

Grażyna FRYDRYCHOWICZ-JASTRZĘBSKA*
Przemysław KRAWCZYK*

PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZEZ SYSTEM FOTOWOLTAICZNY DACHOWY

Przeprowadzono analizę pracy instalacji fotowoltaicznej nadachowej o mocy 5,5 kWp, pracującej w systemie on-grid, w kontekście jej efektywności i niezawodności pracy. Badania eksperymentalne dotyczyły okresu letniego. Uwzględniono rzeczywisty czas pracy instalacji, pozyskiwaną z niej moc i produkcję energii elektrycznej. Wykonano pomiary gęstości mocy promieniowania słonecznego i temperatury na powierzchni modułów. Uwzględniono wartości wielkości eksploatacyjnych pozyskanych z monitoringu. Wyniki pomiarów charakteryzują się znaczną stochastycznością, co jest konsekwencją wpływu zachmurzenia. Wartość średniej produkcji energii elektrycznej w skali miesiąca nie jest adekwatna do dziennej długości czasu pracy instalacji. Rozbieżności przemawiają za koniecznością prowadzenia pomiarów przy obserwacji wpływu zjawisk meteorologicznych na efekty konwersji PV w cyklu co najmniej kilkuletnim. Dodatkowo zakłócenia wprowadzają awarie systemu.

SŁOWA KLUCZOWE: gęstość mocy promieniowania słonecznego, piranometr, instalacja PV nadachowa, produkcja energii, monitoring.

1. WPROWADZENIE

Efektywność konwersji fotowoltaicznej zależy z jednej strony od parametrów materiałowych, konstrukcyjnych i technologicznych odbiornika energii słonecznej (ogniwa, modułu), determinowanych na etapie projektowania i w procesie produkcyjnym. Z drugiej strony - znaczenie mają czynniki zewnętrzne, warunkujące dostępność promieniowania słonecznego. Należą do nich: lokalizacja geograficzna, parametry czasowe, zarówno w skali roku jak i w zakresie dnia, warunki meteorologiczne, w tym zachmurzenie, przezroczystość atmosfery, temperatura [5]. Roczne zasoby energii słonecznej na powierzchni poziomej w Polsce ocenia się na około 1100 kWh/m² do 1250 kWh/m², z czego na miesiące od kwietnia do września przypada 780 kWh/m². Region Słupska należy do najbardziej nasłonecznionych obszarów w naszym kraju, stąd doskonałym rozwiązaniem wydaje się zamontowanie na dachu budynku Słupskiego Inkubatora

* Politechnika Poznańska

Technologicznego instalacji fotowoltaicznej o mocy 180,36 kWp. W jej skład wchodzi moduły fotowoltaiczne w liczbie 668, o mocy jednostkowej 270 Wp każdy, 6 inwerterów. Dla modułów przyjęto orientację przestrzenną: w kierunku wschód-zachód, pod kątem 20° do poziomu. Szacowany uzysk energii elektrycznej w ciągu roku wynosi ponad 140 MWh. Wartość gęstości mocy na powierzchni odbiornika można zwiększyć przyjmując jego optymalną dla danych warunków orientację przestrzenną, określoną przez kąt pochylenia do powierzchni Ziemi oraz kąt azymutu [5]. W związku ze stochastycznym charakterem warunków zewnętrznych, duże znaczenie mają pomiary gęstości mocy promieniowania, najlepiej roczne lub wieloletnie [1, 6, 10]. Do pomiaru gęstości mocy na powierzchni modułu fotowoltaicznego stosuje się piranometry, względnie pirheliometry. Podczas pomiaru detektor powinien być skierowany prosto w Słońce.

W rozwiązaniach fotowoltaicznych dachowych stosuje się BAPV (*Building Attached Photovoltaics*) [2, 5, 11], względnie BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*) [2, 5, 8].

2. CHARAKTERYSTYKA URZĄDZEŃ POMIAROWYCH

W celu zbadania możliwości energetycznych instalacji fotowoltaicznej wykonano pomiary gęstości mocy promieniowania słonecznego (piranometrem) i temperatury (za pomocą pirometru) (rys.1) na powierzchni modułów, w określonych zakresach czasowych w skali roku i w skali dnia.



Rys. 1. Piranometr HT Italia 204 i pirometr CEM - DT-8865

Specyfikację techniczną pirometru podano w tabeli 1, a piranometru – zawarto w tabeli 2.

Tabela 1. Specyfikacja techniczna pirometru CEM - DT-8865.

Cecha	Charakterystyka
Zakres	-50°C do 1000°C
Czas reakcji	150 ms.
Rozdzielczość optyczna	30:1
Długość fali	8-14 μm
Podstawowa dokładność	$\pm 1,0\%$ w.w.+1°C
Rozdzielczość optyczna	20:1 Odległość do rozmiaru punktu
Emisyjność	regulowana - 0,10 do 1,0

Wskazaniem do przeprowadzenia pomiaru temperatury jest ujemna zależność sprawności konwersji fotowoltaicznej od temperatury na powierzchni modułu [5, 7].

Tabela 2. Specyfikacja techniczna piranometru HT Italia 204.

Cecha	Charakterystyka
Czas życia baterii	100 h
Dokładność	$\pm 10 \text{ W/m}^2$ lub 5%
Temperatura pracy	5°C - 40°C
Temperatura przechowywania wyników	-10 °C – 60 °C
Wyświetlacz	31/2 cyfry z sygnalizacją „OL”
Okres próbkowania	0,25 s
Dokładność	0,1 W/m^2
Wpływ temperatury	$\pm 0,38 \text{ W/m}^2/\text{C}^\circ$ od 25°C
Trwałość	3 lata
Zakres	1-1999 W/m^2
Wymiary	172 x 60 x 38
Masa	150 g
Rozdzielczość	1 W/m^2
Zgodny z normami EMC	EN61326(1997) + A1(1998) + A2(2001)/td>
Temperatura odniesienia	23°C $\pm 5^\circ\text{C}$
Wilgotność pracy	< 80%RH/td>
Wilgotność magazynowania	< 70% RH
Maksymalna wysokość	2000 m

3. CHARAKTERYSTYKA BADANEJ INSTALACJI PV I JEJ ZDALNEGO MONITORINGU

Obiektem badań była instalacja fotowoltaiczna nadachowa, o mocy 5,5 kWp, zlokalizowana w Słupsku. Na system stacjonarny składają się 22 moduły polikrystaliczne krzemowe BEP o mocy jednostkowej 250 Wp [14].

Dla szerokości geograficznej Polski takie rozwiązanie technologiczne wydaje się najkorzystniejsze ze względu na to, że moduły polikrystaliczne charakteryzuje większa czułość na rozproszone promieniowanie słoneczne niż w przypadku modułów monokrystalicznych. Sprawność konwersji energii słonecznej w energię elektryczną dla zastosowanych modułów wynosi 15,4%. Zastosowane moduły posiadają powłokę przeciwodblaskową, co zapewnia wysoką absorpcję promieniowania słonecznego. Producent gwarantuje pełną wydajność dla warunków STC, w przypadku niższych wartości gęstości mocy promieniowania, efektywność jest niższa.

Moduły rozmieszczone są w dwóch panelach i zorientowane optymalnie, w kierunku południowym, pod kątem 36° do powierzchni Ziemi, co powinno zapewnić maksymalny zysk energetyczny w skali całorocznej.

Rozpatrywana instalacja pracuje w systemie on-grid, czyli oddaje do sieci wyprodukowane nadwyżki energii, a w momentach niskiej generacji lub całkowitego jej niedoboru - pobiera energię z sieci. Z uwagi na ciągły dwukierunkowy przepływ energii nie jest wymagany zasobnik energii. Do systemu, oprócz generatora PV oraz inwertera, należy dwukierunkowy inteligentny licznik energii, zabezpieczenia DC i AC oraz okablowanie. Nadwyżka energii produkowanej w instalacji PV przekazywana jest do sieci dystrybucyjnej (publicznej). Dwukierunkowy licznik rejestruje ilość energii.

W układzie pracuje również inwerter blueplanet 5.0 TL3 Firmy KACO new Energy o mocy znamionowej 5 kVA. Jak większość tego typu instalacji wyposażona jest w monitoring [3, 10, 12, 13].



Rys. 2. Badana instalacja fotowoltaiczna o mocy zainstalowanej 5,5 kWp, zintegrowana z dachem, zlokalizowana w Słupsku

Zdalny monitoring, za pomocą pamięci flash driver, zapewnia, dostęp do informacji o parametrach systemu, będących wynikiem pracy badanej instalacji fotowoltaicznej, przedstawionych w tabeli 3.

Tabela 3. Wykaz wielkości eksploatacyjnych rejestrowanych przez zdalny monitoring instalacji PV.

Wielkość	Nazwa	Jednostka
U_{dc1}	napięcie stałe łańcucha 1	[V]
I_{dc1}	prąd stały łańcucha	[A]
P_{dc1}	moc DC łańcucha 1	[W]
U_{dc2}	napięcie stałe łańcucha 2	[V]
I_{dc2}	prąd stały łańcucha 2	[A]
P_{dc2}	moc DC łańcucha 2,	[W]
U_{ac1}	napięcie zmienne fazy L_1	[U]
I_{ac1}	prąd zmienny fazy L_1	[A]
U_{ac2}	napięcie zmienne fazy L_2	[V]
I_{ac2}	prąd zmienny fazy L_2	[A]
I_{ac3}	prąd zmienny fazy L_3	[A]
P_{dc}	moc wyjściowa DC	[W]
P_{ac}	moc wyjściowa AC	[W]
T_{sys}	temperatura systemu	[°C]
E	energia produkowana w skali dnia	[kWh]

Pomiary następowały z krokiem 5-minutowym od momentu osiągnięcia przez instalację minimalnego napięcia startowego.

Wyniki badań instalacji o modułach wykonanych w tej samej technologii przedstawiono również w [10].

4. METODYKA POMIARÓW I PRZYKŁADOWE WYNIKI BADAŃ

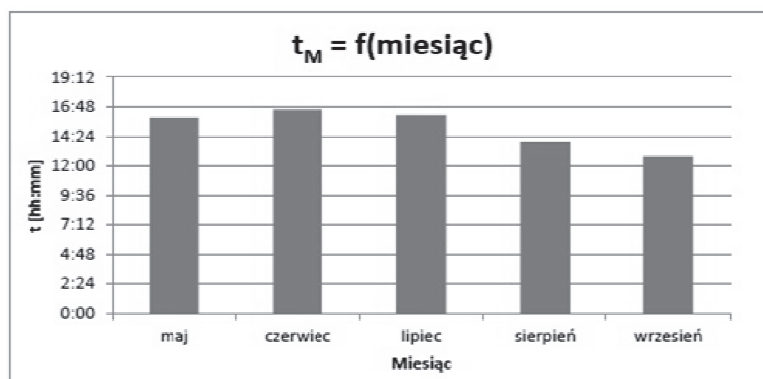
Rozruchu instalacji dokonano 24 maja 2016 roku, pomiary prowadzono do 20 września, z wyłączeniem okresów krótkotrwałych awarii.

Na podstawie przeprowadzonych pomiarów, po ich uogólnieniu na cały czasokres badań, określono średni dzienny czas pracy instalacji (od 12,5 h do – 16,5 h), co przedstawiono na rysunku 3.

Pomiary rozkładu temperatury przeprowadzono za pomocą pirometru, gęstość mocy promieniowania słonecznego na powierzchni modułów wyznaczono piranometrem z wysłwielaczem (rozdz. 2.) [5], w różnych warunkach atmosferycznych i w dwóch porach dnia. Pomiarów temperatury dokonywano w dzie-

więciu punktach każdego modułu, gęstość mocy promieniowania słonecznego odczytano w sześciu punktach na powierzchni każdego z odbiorników.

Nie zrealizowano badań dla czterech z nich w związku z utrudnionym do nich dostępem.



Rys. 3. Średni dzienny czas pracy badanej instalacji PV

Przykładowe wyniki pomiarów średniej temperatury i gęstości mocy promieniowania słonecznego na powierzchni modułów panelu wschodniego w wybranych zakresach czasowych dnia 20 sierpnia 2016 roku, przedstawiono w tabelach 4 i 5.

Tabela 4. Wyniki pomiarów temperatury na powierzchni modułów panelu wschodniego dla 20.08.2016 r. w godz. 11:35, a 11:58.

Średnia temperatura na powierzchni modułów [°C]		
brak modułu	22,1	22,0
21,3	21,3	brak danych
21,3	21,2	brak danych
brak modułu	21,4	21,2

Tabela 5. Wyniki pomiarów gęstości mocy promieniowania na powierzchni modułów panelu wschodniego dla 20.08.2016 r. w godz. 12:00, a 12:20.

Średnia gęstość mocy promieniowania słonecznego na powierzchni modułów [W/m^2]		
brak modułu	278	282
brak danych	brak danych	brak danych
307	brak danych	brak danych
brak modułu	284	279

Analogiczne wyniki badań dla panelu zachodniego, dla 20.08.2016 r., dla innego przedziału czasowego, podano odpowiednio w tabelach 6 i 7.

Tabela 6. Wyniki pomiarów temperatury na powierzchni modułów panelu zachodniego dla dnia 20.08.2016 r. w godz. 14:15 do 14:32.

Średnia temperatura na powierzchni modułów [$^{\circ}C$]				
31,3	31,6	31,6	31,1	31,9
brak danych	28,6	27,1	brak modułu	brak modułu
brak danych	28,6	brak modułu	brak modułu	brak modułu
21,2	27,6	brak modułu	brak modułu	brak modułu

Tabela 7. Wyniki pomiarów gęstości mocy promieniowania (średnia) na powierzchni modułów panelu zachodniego dla dnia 20 sierpnia 2016 r. w godz. 14:33 do 14:50.

Średnia gęstość mocy promieniowania słonecznego na powierzchni modułów [W/m^2]				
840	879	835	807	845
brak danych	brak danych	800	brak modułu	brak modułu
brak danych	brak danych	brak modułu	brak modułu	brak modułu
688	749	brak modułu	brak modułu	brak modułu

5. WYZNACZENIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRODUKOWANEJ PRZEZ SYSTEM

Wyznaczono ilość energii elektrycznej produkowanej przez system PV. Wartość ta stanowi o jego efektywności energetycznej, jest iloczynem pozyskiwanej przez instalację mocy elektrycznej z konwersji PV i rzeczywistego czasu jej pracy, przy czym każdy z czynników może mieć decydujący wpływ na ostateczny rezultat. Proces analizowany jest w aspekcie warunków meteorologicznych, które mogą zakłócić jego standardowy przebieg. Takim stochastycznym zjawiskiem jest zachmurzenie, stąd konieczne jest również badanie tego czynnika. Podczas badań odnotowano znaczne zachmurzenie w lipcu i sierpniu, o wartościach osiagających 5,4 - 6,3 (oznacza to niebo zakryte chmurami w 75%) [15].

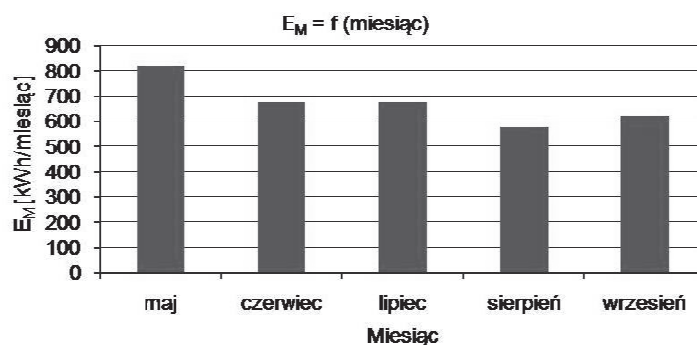
Wartość średniej dziennej produkcji energii elektrycznej, w wybranym okresie obliczono na podstawie dziennych danych dotyczących produkcji energii odczytanych z monitoringu, na podstawie zależności (1):

$$E_M = \frac{\sum_{i=1}^m E_D}{m} \quad (1)$$

gdzie: E_M – średnia dzienna produkcji energii elektrycznej w danym miesiącu [kWh], E_D – średnia dzienna produkcja energii elektrycznej okresu wchodzącego w skład danego miesiąca [kWh], m - liczba okresów miesiąca.

Na podstawie średniej dziennej produkcji energii elektrycznej w poszczególnych miesiącach, obliczono średnią miesięczną produkcję energii elektrycznej jako iloczyn średniej dziennej wartości i liczby dni w danym miesiącu.

Wyniki rozważań zobrazowano na rysunku 4.



Rys. 4. Średnia wartość energii elektrycznej produkowanej przez badaną instalację PV w miesiącach maj-wrzesień

Jak wynika z cząstkowych pomiarów (w skali dnia), wyników kompleksowych i zestawienia porównawczego (rys.4), badana instalacja wyprodukowała najwięcej energii elektrycznej (829,87 kWh) w miesiącu maju.

Wyznaczono również średnią wartość energii elektrycznej produkowanej w trzech przedziałach czasowych w ciągu dnia, w skali miesiąca jako iloczyn średniej arytmetycznej z pomiarów mocy wyjściowej AC (z krokiem pięciominutowym) i czasu pracy instalacji w danym dniu. Uzyskane wyniki porównano z pozyskanymi z monitoringu.

Sprawność badanej instalacji dla rozpatrywanego okresu letniego przekroczyła 18%. Należy jednak mieć na uwadze, że w pozostałych miesiącach byłaby niższa.

Wyniki podobnych badań dla czterech instalacji, z czego trzech o mocach od 2, 4 i 6,75 kWp zaprezentowano w [9]. Sprawność systemu w skali całorocznej oszacowano na (13,9-15,7)%, przy deklarowanej przez producenta sprawności ogniw od (14,9-15,7)%.

5. PODSUMOWANIE

Wyniki badań pomiarowych i monitoring pracy instalacji fotowoltaicznej dachowej o mocy 5,5 kWp pozwalają wyprowadzić przedstawione poniżej wnioski końcowe.

1. Podczas pomiarów gęstości mocy promieniowania słonecznego wykonanych za pomocą piranometru HT Italia 204 (rys.1.) stwierdzono, że zmiany gęstości mocy osiągają niekiedy w bardzo krótkim czasie wartość 300 W/m^2 , co implikuje znaczne zmiany mocy chwilowej rzędu nawet 1,5 kW. W naszych warunkach klimatycznych, przyczyny upatrywać należy w krótkotrwałych okresach zachmurzenia nieba. Stosunkowo duża wartość zmian wynika stąd, że w rozpatrywanym okresie letnim występuje ono często w godzinach południowych, tj. w czasie teoretycznie najwyższej dostępności energii słonecznej.

Spostrzeżenia te potwierdziły wyniki monitoringu zachmurzenia przeprowadzone przez stację IMGW w Ustce [15].

2. W wyniku przeprowadzonych pomiarów i danych z monitoringu, dla okresu badań stwierdzono, że średni dzienny czas pracy instalacji zawiera się w przedziale od 12,5 h (druga połowa września) do 16,5 h (przełom czerwca i lipca). Długość czasu pracy instalacji w skali dnia (rys.3) nie pokrywa się z wartością średniej produkcji energii elektrycznej ze słonecznej, w skali miesiąca (rys.4).

3. Wysoki wynik produkcji energii elektrycznej na korzyść maja może być uzasadniony tym, że w rozpatrywanym miesiącu zachmurzenie było nieznaczne (w porównaniu do kolejnych miesięcy) [10]. Innej przyczyny stosunkowo wysokiej efektywności instalacji w tym okresie należy upatrywać w związku z wystąpieniem na początku miesiąca awarii. Kąt padania promieniowania słonecznego

w okresie wyłączenia instalacji jest mniejszy od analogicznego z okresu końca miesiąca. Uogólnienie danych z monitoringu i obliczeń może skutkować nieznacznie zawyżonymi wartościami w skali całego miesiąca.

4. Mniej korzystne niż we wrześniu wyniki średniej wartości pomierzonej energii uzyskane w sierpniu są skutkiem znacznego stopnia zachmurzenia w dwóch pierwszych dekadach miesiąca (zachmurzenie osiągnęło wówczas wartość 6,3 w skali ośmiostopniowej, co oznacza prawie całkowite pokrycie nieba przez chmury) [15].

5. Na podstawie wyników pomiarów mocy chwilowej instalacji stwierdzono stochastyczny charakter tej wielkości. Szczególnie widoczne jest to w miesiącu sierpniu, charakteryzującym się znacznym udziałem zachmurzenia, gdzie przykładowo, w dniu 19.08.16 r. wartość mocy chwilowej w godzinach południowych (11.40-13.10) zmienia się od 800 W do 4,5 kW, osiągając maksimum o godzinie 12.35, a minimum przed godziną 13. W późniejszych godzinach wartości te oscylowały w zakresie od 1,85 kW do 3,7 kW.

6. Obserwacje prowadzone w analogicznym czasie, w następującym dniu 20.08. wykazały stały poziom mocy chwilowej. Jego wartość w godzinach południowych nie przekraczała jednak 0,5 kW. Po godzinie 14 wartość mocy chwilowej zmieniała się od 1,8 osiągając maksimum 3,6 kW, podobnie jak w dniu poprzedzającym. Znaczny udział zachmurzenia w sierpniu potwierdzają również wyniki badań z kolejnego roku 2017.

7. Wyniki pomiarów mocy chwilowej potwierdzają wyniki prowadzonych równoległe badań gęstości mocy promieniowania słonecznego oraz temperatury na powierzchni modułów. Na ich podstawie można stwierdzić, że rozpatrywany region (Słupsk) należy do najlepszych pod względem heliogeniczności w kraju.

8. Wyniki pomiarów temperatury modułów, prowadzonych za pomocą pirometru CEM-DT-8865 (rys. 1), pozwalają stwierdzić, że przyrost tej wielkości nie spowoduje zmiany sprawności modułu (dla modułów krzemowych zmiany tego parametru dotyczą temperatury przekraczającej 200°C).

9. Reasumując stwierdzono, że udział produkcji energii elektrycznej w wyniku konwersji fotowoltaicznej był największy w godzinach od 11 do 15. W skali miesiąca przyjmował średnie wartości stanowiące od 38 % do 51 % całkowitej wyprodukowanej w ciągu doby energii. Zauważyć można, że udział środkowego przedziału czasowego wzrasta w miarę przechodzenia do okresu jesienno-zimowego.

9. Wykazano, że iloczyn średniej arytmetycznej z pomiarów mocy wyjściowej AC (z krokiem pięciominutowym) i czasu pracy instalacji w danym dniu jest równy podanej przez monitoring wartości produkcji energii (błąd względny nie przekracza 1 %).

10. Wyniki sporadycznie przeprowadzonych pomiarów kontrolno-sprawdzających gęstości mocy promieniowania i temperatury na powierzchni modułów (także ciągły monitoring) z lipca i sierpnia 2017 roku, w przeważającej mierze potwierdzają wnioski z badań z 2016 roku. Jednak awarie lub skutki zjawisk stochastycznych przemawiają za koniecznością prowadzenia systematycznych pomiarów gęstości promieniowania słonecznego jak i obserwacji wpływu zjawisk stochastycznych na efekty konwersji fotowoltaicznej w cyklu co najmniej kilkuletnim [1, 2, 3, 6].

11. W rozwiązaniach PV dachowych warto rozważyć technologię SmartWire. Nowo opracowana technologia pozwala na zwiększenie o 10% energii produkowanej w wyniku konwersji fotowoltaicznej dzięki większej wrażliwości matrycy SmartWire na światło rozproszone oraz mniejszej na ewentualne zacielenie. Tradycyjna technologia powoduje straty przy konwersji na etapie ogniwo-panel (3-5%), czego nie odnotowuje się w przypadku SmartWire. Wydajność panelu jest w 100% wprost proporcjonalna do sumarycznej wydajności poszczególnych ogniw. Szacuje się, że ze względu na wysoką sprawność konwersji PV, a także estetykę produktu aż 75% sprzedaży modułów SmartWire będą stanowić instalacje dachowe [16].

LITERATURA

- [1] Ayompe L.M., Duffy A., mc Cormack S.J. , Measured performance of a 1,72 kW roof top grid connected photovoltaic system in Ireland, *Energy Conversion and Management*, Volume 52, (5), Nr 2, 816-825, ISSN 0196-8904, 2011.
- [2] Benemann J., Chehab O., Schaar-Gabriel E., Building integrated PV modules, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Volume 67, Nr 1-4, 345-354.
- [3] Flizikowski J., Mroziński A., Inżynieria instalacji fotowoltaicznych, Grafpol Bydgoszcz, ISBN: 978-83-64423-40-6, 2016.
- [4] Frydrychowicz-Jastrzębska G., Krawczyk P., Badania i ocena efektywności energetycznej instalacji fotowoltaicznej dachowej 5,5 kWp, *Przegląd Elektrotechniczny*, (93), Nr 11, 158-161, ISSN 0033-2097, 2017.
- [5] Jastrzębska G.: Ogniwa słoneczne. Budowa, technologia, zastosowanie, Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warszawa, ISBN: 978-83-206-1847-1. 2013.
- [6] Lenarczyk J., Wyniki sezonowych badań wydajności energetycznej instalacji fotowoltaicznej o mocy szczytowej 668 W, *Problemy Inżynierii Rolniczej*, PIR (79), Nr 1, 1151-160, ISSN 1231-0093, 2013.
- [7] Luque A., Hegedus St., Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, John Wiley & Sons Ltd., ISBN 0-471- 0-471-4919, UK 2011.

- [8] Madessa H.B., Performance analysis of roof-mounted photovoltaic systems – The case of a Norwegian residential building, 7th International Conference on Sustainability in Energy and Buildings Energy Procedia, (83), 474-483, 2015.
- [9] Maśnicki R., Lisowski M., Analiza efektywności wybranych instalacji fotowoltaicznych w północnej Polsce, Przegląd Elektrotechniczny, (93), Nr 9, 101-104, ISSN 0033-2097, 2017.
- [10] Matuszczyk P., Popławski T., Flaszka J.: Analiza parametrów elektrycznych systemów fotowoltaicznych różnych typów w warunkach rzeczywistych, Przegląd Elektrotechniczny, (93), Nr 1, 169-172, ISSN 0033-2097, 2017.
- [11] Muyingo H., Organizational Challenges in the Adoption of Building Applied Photovoltaics in the Swedish Tenant-Owner Housing Sector, Sustainability nr 7, 3637-3664, 2015.
- [12] Omer S.A., Wilson R., Riffat S.B., Monitoring results of two examples of building integrated PV systems in the UK, Renewable Energy, Nr 9, 387–399. 2003.
- [13] Węgierek P., Konarski M., Monitoring of photovoltaic microinstallations, Przegląd Elektrotechniczny (93), Nr 3, 238-241, ISSN 0033-2097, R. 92 Nr 3, 2017.
- [14] BRUK-BET SOLAR (solar.bruk-bet.pl).
- [15] Dane meteorologiczne z IMGW w Ustce.
- [16] SmartWire czyli inwestycja w innowacje, www.FreeVolt.com.

PRODUCTION OF ELECTRICITY BY ROOF PHOTOVOLTAIC SYSTEM

An analysis of the work of a 5,5 Wp roof solar system operating in the on-grid system was conducted in the concerning its efficiency and reliability.

The experimental research was performed in summer. The real time of the installation's operation, obtained power and electricity production were taken into account. Measurements of the solar radiation power density and temperature on the surface of the modules were made. The values of exploitation quantities obtained from monitoring were taken into account. The measurement results are characterized by significant stochasticity, which is a result of cloudiness. The value of the average production of electricity per month is not adequate to the daily length of the installation's working time. Discrepancies indicate necessity to conduct measurements when observing the effects of meteorological phenomena on the effects of PV conversion in the cycle of at least several years. Additional disturbances introduce system failures.

(Received: 30.01.2018, revised: 09.03.2018)