

OCENA PORÓWNAWCZA PREDYKCJI PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZEZ MIKROINSTALACJE FOTOWOLTAICZNE

Streszczenie

Ocenie poddano dwie metody prognozowania produkcji energii elektrycznej przez mikroinstalację fotowoltaiczną. Prognozy powstały z wykorzystaniem programu komputerowego PVSol oraz metodą obliczeniową. W przypadku programu PVSol wykorzystano dane pochodzące ze stacji meteorologicznej w Kielcach. Prognoza wykonana na podstawie metody obliczeniowej bazowała na zależnościach między warunkami zewnętrznymi, takimi jak: temperatura otoczenia i prędkość wiatru wpływającymi na temperaturę modułu fotowoltaicznego, a co za tym idzie - sprawność układu. W tym przypadku dane pochodziły z serwisu PVGIS. Uzyskane dzięki prognozom wyniki porównano z wartościami rzeczywistymi. Lepszy rezultat otrzymano w przypadku prognozy opracowanej w programie PVSol, dla której średni błąd prognozowania wyniósł 2%. Dla prognozy uzyskanej dzięki metodzie obliczeniowej średni błąd prognozowania był równy 9%. Przeprowadzona analiza miała na celu stwierdzenie, czy wybrane modele obliczania wydajności instalacji PV można zastosować do opracowania bilansu energetycznego rzeczywistych instalacji fotowoltaicznych. Na podstawie uzyskanych wyników potwierdzono, że rozpatrywane metody prognozowania mogą okazać się istotnym narzędziem wspomagającym proces planowania przez prosumenta mocy nominalnej instalacji fotowoltaicznej. Przełoży się to na efektywność pracy instalacji oraz opłacalność inwestycji.

Słowa kluczowe: system fotowoltaiczny, mikroinstalacja, prosument, prognozowanie produkcji energii

Wprowadzenie

Obowiązująca aktualnie w Polsce ustawa o odnawialnych źródłach energii [1] jest implementacją dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych [2] oraz w sprawie efektywności energetycznej [3]. Wprowadza ona zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Od 2018 roku w Unii Europejskiej obowiązuje dyrektywa RED II (*Renewable Energy Directive II*) dotycząca promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Przewiduje ona wzrost udziału tego typu źródeł w strukturze produkcji energii państw członkowskich do 32% w 2030 roku. Ta sama dyrektywa zobowiązuje Polskę do zwiększenia w tym czasie udziału odnawialnych źródeł w strukturze zużycia energii brutto do 23%. Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) zakłada realizację tego celu przez wzrost udziału odnawialnych źródeł energii odpowiednio o 32% w elektroenergetyce, 28% w ciepłownictwie (z obowiązkiem wzrostu o 1,1 punktu procentowego rocznie) i 14% w transporcie [4, 5, 6].

Na podstawie danych z Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA i prognoz Instytutu Energetyki Odnawialnej dotyczących rozwoju sektora fotowoltaicznego w 2021, szacowana ilość wyprodukowanej energii przez systemy fotowoltaiczne (także na potrzeby autokonsumpcji) w 2020 roku wyniosła ok. 2 374 GWh i była o 711 GWh większa od ilości wyprodukowanej energii w 2019 roku. Według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych, stan na 31 marca 2021 roku, całkowita moc nominalna instalacji fotowoltaicznych w Polsce wyniosła 4 469,8 MW, co oznacza wzrost o 534 MW w pierwszym kwartale 2021 roku. Na koniec 2020 roku Polska zajęła czołowe miejsce wśród krajów członkowskich Unii Europejskiej pod względem przyrostu mocy zainstalowanej

systemów fotowoltaicznych. Całkowita zainstalowana moc osiągnęła 3 936 MW. Tempo wzrostu w latach 2016-2020 wyniosło 114% (przy średniej unijnej 10,3%). Należy podkreślić, że największy wkład w przyrost mocy mają prosumenci indywidualni inwestujący w mikro- oraz małe instalacje [5, 7]. Jednak mimo znaczącego upowszechnienia się systemów fotowoltaicznych i zbliżenia się do założonego celu co do wielkości produkcji energii, Polsce nie udało się osiągnąć przewidywanego na rok 2020 minimalnego 15% poziomu udziału energii z OZE w strukturze całkowitego zużycia energii. Okazało się, że poziom ten jest niższy o 2 [5]. W związku z tym konieczne jest rozwijanie systemów energetyki wspomaganych przez instalacje fotowoltaiczne. Niezbędne jest odpowiednie planowanie tego typu inwestycji zarówno przez indywidualnych klientów, jak i przedsiębiorców. Planowanie to powinno obejmować dobór odpowiednich komponentów, właściwych zabezpieczeń, a ze względu na ekonomiczne koszty instalacji w taki sposób, aby możliwie najbardziej skrócić okres zwrotu kosztów nakładu. Kluczową rolę w podjęciu decyzji może odegrać prognozowanie produkcji energii elektrycznej wytwarzanej przez planowaną instalację fotowoltaiczną [8, 9, 10]. W artykule przedstawiono ocenę jakości metod prognozowania przeprowadzoną na przykładzie prognoz sporządzonych dla systemu fotowoltaicznego zainstalowanego w budynku rozliczanym według programu Prosument. Analiza objęła okres jednego roku pomiarowego. Prognozy powstały z wykorzystaniem programu komputerowego PVSol oraz metodą obliczeniową. Ich jakość oceniono przez porównanie ich z rzeczywistymi wartościami i obliczenie błędów prognozowania.

Objekt badań

Objektem badań była nadachowa mikroinstalacja fotowoltaiczna (PV) o mocy 9,9 kWp zlokalizowana na obszarze wiejskim powiatu kieleckiego. Instalacja składa się

z 2 stringów (na połaci wschodniej i zachodniej), w których zestawy połączone są szeregowo (odpowiednio 15 i 18 szt.). Obie połacie mają kąt nachylenia względem powierzchni Ziemi 15. Instalacja zamontowana jest równolegle do płaszczyzny dachu zachowując odstęp 12 cm między dolną częścią mocowania paneli a dachem. Moduły wykonane zostały w technologii szkło/ogniwo/szkło, co oznacza, że ogniwa są osłonięte szkłem z obu stron. Instalacja ta działa w systemie on-grid. Umożliwia transfer energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, pomniejszony o wartość bieżącego zużycia na potrzeby własne obiektu. W momentach niskiej generacji energii elektrycznej przez system fotowoltaiczny lub w razie całkowitego braku produkcji, obiekt pobiera energię z sieci. Instalacja, ze względu na dwukierunkowy przepływ energii, nie jest wyposażona w magazyny energii. Za przetwarzanie prądu stałego w prąd przemienny odpowiada trójfazowy inwerter o mocy znamionowej 9 kVA. Instalacja wyposażona jest dodatkowo w 33 optymalizatory mocy, których zadaniem jest indywidualna regulacja parametrów pracy każdego modułu zapobiegając spadkom wydajności systemu w przypadku, gdy pojedynczy moduł jest zacieniany. Widok ogólny instalacji przedstawiono na rys. 1.



Źródło: serwis geoportal / Source: geoportal service

Rys. 1. Instalacja fotowoltaiczna (PV) o mocy 9,9 kWp
Fig. 1. Photovoltaic installation (PV) with power of 9,9 kWp

Opisana instalacja fotowoltaiczna została uruchomiona w czerwcu 2019 roku i na podstawie spełnionych warunków technicznych przyłączono ją do sieci elektroenergetycznej. Przedstawione dane, stanowiące wybraną próbę pomiarową, pochodzą z reprezentatywnego roku pomiarowego, tzn. od 01.01.2020 r. do 31.12.2020r.

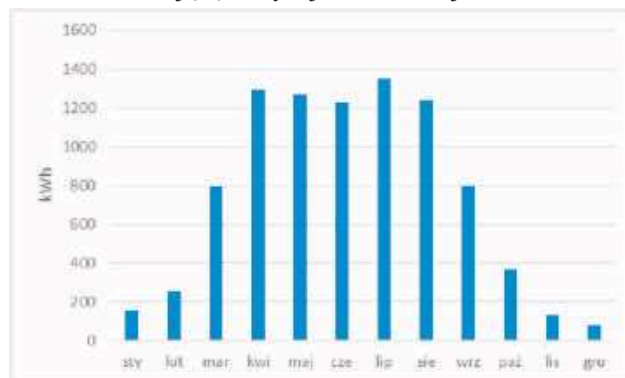
Produkcja energii elektrycznej przez analizowaną instalację PV

W ramach przeprowadzonych badań dokonano rejestracji wartości chwilowej mocy elektrycznej oraz energii elektrycznej wyprodukowanej przez mikroinstalację. Rodzaj zastosowanego przemiennika energii DC/AC zapewnił śledzenie punktu mocy maksymalnej w celu optymalizacji napięcia układu połączonych modułów fotowoltaicznych (rys. 2).

Całkowita produkcja energii elektrycznej przedstawionej instalacji w 2020 roku wyniosła 8971,45 kWh, przy średniej miesięcznej wartości produkcji na poziomie 747,62 kWh. Największy uzysk energii elektrycznej miał miejsce w lipcu i wyniósł 1353,47 kWh. Stanowi to aż 15% całkowitej

produkcji energii w ciągu 2020 roku. Najmniejsza wartość produkcji przypadła na grudzień i wyniosła 78,19 kWh, co stanowi 0,8% całkowitej rocznej produkcji. W okresie od kwietnia do września instalacja wyprodukowała 7188,65 kWh, co stanowi 80% całkowitej rocznej produkcji (rys. 2).

Na wartość uzysku ma wpływ szereg czynników, do których zalicza się m.in. zacienienie, prędkość wiatru i temperaturę otoczenia. Czynniki te skorelowane są z temperaturą modułu oddziałującą na wydajność instalacji.



Źródło: opracowanie własne / Source: own study

Rys. 2. Rzeczywista wielkość produkcji energii elektrycznej przez analizowaną instalację

Fig. 2. The actual amount of electricity produced by the analyzed installation

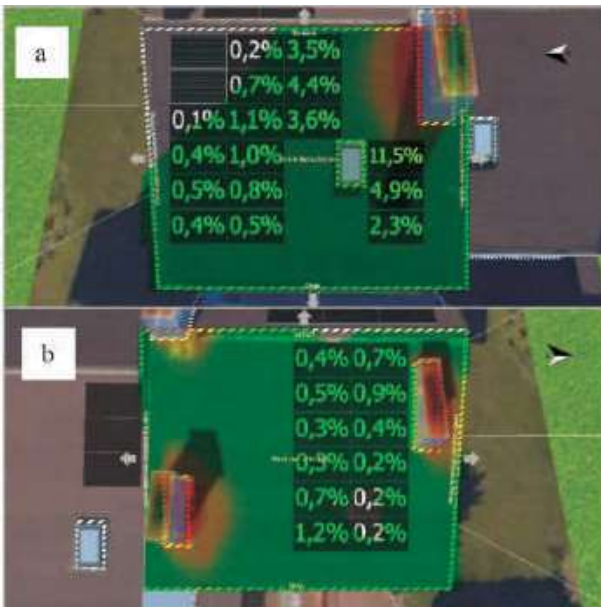
Prognoza produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem programu PVSol

Program PVSol służy do projektowania, symulacji oraz kalkulacji uzysków energii z instalacji fotowoltaicznych zintegrowanych z dachem, bądź montowanych na gruncie. Program korzysta z danych meteorologicznych udostępnianych przez szwajcarską firmę Meteotest, która gromadzi dane klimatyczne od 1981 roku oraz prowadzi rejestr pomiarów temperatury, prędkości wiatru i natężenia promieniowania słonecznego w ponad 1600 miejscowościach Europy.

W celu obliczenia czasowej produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem PVSol niezbędne są informacje o obiekcie, m.in.: jego orientacja względem kierunku południowego i kąt nachylenia modułów. Ponadto w obliczeniach uwzględnia się elementy rzucające cień na instalację, takie jak kominy, drzewa, sąsiednie budynki itp. W rozpatrywanym przypadku zasymulowano zacienienie instalacji, wyrażone w procentowym występowaniu cienia w ciągu całego roku, indywidualnie dla każdego modułu. Pozwoliło to na pomniejszenie prognozowanych uzysków energii elektrycznej zbliżonych do rzeczywistych uzysków instalacji. Przykładowe wyniki symulacji zacienienia przedstawiono na rys. 3.

Na algorytm obliczeń programu PVSol składa się szereg działań. Wstępnie, na podstawie wartości natężenia promieniowania słonecznego ($1004,69 \text{ kWh/m}^2$), obliczono całkowity potencjalny uzysk energii elektrycznej równy $53\,829,66 \text{ kWh}$. Następnie ilość energii słonecznej docierającej bezpośrednio do modułu skorygowano o straty związane z: odchyleniem od standardowego widma promieniowania słonecznego, odbiciem promieniowania słonecznego od gruntu, orientacją oraz nachyleniem modułów fotowoltaicznych, zacienieniem instalacji i odbiciem promieniowania słonecznego od powierzchni modułu. W kolejnym kroku algorytmu uwzględniono sprawność modułu fotowoltaicznego, która według deklaracji producenta wynosi 18,71%, co sprawiło, że znamionowa produkcja energii przyjęła wartość równą $10\,071,53 \text{ kWh}$. W następnym punkcie algorytmu produkcja

energii pomniejszona została o losowe zdarzenia wpływające na działanie instalacji, takie jak: zacinienie częściowe oświetlenia dla modułu, praca modułu w warunkach słabego oświetlenia wywołanego zachmurzeniem, odchylenie od znamionowej temperatury pracy modułu, straty związane ze zbyt małym doświetleniem diod modułu itp. Po uwzględnieniu wymienionych czynników prognozowana wartość uzysku energii elektrycznej wyniosła 9 261,96 kWh/rok. W dalszej kolejności prognoza została pomniejszona o straty energii związane ze stabilizacją i regulacją parametrów prądu stałego na wyjściu łańcucha modułów fotowoltaicznych. W wyniku tego obliczona wartość energii elektrycznej docierającej do inwertera wyniosła 9 245,77 kWh. Bazując na deklarowanej sprawności inwertera na poziomie 97,2%, uwzględniając straty na okablowaniu instalacji o wartości 2% oraz pobór energii elektrycznej przez inwerter w trybie czuwania 0,12% w skali roku, całkowita wartość prognozowanej energii elektrycznej wyprodukowanej przez instalację wyniosła 8 794,69 kWh.

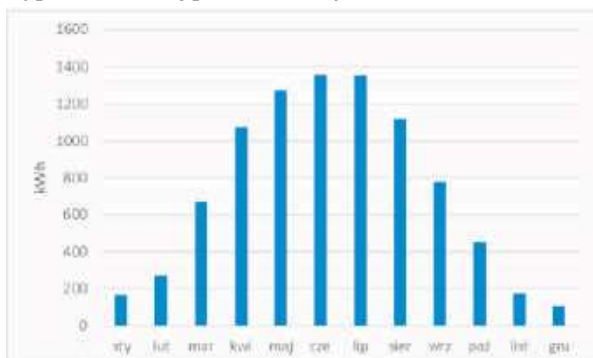


Źródło: opracowanie własne / Source: own study

Rys. 3. Procentowe zacinienie instalacji w ciągu roku wyznaczone w programie PVSol: a - część zachodnia, b - część wschodnia

Fig. 3. Percentage shading of the installation during the year determined in the PVSol program: a - the western part, b - the eastern part

Na rys. 4 zilustrowano miesięczne wartości energii elektrycznej wyprodukowanej przez instalację.



Źródło: opracowanie własne / Source: own study

Rys. 4. Prognoza produkcji energii elektrycznej opracowana przy wykorzystaniu programu PVSol

Fig. 4. Electricity production forecast prepared with the use of the PVSol program

Według prognozy opracowanej w programie PVSol największy uzysk odnotowano dla czerwca (1355,49 kWh), natomiast najmniejszy zarejestrowano w grudniu (108,75 kWh). Średnia miesięczna produkcja wyniosła 732,68 kWh, a 79% rocznej produkcji przypadło na okres od kwietnia do września.

Prognoza uzysku energii elektrycznej z wykorzystaniem metody obliczeniowej

Prognoza bazowała na danych meteorologicznych pochodzących z serwisu PVGIS (ang. *Photovoltaic Geographical Information System*), będącego ogólnodostępnym portalem, utworzonym przez Komisję Europejską w ramach EU Science Hub, którego zadaniem jest dostarczanie danych pozwalających ocenić pracę instalacji fotowoltaicznej w danym regionie.

Opracowanie prognozy wymagało wyznaczenia temperatury roboczej modułu, która jest wypadkową kilku czynników: ciepła wytwarzanego w czasie działania modułu fotowoltaicznego, ciepła traconego do otoczenia oraz temperatury powietrza. Ciepło wytwarzane przez moduł, zależy od punktu pracy urządzenia, optycznych właściwości modułu oraz gęstości upakowania ogniw w module. Transport ciepła zachodzi w wyniku trzech procesów fizycznych, tj.: przewodzenia ciepła, konwekcji oraz radiacji. Skala tych zjawisk zależy od zdolności materiałów do przewodzenia ciepła, emisyjności modułu oraz warunków atmosferycznych otoczenia. Przybliżoną wartość temperatury pracy modułu (bez uwzględnienia wpływu wiatru) można oszacować z zależności 1 [11, 12]:

$$T_m = T_{amb} + G \frac{T_{NOCT} - 20}{800} \quad (1)$$

gdzie:

T_m - temperatura pracy modułu, °C,

T_{amb} - temperatura otoczenia, °C,

T_{NOCT} - temperatura NOCT dla badanego modułu wynosząca 45°C,

G - natężenie promieniowania słonecznego równe 1074 W/m².

Warunki pomiaru nominalnej temperatury pracy modułu NOCT (ang. *Nominal Operating Cell Temperature*) określone są w normach ASTM (ang. *American Society for Testing and Materials*) i są następujące: natężenie promieniowania słonecznego na powierzchni modułu - 800 W/m², temperatura powietrza - 20°C, prędkość wiatru - 1 m/s. Najczęstszą wartością temperatury NOCT jest 48°C. Jednak w zależności od rozwiązań konstrukcyjnych, technologicznych i materiałowych modułów notowano wartości temperatury NOCT z zakresu od 33°C do 58°C. Dla badanego modułu fotowoltaicznego temperatura nominalna pracy wynosi 45°C [11, 12].

Uwzględnienie i określenie wpływu prędkości wiatru na temperaturę modułu monokrystalicznego możliwe jest dzięki zastosowaniu modelu obliczeniowego opracowanego przez SNL (ang. *Sandia National Laboratories*). Model ten uwzględnia temperaturę zewnętrzną oraz współczynniki instalacji związane z jej orientacją, tj.: kąt nachylenia zestawów, kąt odchylenia od kierunku południowego oraz parametr związany z osłonięciem instalacji. Dodatkowo decydującym czynnikiem wpływającym na wielkość parametrów dobieranych do obliczeń jest technologia wykonania modułu, a w szczególności materiał, z jakiego wykonana jest jego obudowa. Oszacowania temperatury modułu T_m można dokonać według zależności 2 [13]:

$$T_m = E_{POA} \cdot (e^{a+b \cdot WS}) + T_a \quad (2)$$

E_{POA} - natężenie promieniowania słonecznego na moduł, W/m^2 ,
 T_a - temperatura otoczenia, $^{\circ}C$,
 WS - prędkość wiatru, m/s ,
 a, b - parametry zależne od konstrukcji i materiałów modułu oraz konfiguracji montażowej modułu. Reprezentatywne wartości tych parametrów dla rozpatrywanego obiektu, przy modułach typu szkło/ogniwo/szkło równoległe zamocowanych do płaszczyzny dachu wynoszą odpowiednio: $a = 2,98$ i $b = -0,0471$ [13].

Korzystając z danych dotyczących nasłonecznienia na powierzchnię poziomą w powiecie kieleckim oraz znając powierzchnię instalacji możliwe było sformułowanie prognozy produkcji energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną dla każdego dnia roku. Na rys. 5 przedstawiono miesięczne wartości prognozy energii elektrycznej wyprodukowanej przez badaną instalację.



Źródło: opracowanie własne / Source: own study

Rys. 5. Prognoza produkcji energii elektrycznej wykonana metodą obliczeniową na podstawie danych z serwisu PVGIS

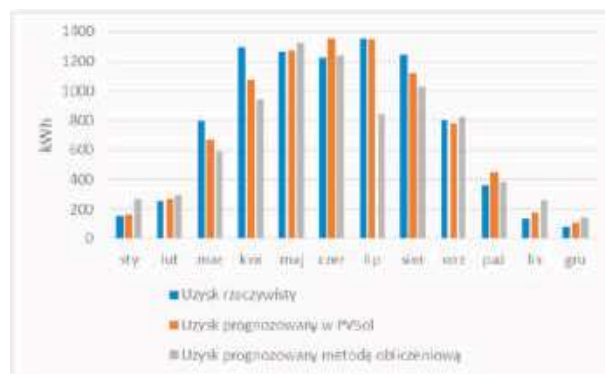
Fig. 5. Electricity production forecast made using the calculation method based on data from the PVGIS website

Według prognozy opracowanej na podstawie danych meteorologicznych pobranych z portalu PVGIS największy uzysk odnotowano dla maja (1332,80 kWh), natomiast najmniejszy zarejestrowano w grudniu (140,61 kWh). Średnia miesięczna produkcja wyniosła 679,72 kWh, a 76% rocznej produkcji przypada na okres od kwietnia do września.

Porównanie wyników symulacji i rzeczywistych uzysków

Z przeprowadzonej analizy wynika, że prognoza uzysku zrealizowana przy wykorzystaniu programu PVSol lepiej odzwierciedla rzeczywiste przebiegi niż alternatywna prognoza wykonana metodą obliczeniową. Różnica względem rzeczywistych danych w odniesieniu do całego roku w przypadku pierwszej z nich wynosi 179,34 kWh. Jest to odchylenie od danych rzeczywistych na poziomie 2%. W przypadku metody obliczeniowej rozbieżność prognozowanych wartości w odniesieniu do danych rzeczywistych jest znacznie większa i wynosi 814,76 kWh w skali roku. Oznacza to odchylenie na poziomie 9% (rys. 6).

Średnia miesięczna różnica produkcji energii między przebiegami, rzeczywistym i prognozowanym w przypadku metody obliczeniowej wynosi 15%. Największa rozbieżność względem rzeczywistego uzysku przypada na miesiące o skrajnych wartościach temperatury. W miesiącach zimowych sprawność pracy modułów wzrasta ze względu na niższą niż w standardowych warunkach działania temperaturę pracy. Natomiast w miesiącach letnich sprawność pracy modułów znacznie się obniża ze względu na wysoką temperaturę otoczenia, wpływającą na wzrost temperatury modułów. Największa rozbieżność między danymi rzeczywistymi i prognozą przypada na listopad i wynosi 96% (rys. 7).



Źródło: opracowanie własne / Source: own study

Rys. 6. Porównanie rzeczywistej produkcji energii elektrycznej z prognozami

Fig. 6. Comparison of the actual electricity production with forecasts



Źródło: opracowanie własne / Source: own study

Rys. 7. Niedokładność wyników prognoz

Fig. 7. Inaccuracy of forecast results

W przypadku prognozy wykonanej przy wykorzystaniu programu PVSol średnia miesięczna różnica między przebiegami, rzeczywistym i prognozowanym wynosi 6%. Miesiącem o największej rozbieżności jest grudzień, w przypadku którego wartość prognozowana produkcji energii elektrycznej jest większa o 39% od rzeczywistej.

Ujemne wartości uwidocznione na rys. 7 oznaczają wartość prognozowanego uzysku większą niż uzysk rzeczywisty.

Ocenę zgodności wyników pomiarów i uzyskanych prognoz przeprowadzono z wykorzystaniem wybranych narzędzi analizy statystycznej w postaci średniokwadratowego błędu ($RMSE$), błędu średniego (MBE) oraz współczynnika korelacji Pearsona k :

$$MBE\% = \frac{\sqrt{\sum (C_i - M_i)^2}}{\frac{n}{\bar{M}}} \cdot 100\% \quad , \quad (3)$$

$$MBE\% = \frac{\sum (C_i - M_i)}{\frac{n}{\bar{M}}} \cdot 100\% \quad , \quad (4)$$

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n (C_i - \bar{C})(M_i - \bar{M})}{\sqrt{\left[\sum_{i=1}^n (C_i - \bar{C})^2 \right] \cdot \left[\sum_{i=1}^n (M_i - \bar{M})^2 \right]}} \quad . \quad (5)$$

gdzie:

M_i - zmierzona wartość produkcji energii elektrycznej, kWh,

C_i - obliczona wartość produkcji energii elektrycznej, kWh,

n - liczebność próby,

\bar{M} - wartość średnia zmierzonej produkcji energii elektrycznej, kWh,

\bar{C} - wartość średnia obliczonej produkcji energii elektrycznej, kWh.

Na podstawie zależności 3-5 obliczono wartości procentowego błędu średniokwadratowego, błędu średniego i współczynnika korelacji Pearsona, a wyniki przedstawiono w tab. 1.

Tab. 1. Wartości błędów prognozowania oraz współczynnika korelacji Pearsona

Table 1. Values of forecasting errors and Pearson's correlation coefficient

	RMSE, %	MBE, %	k
Prognoza w PVSol	12,60	-2,00	0,98
Prognoza obliczeniowa	27,70	-9,10	0,93

Źródło: opracowanie własne / Source: own study

Wartości błędów odzwierciedlają różnicę między prognozowanym uzyskiem a jego zarejestrowanymi rzeczywistymi przebiegami. Rozbieżność między danymi rzeczywistymi a prognozą dla modelu opracowanego z wykorzystaniem programu PVSol wynosi 179,34 kWh w skali roku, a dla modelu obliczeniowego 814,76 kWh, przy rzeczywistym uzysku energii elektrycznej na poziomie 8971,45 kWh w ciągu analizowanego roku 2020. Analiza jakości predykcji w oparciu o wartość błędu MBE% wskazuje na niedoszacowanie prognoz na poziomie 2% dla modelu opracowanego z wykorzystaniem programu PVSol i 9% dla modelu obliczeniowego (tab. 1). Wartość błędu średniokwadratowego (RMSE%) dla prognozy zrealizowanej z wykorzystaniem programu PVSol wynosi 12,60%. W modelu obliczeniowym wartość średniokwadratowego błędu (RMSE%) jest ponad dwa razy większa i wynosi 27,70%. Wysoka wartość błędu RMSE wynika ze skali produkcji energii w miesiącach o znacznie mniejszym nasłonecznieniu i liczby godzin słonecznych. Przykładowo różnica między prognozą w PVSol a wartością rzeczywistą w grudniu wynosi 30,57 kWh, a odpowiadający temu błąd RMSE przyjmuje wartość aż 39%, gdzie około 31 kWh przy rocznej produkcji 8972 kWh jest wartością rzędu 0,3%.

Wartość współczynnika korelacji k wskazuje na wysoki poziom zależności pomiędzy wartością zmierzoną i obliczoną. Dla prognozy wykonanej w oparciu o PVSol współczynnik ten wynosi 0,98, a dla modelu obliczeniowego 0,93.

Należy przypuszczać, że wykazana niższa jakość prognozy modelu bazującego na danych z PVGIS spowodowana jest nieuwzględnieniem szeregu czynników wpływających na wydajność systemu fotowoltaicznego. Wśród tych czynników można wymienić m.in.: sprawność konwersji, ekspozycję, lokalne zacienienia (spowodowane przez: kominy, drzewa, sąsiednie budynki itp.), długość przewodów połączeniowych, zwłaszcza po stronie DC, sposób połączenia paneli fotowoltaicznych oraz napięcie startowe inwertera.

Podsumowanie

Przeprowadzona analiza miała na celu stwierdzenie, czy wybrane modele obliczania wydajności instalacji PV można zastosować do opracowania bilansu energetycznego

rzeczywistej instalacji fotowoltaicznej. Na podstawie uzyskanych wyników stwierdzono, że rozpatrywane metody prognozowania mogą okazać się istotnym narzędziem wspomagającym proces planowania przez prosumenta mocy nominalnej instalacji fotowoltaicznej, co przekłada się na efektywność jej pracy oraz opłacalność inwestycji.

Otrzymane wyniki wskazują, że większą dokładność zapewnia prognoza opracowana przy wykorzystaniu programu PVSol. Różnica dla analizowanego roku między obliczoną wartością produkcji energii elektrycznej a wartością rzeczywistą wynosi 179,34 kWh. Prognoza obarczona jest błędami MBE i RMSE o wartościach 2,00% i 12,60%.

Prognoza rocznego uzysku energii elektrycznej opracowana z wykorzystaniem modelu obliczeniowego na podstawie danych meteorologicznych z serwisu PVGIS różni się od rzeczywistego uzysku o 814,76 kWh. Błędy prognozy MBE i RMSE przyjęły wartości 9,10% i 27,70%.

Uzyskane wyniki potwierdzają, że zastosowanie przedstawionych narzędzi obliczeniowych pozwoli uniknąć przewymiarowania mocy instalacji PV, a w związku z tym produkcji energii na poziomie przekraczającym zapotrzebowanie, co skutkowałoby wydłużeniem okresu zwrotu inwestycji.

Bibliografia

- [1] Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 roku o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2016 poz. 925).
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.).
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. UE L 315 z 14.11.2012).
- [4] RED II - Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. (Dz. Urz. UE L 328/82 z 21.12.2018).
- [5] Rynek fotowoltaiki w Polsce. Instytut Energetyki Odnawialnej, 2020.
- [6] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/125 z 14.6.2019).
- [7] Urząd Regulacji Energetyki. Raport zawierający zbiorcze informacje dotyczące energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji (w tym przez prosumentów) i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej w 2020 r.
- [8] Szul T.: Prosumer Energy - a Benefit or Loss for Beneficiaries in the Light of the Act on Renewable Sources of Energy. Barometr Regionalny. Analizy i Prognozy, 2015, 13/2, 101-116.
- [9] Nęcka K., Knaga J.: Analiza rentowności siłowni PV w zależności od warunków meteorologicznych, konstrukcyjnych i ekonomicznych siłowni. Przegląd elektrotechniczny, 2018, 1, 97-100.
- [10] Szul T., Lis S., Tomasik M.: Ocena efektywności energetycznej i ekonomicznej systemu grzewczego opartego na pompach ciepła typu powietrze woda współpracującego z mikroinstalacją fotowoltaiczną. Przegląd Elektrotechniczny, 2020, 96(4), 49-97.
- [11] Sarniak M.: Podstawy fotowoltaiki. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2008.
- [12] Sołowiej P.: Porównanie uzysków energii elektrycznej z poziomych polikrystalicznych i pionowych monokrystalicznych instalacji fotowoltaicznych w warunkach północno-wschodniej Polski. Przegląd Elektrotechniczny, 2017, 93(7), 53.
- [13] PVP MC. Sandia Module Temperature Model. Pozyskano z: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/module-temperature/sandia-module-temperature-model/>, (2021).

COMPARATIVE ASSESSMENT OF ELECTRICITY PRODUCTION PREDICTION BY PHOTOVOLTAIC MICRO-INSTALLATIONS

Summary

Two methods of forecasting electricity production by a photovoltaic micro-installation were assessed. The forecasts were made with the use of the PVSol computer program and the computational method. In the case of the PVSol program, meteorological data from the Kielce station were used. The forecast made on the basis of the calculation method was based on the relationship between the external conditions, such as the ambient temperature and the wind speed, affecting the temperature of the photovoltaic module and thus the efficiency of the system. The data in this case came from the PVGIS service. The results obtained thanks to the forecasts were compared with the actual values. A better result was obtained in the case of the forecast developed in the PVSol program, for which the average forecasting error was 2%. For the forecast obtained thanks to the calculation method, the average forecasting error was 9%. The conducted analysis was aimed at determining whether the selected models for calculating the efficiency of PV installations can be used to develop the energy balance of real photovoltaic installations. On the basis of the obtained results, it was found that the considered forecasting methods may turn out to be an important tool supporting the process of planning the nominal power of a photovoltaic installation by the prosumer. This will translate into the efficiency of the installation and profitability of the investment.

Key words: photovoltaic system, micro-installation, prosumer, energy production forecasting