

Długookresowe pomiary charakterystyk nieruchomej i ruchomej instalacji fotowoltaicznej

Andrzej Urbanowicz, Krzysztof Górecki

Uniwersytet Morski w Gdyni, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektroniki, ul. Morska 81-87, 81-225 Gdynia

Streszczenie: W pracy przeanalizowano właściwości dwóch instalacji fotowoltaicznych umieszczonych w swoim bezpośrednim sąsiedztwie. Jedna z tych instalacji jest nieruchoma, a druga skokowo zmienia ustawienie paneli, które podążają za dziennym pozornym ruchem Słońca. Przedstawiono i przedyskutowano wyniki pomiarów ilustrujące zmianyienne produktywności obu instalacji w czterech porach roku. Wskazano zasadność wykorzystywania ruchomej instalacji w analizowanych dniach.

Słowa kluczowe: instalacja fotowoltaiczna, pomiary, śledzenie Słońca, badania sezonowe

1. Wprowadzenie

Na całym świecie, w tym w Polsce, obserwuje się systematyczny wzrost liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych [1, A1]. Rozważane instalacje zawierają panele PV (ang. *photovoltaics*), falowniki oraz systemy sterujące. Panele PV połączone są w łańcuchy od kilku do kilkunastu paneli połączonych szeregowo, a każdy panel zawiera kilkadziesiąt ogniw PV. Za właściwy punkt pracy paneli odpowiada układ MPPT (ang. *Maximum Power Point Tracking*) maksymalizujący moc wytwarzaną przez panel. Falownik lub zespół falowników realizują konwersję DC/AC umożliwiając przekazywanie wyprodukowanej energii do sieci elektroenergetycznej [1, 2].

Istotnym zagadnieniem jest maksymalizacja produktywności takich instalacji. Maksymalna sprawność konwersji energii słonecznej na energię elektryczną występuje, gdy promienie słoneczne padają prostopadle na powierzchnię paneli PV [3]. Jednak zarówno wysokość Słońca nad horyzontem, jak i kierunek, z którego padają promienie słoneczne, podlegają zmianom dobowym i sezonowym. Przykładowo, w Polsce wysokość Słońca w południe zmienia się w ciągu roku w zakresie od około 15° do około 60°, a czas trwania dnia w północnej części kraju zmienia się od około 7 h w grudniu do 17 h w czerwcu [A2, A3]. Te wahania czasu trwania dnia i maksymalnej wysokości Słońca powodują, że wartości energii elektrycznej produkowanej w ciągu doby w grudniu są nawet sześć razy mniejsze od wartości tej energii notowanej w czerwcu [4]. Dlatego celowe wydaje się być stosowanie systemów fotowoltaicznych, w któ-

rych panele PV są umieszczone na ruchomej platformie podążającej za pozornym dobowym ruchem Słońca [4].

Jednym z rozwiązań, które pozwalają zrealizować ten postulat są systemy nadążne, śledzące położenie Słońca względem powierzchni paneli PV. Systemy te dzielą się na systemy jednoosiowe oraz dwuosiowe [5, 6]. Badania opisane w pracach [4–6, 8, 9] wskazują, że systemy nadążne mogą zwiększyć roczną produkcję energii od kilku do nawet kilkadziesiąt procent. Korzyści z zastosowania systemów nadążnych zależą od położenia geograficznego instalacji, zakresu jej zacienienia, lokalnych warunków atmosferycznych oraz zastosowanej konstrukcji układu śledzącego [5].

Z drugiej strony, budowa systemów śledzących pozycję Słońca wiąże się z wyższymi kosztami inwestycyjnymi i eksploatacyjnymi. Istnieje również ryzyko awarii podzespołów mechanicznych [7]. Systemy te wymagają dodatkowego zużycia energii na potrzeby napędu. Z tego powodu zasadność stosowania układów nadążnych, zwłaszcza w małych instalacjach, pozostaje przedmiotem dyskusji.

Większość dotychczasowych badań systemów nadążnych [6] obejmuje duże instalacje komercyjne [A4] lub modele komputerowe [8, 10, 11]. Stosunkowo niewiele uwagi poświęcono proumenckim instalacjom nadążnym.

W pracy [4] przedstawiono m.in. wyniki porównania dwóch instalacji – stacjonarnej oraz nadążnej. Bardzo duża różnica wydajności obu rozwiązań (54,3 % przewagi układu nadążnego nad stacjonarnym w 2022 r.) wskazuje na zasadność stosowania systemu nadążnego, jednak analiza kosztów amortyzacji tych wariantów poddaje w wątpliwość ekonomiczną opłacalność inwestycji. Niedawne analizy instalacji stacjonarnych oraz dwuosiowych systemów nadążnych przeprowadzone w Ekwadorze [9] wykazały, że zastosowanie instalacji nadążnych zwiększa roczną produkcję energii w badanym regionie o około 20 %. W cytowanej pracy wskazano, że uzyski wynikające z wykorzystania układów nadążnych zależą również od lokalnych uwarunkowań klimatycznych. Z kolei analizy opisane w pracy [8], bazujące na symulacjach wykonanych w środowisku PVsyst dla województwa kujawsko-pomorskiego potwierdzają, że instalacje nadążne osiągają roczne uzyski energii wyższe o około 20 %.

Autor korespondujący:

Krzysztof Górecki, k.gorecki@we.umg.edu.pl

Artykuł recenzowany

nadesłany 04.02.2025 r., przyjęty do druku 24.04.2026 r.



Zezwala się na korzystanie z artykułu na warunkach licencji Creative Commons Uznanie autorstwa 4.0 Int.

W artykule porównano właściwości dwóch mikroinstalacji fotowoltaicznych zlokalizowanych w swoim bezpośrednim sąsiedztwie w województwie pomorskim. Opisano konstrukcje obu instalacji oraz porównano efekty ich pracy. Porównano wyniki pomiarów charakterystyk obu instalacji uzyskane w wybranych dniach na przestrzeni jednego roku. Pokazano też znormalizowane wartości energii produkowanej przez obie instalacje w poszczególnych miesiącach.

2. Testowane systemy fotowoltaiczne

Pierwsza z rozważanych instalacji, nazywana dalej instalacją stacjonarną ma moc znamionową 6,46 kWp. Druga instalacja, nazywana dalej instalacją nadążną ma moc znamionową 3,52 kWp. Miejsce wybrane dla obu instalacji PV charakteryzuje się dobrymi warunkami ekspozycyjnymi. Instalacja stacjonarna FT (ang. *Fixed Tilted*) skierowana jest na południowy zachód, a instalacja nadążna TR (ang. *Tracker*) zmienia swoje ustawienie od północnego wschodu do północnego zachodu (ruch w zakresie 240° kątowych). Widok rozważanych instalacji fotowoltaicznych przedstawiono na rys. 1.

Do budowy instalacji stacjonarnej zastosowano dwustronne moduły PV firmy JA SOLAR typu 60D20 380/MB [A5]. Moduły te zamontowano w dwóch poziomych rzędach na stelażu wykonanym z profili stalowych osadzonych na wspornikach zakotwiczonych w gruncie. W górnym rzędzie znajduje się dziewięć modułów PV, a w dolnym – osiem modułów. Moduły połączono w jeden łańcuch szeregowy. Kąt nachylenia modułów względem gruntu wynosi 35°.

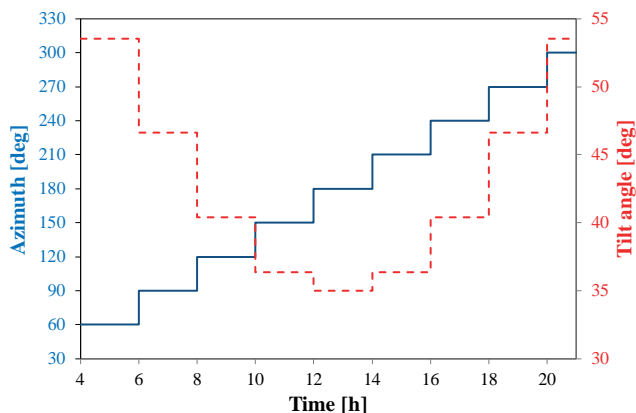
W instalacji nadążnej wykorzystano osiem dwustronnych modułów PV firmy LONGI typu LR4-72HBD-440M [A6] o łącznej mocy 3,52 kWp. Moduły PV zamontowano na stelażu wykonanym z dedykowanych profili stosowanych w gruntowych instalacjach fotowoltaicznych. Podstawę stelaża przykręcono do mechanizmu obrotowego. Moduły PV ułożono pionowo w dwóch rzędach (po cztery sztuki w każdym rzędzie) i połączono je szeregowo w jeden łańcuch.

Podczas pracy mechanizmu obrotowego wraz ze zmianą azymutu modułów PV zmienia się również kąt ich nachylenia w stosunku do powierzchni gruntu. Zmiana kąta nachylenia jest konsekwencją odchylenia osi obrotu głównej przekładni o 13° od pionu w kierunku północnym. Oznacza to, że w pozycji 90° lub pozycji 270° – kąt nachylenia zwiększa się do 48° (35° + 13° = 48°). Kąt ten zwiększa się aż do około 54° w pozycjach skrajnych azymutu tj. odpowiednio przy 60° i 300°.

Do każdego z rozważanych zestawów paneli fotowoltaicznych podłączony jest falownik Solis [A7] wyposażony we wbudowany licznik energii oraz zewnętrzny moduł-logger Wi-Fi. Moduły te umożliwiają zdalny monitoring instalacji przez platformę SolisCloud Monitoring [www.soliscloud.com]. Dane są rejestrowane co 5 minut i obejmują prądy i napięcia DC/AC, moc chwilową, dzienną produkcję energii oraz inne parametry

pracy systemów PV. Zgromadzone dane zaimportowano z systemu SolisCloud w formie arkuszy kalkulacyjnych w celu dalszej analizy.

W układzie sterownika wykorzystano mikrokontroler STM32F411, wyposażony w zegar czasu rzeczywistego podtrzymywany bateryjnie. Umożliwia on pracę zgodnie z kalendarzem astronomicznym. Napęd realizowany jest przez silnik prądu stałego. Prędkość obrotowa regulowana jest sygnałem PWM.



Rys. 2. Zależność kąta nachylenia modułów oraz azymutu od czasu dla instalacji nadążnej

Fig. 2. Dependence of the tilt angle and azimuth on time for the tracking installation

Zmiana kierunku obrotów odbywa się za pomocą przełącznika przelączającego polaryzację zasilania silnika. Na osi silnika zainstalowano enkoder inkrementalny, służący do śledzenia bieżącego położenia azymutalnego. Sterownik dokonuje kalibracji pozycjonowania każdorazowo po włączeniu zasilania. Na rys. 2 przedstawiono wykres zależności kąta nachylenia modułów PV (ang. *tilt angle*) w zależności od azymutu zmienianego przez system nadążny co 2 godziny.

Można zauważyć, że w ciągu doby konstrukcja mechaniczna instalacji nadążnej przemieszcza się w całym roboczym zakresie azymutu. Z kolei kąt nachylenia tej instalacji względem podłoża zmienia się w zakresie od 35° do 54°. Kąt ten jest najmniejszy w południe, a największy w porach wschodu i zachodu Słońca.

3. Metodyka badań

Dla rzetelnego porównania pracy obu rozważanych instalacji fotowoltaicznych wybrano po jednym dniu z pierwszego miesiąca każdej pory roku. Kryteria selekcji obejmowały:

- wysoki poziom napromienienia słonecznego – dni o maksymalnej sumarycznej energii docierającej do modułów PV;
- brak lub bardzo małe zachmurzenie – zapewniające gładki przebieg mocy produkowanej w ciągu dnia.

Rys. 1. Badane instalacje PV: nadążna (po lewej stronie) i stacjonarna (po prawej stronie)

Fig. 1. Tested PV installations: tracking (left) and stationary (right)



Aby porównanie pomiędzy instalacją stacjonarną (FT) a instalacją nadążną (TR) było miarodajne, przyjęto następujące wskaźniki:

- Moc chwilowa znormalizowana P_{norm} – umożliwia porównanie systemów o różnej wartości mocy zainstalowanej:

$$P_{norm} = \frac{P_{meas}}{P_{inst}} \quad (1)$$

gdzie P_{meas} – zmierzona moc chwilowa; P_{inst} – moc nominalna instalacji PV;

- Uzysk dzienny Y w przeliczeniu na 1 kWp – stosowany do oceny efektywności instalacji PV:

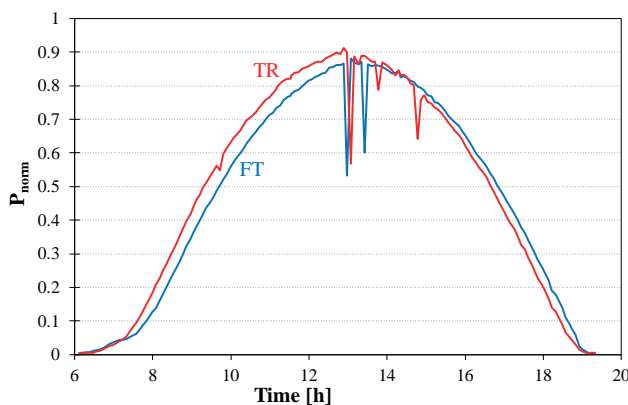
$$Y = \frac{E}{P_{inst}} \quad (2)$$

gdzie E oznacza dzienną produkcję energii [kWh]; Y – znormalizowany uzysk energii [kWh/kWp].

Analiza danych opierała się na logach pracy obu systemów, zapisywanych co 5 minut w ciągu dnia przez 12 miesięcy.

4. Wyniki pomiarów

W celu rzetelnego porównania obu instalacji fotowoltaicznych dokonano przeliczenia ich dziennej produkcji energii na jednostkę mocy zainstalowanej (kWh/kWp). Porównanie przeprowadzono w słoneczny dzień 4 września 2025 r., gdy obie instalacje fotowoltaiczne pracowały w trybie statycznym (z wyłączonym systemem śledzenia). Wyniki pomiarów pokazano na rys. 3. Instalacja stacjonarna, oznaczona na wykresach FT, produkuje energię 41,7 kWh, natomiast instalacja nadążna, oznaczona na wykresach TR, awaryjnie zatrzymana w pozycji 184° wyprodukowała energię 23,4 kWh.



Rys. 3. Porównanie pracy systemu stacjonarnego i unieruchomionego systemu nadążnego w dniu 4 września 2025 r.

Fig. 3. Comparison of the performance of the stationary system and the immobilized tracking system on September 4, 2025

Jak można zauważyć, wykresy uzyskane dla obu instalacji leżą bardzo blisko siebie. Dostrzegalne różnice między prezentowanymi charakterystykami spowodowane są zużyciem eksploatacyjnym paneli umieszczonych w instalacji stacjonarnej. Instalacja ta pracuje kilka lat dłużej niż instalacja nadążna. Różnice są szczególnie widoczne w godzinach przedpołudniowych. Dochodzą one do 4 %.

W dalszej części rozdziału zaprezentowano wyniki obliczeń wykonanych w oparciu o podane w rozdziale 3 równania służące do normalizacji produkcji energii oraz do wyznaczenia uzysku.

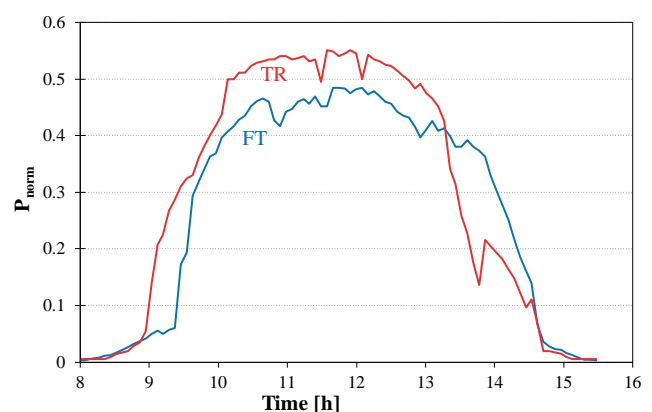
W oparciu o zmierzone charakterystyki wyznaczono wartości energii produkowanej przez każdą z instalacji w ciągu doby. Następnie unormowano wartość tej energii względem mocy znamionowej każdej z instalacji. Uzyskano wartość 6,46 kWh/kWp dla instalacji stacjonarnej oraz 6,65 kWh/kWp dla instalacji nadążnej. A zatem różnica unormowanych wartości wynosi 2,9 %.

Mimo że instalacja stacjonarna produkuje więcej energii, to znormalizowana energia jest większa dla instalacji nadążnej. Należy podkreślić, że obie instalacje były badane w warunkach terenowych, co oznacza, że na ich uzyski mogły wpływać czynniki środowiskowe trudne do pełnego kontrolowania.

W celu obiektywnej oceny pracy obu instalacji fotowoltaicznych wybrano po jednym dniu o najbardziej sprzyjających warunkach nasłonecznienia w każdej porze roku. Wytypowane dni charakteryzowały się wysokim poziomem napromienienia, minimalnym zachmurzeniem oraz stabilnymi warunkami atmosferycznymi, co umożliwia analizę uzysków energii w warunkach zbliżonych do idealnych. Aby zapewnić miarodajne porównanie obu instalacji posługiwano się znormalizowaną mocą P_{norm} .

W dalszej części rozdziału zaprezentowano wyniki badań instalacji stacjonarnej (FT) i instalacji nadążnej (TR). Do porównania wybrano cztery dni: 25 grudnia 2024 r. (rys. 4), 19 marca 2025 r. (rys. 5), 14 czerwca 2025 r. (rys. 6) oraz 26 września 2025 r. (rys. 7). Przedstawione czasowe przebiegi produkowanej mocy ilustrują różnice w profilu pracy obu instalacji w poszczególnych porach roku.

Jak można zaobserwować na rys. 4, w zimie przewaga instalacji nadążnej jest mała. Wzrost produkcji mocy wynika głównie z możliwości wychwytywania promieniowania przy niskim kącie elewacji Słońca. Z wykresu widać, że produkcja energii zaczyna się około godziny 9-ej, a kończy się przed 15-tą. Unormowana wartość energii wyprodukowanej przez instalację stacjonarną wyniosła 2,12 kWh/kWp, a dla instalacji nadążnej – 2,36 kWh/kWp. Oznacza to przewagę instalacji nadążnej o 11,2 %. Nieregularny kształt charakterystyki, skutkujący czasowym obniżeniem produkcji energii w instalacji stacjonarnej, odczuwany jest tylko w najkrótsze dni roku i wynika z zacinienia przez drzewa znajdujące się na sąsiedniej działce. Na wykresie widać anomalie: zacinienie instalacji stacjonarnej od pobliskich drzew około godziny 9-ej oraz zacinienie dolnej części modułów instalacji

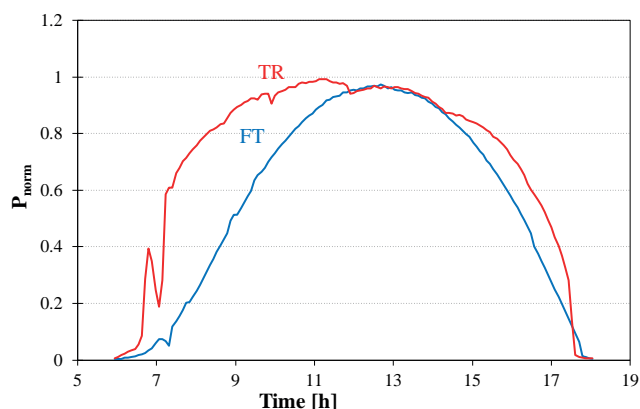


Rys. 4. Dobowy przebieg generowanej mocy w dniu 25 grudnia 2024 r.

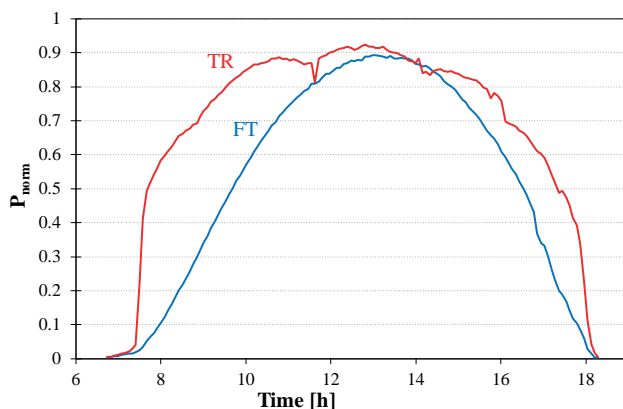
Fig. 4. Daily course of generated power on December 25, 2024

nadążnej przez narożnik instalacji stacjonarnej między godziną 13:00 a 14:00.

Jak widać na rys. 5, produkcja energii elektrycznej trwa od 6:30 do 17:30. Instalacja nadążna wykazuje zwiększoną produkcję, szczególnie w godzinach od 6:30 do 11:00 oraz od 15:00 do 17:00. W godzinach okołopołudniowych różnice w produkowanej mocy przez obie instalacje są pomijalnie małe. Unormowana wartość energii wyprodukowanej przez instalację stacjonarną wynio-



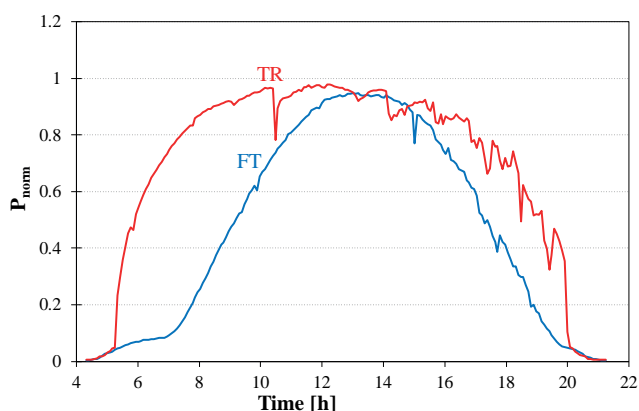
Rys. 5. Dobowy przebieg generowanej mocy w dniu 19 marca 2025 r.
Fig. 5. Daily course of generated power on March 19, 2025



Rys. 7. Dobowy przebieg generowanej mocy w dniu 26 września 2025 r.
Fig. 7. Daily course of generated power on September 26, 2025

sła 6,9 kWh/kWp, dla instalacji nadążnej – 8,86 kWh/kWp. Oznacza to przewagę instalacji nadążnej o 28,4 %.

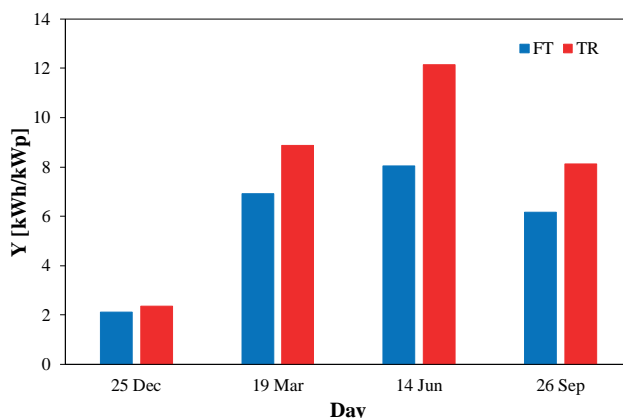
Na rys. 6 można zauważyć, że w czerwcu produkcja energii elektrycznej trwa od godziny 5:30 do 20:30. Największa przewaga instalacji nadążnej jest widoczna w godzinach od 5:20 do 12:00 i od 15.30 do 20:00, czyli we wczesnych godzinach porannych i przed zachodem Słońca. W południe obie instalacje osiągały wartości bliskie mocy nominalnej. Unormowana wartość energii wyprodukowanej przez instalację stacjonarną wyniosła 8 kWh/kWp, dla instalacji nadążnej – 12,16 kWh/kWp. Oznacza to przewagę instalacji nadążnej o 51,4 %.



Rys. 6. Dobowy przebieg generowanej mocy w dniu 14 czerwca 2025 r.
Fig. 6. Daily course of generated power on June 14, 2025

Jak widać na rys. 7, produkcja energii elektrycznej trwa od 7:30 do 18:00. Instalacja nadążna wykazuje zwiększoną produkcję, szczególnie w godzinach od 7:30 do 12:00 oraz od 15:00 do 17:30. W godzinach okołopołudniowych różnice w produkowanej mocy przez obie instalacje są pomijalnie małe. Unormowana wartość energii wyprodukowanej przez instalację stacjonarną wyniosła 6,18 kWh/kWp, a dla instalacji nadążnej – 8,12 kWh/kWp. Oznacza to przewagę instalacji nadążnej o 31,4 %. Widoczne jest chwilowe zacinienie modułów PV w instalacji nadążnej około godziny 7-ej i chwilowe spadki produkcji mocy spowodowane korektą pozycji modułów PV przez układ śledzenia.

Na rys. 8 przedstawiono znormalizowane wydajności energetyczne obu badanych instalacji fotowoltaicznych dla reprezentatywnych dni o wysokiej wydajności w każdej porze roku. Widać, że instalacja nadążna w każdym z rozważanych dni wykazuje większy uzysk niż instalacja stacjonarna. Przewaga instalacji nadążnej jest tym bardziej widoczna im dłuższy jest



Rys. 8. Zestawienie uzysków z obu instalacji dla wybranych dni
Fig. 8. Summary of yields from both installations for selected days

dnia. Dlatego wartość unormowanej energii produkowanej przez instalację nadążną jest większa niż dla instalacji stacjonarnej zaledwie o 11 % pod koniec grudnia i aż o ponad 50 % w połowie czerwca. Warto zauważyć, że występują duże zmiany sezonowe w ilości produkowanej energii. Dla instalacji stacjonarnej energia produkowana w dzień czerwcowy jest 4-krotnie większa niż w dzień grudniowy, a dla instalacji nadążnej – aż 6-krotnie większa.

5. Podsumowanie

Przeprowadzone badania potwierdzają, że system nadążny może istotnie zwiększać roczną produkcję energii w porównaniu z instalacją stacjonarną. Instalacja nadążna zapewnia wyższe uzyski we wszystkich porach roku, przy czym największe korzyści odnotowano w miesiącach o wysokiej irradiancji (wiosna–lato). W okresach zimowych i jesiennych przewaga systemu nadążnego była mniejsza, co wskazuje na silną sezonowość efektu.

Po unormowaniu wartości produkowanej energii względem mocy znamionowej nadal obserwuje się znaczącą przewagę systemu nadążnego, co wskazuje, że sama zmiana geometrii ustawienia modułów stanowi główne źródło wzrostu uzysku.

Przeprowadzona analiza wykazała również, że w przypadku małych instalacji systemy nadążne mogą stanowić efektywne narzędzie zwiększania produkcji, szczególnie w lokalizacjach o ograniczonym zacięciu oraz w regionach o dużej zmienności kąta padania promieniowania.

Wyniki przeprowadzonych badań mogą stanowić praktyczną wskazówkę dla prosumentów i projektantów rozważających opła-

całność stosowania lub budowy własnych systemów nadążnych w mikroinstalacjach PV.

Podziękowania

Publikacja w ramach projektu finansowanego ze środków budżetu państwa w ramach programu Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego pod nazwą Wektory Nauki nr projektu WNK/SP/0311/2025/01 kwota finansowania projektu: 276 232,00 zł całkowita wartość projektu: 635 552,00 zł.

Bibliografia

- Rashid M.H., *Power Electronic Handbook*, Academic Press: Cambridge, MA, USA, Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2007.
- Castaner L., Silvestre S., *Modelling Photovoltaic Systems Using PSpice*, John Wiley & Sons: Hoboken, NJ, USA, 2002, DOI: 10.1002/0470855541.
- Górecki K., Dąbrowski J., Krac E., *SPICE-Aided Modeling of Daily and Seasonal Changes in Properties of the Actual Photovoltaic Installation*, "Energies", Vol. 14, No. 19, 2021, DOI: 10.3390/en14196247.
- Listewnik K.J., Nowak T., *Comparison of the Energy Efficiency of Fixed and Tracking Home Photovoltaic Systems in Northern Poland*, "Energies", Vol. 17, No. 17, 2024, DOI: 10.3390/en17174410.
- Sadeghi R., *A Review and Comparative Analysis of Solar Tracking Systems*, "Energies", Vol. 18, No. 10, 2025, DOI: 10.3390/en18102553.
- Seme S., Štumberger B., Hadžiselimović M., Sredenšek K., *Solar Photovoltaic Tracking Systems for Electricity Generation: A Review*, "Energies", Vol. 13, No. 16, 2020, DOI: 10.3390/en13164224.
- Rotar R., Petcuț F.M., Susany R., Oprețoiu F., Vlăduțiu M., *Dependability Assessment of a DualAxis Solar Tracking Prototype Using a MaintenanceOriented Metric System*, "Applied System Innovation", Vol. 7, No. 4, 2024, DOI: 10.3390/asi7040067.
- Walichnowska P., Mroziński A., Idzikowski A., Fröhlich S.R., *Energy Efficiency Analysis of 1 MW PV Farm Mounted on Fixed and Tracking Systems*, "Construction of Optimized Energy Potential", Vol. 11, No. 1, 2022, 75–83, DOI: 10.17512/bozpe.2022.11.09.
- Cabascango M., Cordero F., Galarza M., *Performance Comparison between Fixed and Dual-Axis Sun-Tracking Photovoltaic Panels in the Coastal Region of Ecuador*, "Sustainability", Vol. 14, No. 3, 2022, DOI: 10.3390/su14031696.
- Baouche F.Z., Abderezzak B., Ladmi A., Arbaoui K., Suciū G., Mihaltan T.C., Raboaca M.S., Hudîșteanu S.V., Turcanu F.E., *Design and Simulation of a Solar Tracking System for PV*, "Applied Sciences", Vol. 12, No. 19, 2022, DOI: 10.3390/app12199682.
- Rustemli S., İlcihan Z., Sahin G., van Sark W.G.J.H.M., *A Novel Design and Simulation of a Mechanical Coordinate Based Photovoltaic Solar Tracking System*, "AIMS Energy", Vol. 11, No. 5, 2023, 753–773, DOI: 10.3934/energy.2023037.
- Górecki K., Krac E., Dąbrowski J., *Modelling an Influence of Solar Cells' Connection Manner in Silicon Photovoltaic Modules on Their Characteristics with Partial Shading*, "Energies", Vol. 17, No. 22, 2024, DOI: 10.3390/en17225741.

Inne źródła

- Urząd Regulacji Energetyki, *Raport URE: W Polsce działa już 1.5 mln mikroinstalacji OZE*, 2024. [www.ure.gov.pl].
- SunCalc.org., *Sun Position and Sunlight Phases Calculator*, [https://suncalc.org].
- European Commission, Joint Research Centre, *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en].
- Reuters, *US solar tracker dominance offers learnings for other markets*, [www.reuters.com].
- JA Solar Technology Co., Ltd., *JAM60D20380/MB Photovoltaic Module Datasheet*. [www.jasolar.com].
- LONGi Solar, *HiMO 4 LR472HBD440M Module Datasheet. ENF Panel Directory*, [https://static.longi.com].
- Ginlong Technologies Co., Ltd., *Solis3P(1520)K4G Installation and Operation Manual*, Ver. VI, 2021, [www.ginlong.com].

Long-Term Measurements of the Characteristics of a Fixed and Mobile Photovoltaic Installation

Abstract: This paper analyzes the properties of two photovoltaic installations located in close proximity to each other. One is stationary, while the other abruptly changes the orientation of its panels, which follow the apparent daily movement of the Sun. Measurement results illustrating the daily variations in the productivity of both installations across four seasons are presented and discussed. The rationale for using a mobile installation on the analyzed days is demonstrated.

Keywords: photovoltaic installation, measurements, sun tracking, seasonal studies

mgr inż. Andrzej Urbanowicz

a.urbanowicz@we.umg.edu.pl
ORCID: 0009-0006-5139-3942

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Telekomunikacji i Elektrotechniki Akademii Techniczno-Rolniczej im. J. i J. Śniadeckich w Bydgoszczy w 1997 r. W latach 1997–2000 pracował na stanowisku asystenta w Akademii Techniczno-Rolniczej im. J. i J. Śniadeckich w Bydgoszczy. Następnie pracował w takich przedsiębiorstwach, jak Lucent Technologies Bell Labs Innovations i Toshiba Electronics Europe GmbH. Od 2009 r. prowadzi samodzielną działalność gospodarczą w zakresie projektowania systemów wbudowanych, internetu rzeczy oraz systemów radiokomunikacyjnych. Od 2025 r. jest zatrudniony na stanowisku asystenta w Katedrze Energoelektroniki Uniwersytetu Morskiego w Gdyni. Jego zainteresowania naukowe obejmują modelowanie, analizę i pomiary komponentów systemów elektronicznych i energoelektronicznych.



prof. dr hab. inż. Krzysztof Górecki

k.gorecki@we.umg.edu.pl
ORCID: 0000-0002-9857-8235

Ukończył studia magisterskie na kierunku elektronika na Politechnice Gdańskiej w 1990 r. W tej samej uczelni uzyskał stopień doktora w dyscyplinie elektronika w 1999 r. Habilitację w zakresie elektroniki uzyskał na Politechnice Łódzkiej w 2008 r., a w 2016 r. Prezydent RP nadał mu tytuł profesora. Od 1990 r. pracuje na Wydziale Elektrycznym Uniwersytetu Morskiego w Gdyni. Obecnie jest zatrudniony na stanowisku profesora i kieruje Katedrą Energoelektroniki. Jego zainteresowania naukowe obejmują modelowanie, analizę i pomiary przyrządów półprzewodnikowych i układów elektronicznych ze szczególnym uwzględnieniem zjawisk cieplnych.

