,4	3,7	93,9	3,8	97,7
2	3,3	91,7	2,2	56,1	3,6	91,9
3	3,4	94,4	3,5	89,3	3,5	89,1
4	3,4	94,4	3,5	89,3	3,4	86,2
5	3,3	91,7	3,5	88,0	3,8	95,8
6	3,4	94,4	3,5	88,0	3,7	95,8
7	3,2	88,9	3,4	85,7	3,6	91,9
8	3,4	94,4	3,2	82,1	3,7	93,9
9	3,3	91,7	3,4	85,7	3,7	93,9
10	3,2	88,9	3,2	80,4	3,6	91,9
min ΔP	88,9		56,1		86,2	
$\overline{\Delta P}$	92,5		83,9		92,8	

Na podstawie uzyskanych charakterystyk $P_{PV} = f(u_{PV})$ można orzec, że najbardziej zbliżone do wzorcowych wyniki zostały osiągnięte dla konfiguracji nr 1. W tej konfiguracji najmniej ujawnia się bowiem „wypłaszczenie” charakterystyk w pobliżu wartości maksymalnej, które, przy większych zacińczeniach, prowadzić może do powstawania

lokalnych maksimów. Jest to zjawisko niepożądane, gdyż utrudnia pracę algorytmów śledzących punkt mocy maksymalnej (MPPT) [6]. Liczbowe wyniki dla mocy maksymalnych, jak również odniesienie tych mocy do mocy wzorcowych, wyrażone w procentach, przedstawiono w Tabeli 2.

Analizując uzyskane wyniki liczbowe można stwierdzić, że zastosowany model zacieniania wywołał najmniejsze straty mocy dla konfiguracji nr 1. Uzasadnieniem stwierdzenia jest fakt, że dla tej konfiguracji wartość $\min \Delta P$ jest największe, co oznacza, że zacienienie w najmniejszym stopniu pogorszyło parametry całego modułu. Również średnia wrażliwość $\overline{\Delta P}$ jest na wysokim poziomie.

Dodatkowo, w badaniach wzięto pod uwagę uproszczone równanie (1), opisujące wartość prądu ciemnego (wyprowadzone na podstawie powszechnie stosowanego modelu obwodowego celi fotowoltaicznej), który przepływa przez zacieniony obszar ogniwa [7]

$$(1) \quad I_{sh} = \frac{U + I \cdot R_s}{R_{sh}}$$

gdzie: U - napięcie zacienionego obszaru, I - prąd płynący przez zacieniony obszar, R_s - rezystancja szeregową ogniwa, R_{sh} - rezystancja równoległa ogniwa.

Wartość rezystancji szeregowej jest bardzo mała – rzędu pojedynczych mOhm – a rezystancji równoległej na poziomie kOhm [8]. Dla analizowanych przypadków prądy zawierały się w przedziale od 0,86 A do 2,58 A, a napięcia w przedziale od 6 V do 18 V. Biorąc pod uwagę badane konfiguracje można postawić tezę następującą: im wyższe napięcie pracy panelu, tym bardziej prawdopodobne, że wyższe będzie również napięcie zacienionego obszaru, które, w znaczny sposób, wpływa na wartość prądu ciemnego. Stąd, bardziej zasadne, pod kątem uniknięcia negatywnych skutków zacienień, jest stosowanie konfiguracji o niskim napięciu i wyższym prądzie roboczym.

Podsumowanie

Przedstawione wyniki badań pozwalają zapoznać się w szerszym świetle z mechanizmem wpływu zjawiska zacieniania panelu PV na pracę systemu fotowoltaicznego. Pokazują, że dobór konfiguracji elektrycznej panelu nie jest

obojętny dla efektów uzyskiwanych z jego pracy. Podczas badań został wykorzystany, zbudowany do tych celów, panel fotowoltaiczny o powierzchni 1024 cm², a symulowane zacienienie miało powierzchnię 9 cm², co stanowi 0,89 % powierzchni całkowitej panelu. Tak niewielkie zacienienie powodowało utratę znacznej (powyżej 11%) części mocy maksymalnej panelu. Co więcej, w badaniach wykazano, że zacienienie występujące na powierzchni struktury panelu fotowoltaicznego oddziałuje w różnym stopniu na jego pracę – w zależności od miejsca wystąpienia zacienienia. Mając powyższe na uwadze można dojść do wniosku, że temat badań jest ważny i aktualny.

Authors: mgr inż. Mariusz Świdorski, E-mail: Mariusz.Swidorski@put.poznan.pl, dr hab. inż. Michał Gwóźdź, E-mail: Michal.Gwozdz@put.poznan.pl, Politechnika Poznańska, Instytut Elektrotechniki i Elektroniki Przemysłowej, ul. Piotrowo 3A, 60-965 Poznań

REFERENCES

- [1] *Rocznik Statystyczny*, 2017
- [2] Lange G., Fotowoltaika. Wszystko, co warto wiedzieć, cz. 1, *GLOBEnergia* (2012), nr 4
- [3] Daliotto S., Napoli F., Guerriero P., d'Alessandro V., A modified bypass circuit for improved hot spot reliability of solar panels subject to partial shading, *Sol Energy*, Vol. 134, (2016), 211–218
- [4] Kłós M., Kocęba M., Paska J., Rosłaniec Ł., Aspekty techniczne i ekonomiczne wykorzystania urządzeń energoelektronicznych w fotowoltaicznych układach wytwórczych, *Elektroenergetyka* (2011), 4(10)
- [5] Photovoltaic (PV) Module Performance Testing and Energy Rating—Part1: Irradiance and Temperature Performance Measurements and PowerRating. *IEC Standard 61853-1*, ed. 1.0, Jan. (2011)
- [6] Kara A., Silvestre S., Sahed O.A., Artificial bee colony based algorithm for maximum power point tracking (MPPT) for PV systems operating under partial shaded conditions, *Applied Soft Computing*, (2015)
- [7] Porter W. C., Kopp B., Dunlap J. C., Widenhorn R., Bodegom E., Dark current measurements in a CMOS imager, *SPIE-IS&T Electronic Imaging*, (2008), vol. 6816, 1–8.
- [8] Hansen, C. W., i inni, Sensitivity of Single Diode Models for Photovoltaic Modules to Method Used for Parameter Estimation, 28th EU PVSEC Paris, France (2013).