

# Analiza wydajności dwuosioowego solarnego układu nadążnego

Wojciech Trzasko

Politechnika Białostocka, Wydział Elektryczny, ul. Wiejska 45D, 15-351 Białystok

**Streszczenie:** W pracy przedstawiono eksperymentalne wyniki działania dwuosioowego solarnego układu nadążnego w okresie od marca 2015 r. do września 2017 r. Analizowana instalacja, o łącznej mocy 3 kWp, jest zlokalizowana na kampusie Politechniki Białostockiej (Białystok, Polska północno-wschodnia). Analizę wydajności nadążnej instalacji fotowoltaicznej przeprowadzono w stosunku do instalacji o stałym kącie pochylenia. Omówiono wpływ dokładności sterowania układem śledzenia na konwersję energii słonecznej w warunkach miejskich na przykładzie miasta Białegostoku. Uzyskane wyniki wskazują, że zastosowanie dwuosioowego układu nadążnego zwiększyło roczną produkcję energii o około 40% w porównaniu do panelu ustawionego pod kątem  $38^\circ$  w kierunku południowym. Zaproponowano metodę poprawy dokładności algorytmu sterowania dwuosioowym układem nadążnym.

**Słowa kluczowe:** dwuosioowy układ nadążny, system pomiarowy, algorytm sterowania, fotowoltaika, stałe moduły PV

## 1. Wprowadzenie

W ostatnich latach ze względu na wzrost cen paliw kopalnych i konieczność redukcji emisji gazów cieplarnianych energia odnawialna, pochodząca ze Słońca, wiatru, wody, biogazu jest postrzegana jako realna alternatywa dla tradycyjnej energii [1, 2, 9]. Według corocznych raportów Instytutu Energetyki Odnawialnej rynek instalacji fotowoltaicznych ciągle rośnie, mimo niejasnej sytuacji prawnej tego sektora. Podobnie rozwija się rynek prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych, które na koniec 2015 r. stanowiły już 31,5 MW, czyli 26% całkowitej mocy zainstalowanej.

Efektywność konwersji fotowoltaicznej zależy z jednej strony od parametrów samego odbiornika, z drugiej strony od dostępności promieniowania słonecznego na jego powierzchni, co jest uzależnione od warunków środowiskowych oraz przyjętej metody orientacji odbiornika w przestrzeni [9, 14]. W ostatnich latach analizie opłacalności stosowania układów nadążnych jedno- lub dwuosioowych oraz dokładności metod sterowania poświęconych jest wiele opracowań i artykułów [1–3, 6, 7, 10, 12]. Ciągłe jednak brakuje kompleksowych danych i analiz możliwości wytwórczych systemu fotowoltaicznego w wybranych konfiguracjach pracy, w odniesieniu do warunków miejskich, gdzie ukształtowanie i rodzaj terenu oraz wielkość zabudowy, mogą wpłynąć na sumy roczne promieniowania słonecznego.

Na Politechnice Białostockiej w latach 2012–2015 realizowano dwa komplementarne projekty: *Poprawa efektywności energetycznej infrastruktury Politechniki Białostockiej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii* oraz *Badanie skuteczności aktywnych i pasywnych metod poprawy efektywności energetycznej infrastruktury z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii*, które były finansowane w ramach RPO WP 2007–2013. Jednym z działań, realizowanym przez zespół badawczy pracowników Wydziału Elektrycznego, było opracowanie pogłębionych analiz techniczno-ekonomicznych i raportów z przeprowadzonych w dwuletnim horyzoncie czasowym badań nad efektywnością energetyczną budynku referencyjnego oraz badań hybrydowego systemu odnawialnej energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej w terenie zurbanizowanym w regionie północno-wschodniej Polski [11].

Wykorzystując zgromadzone dane z 32 miesięcy eksploatacji elektrowni hybrydowej, w pracy zostanie przedstawiona analiza wydajności systemu fotowoltaicznego z modułami zainstalowanymi na dwuosioowym układzie nadążnym w odniesieniu do systemu z modułami ustawionymi na stałe. W drugiej części artykułu zostanie zweryfikowana jakość i dokładność sterowania układem nadążnym (trackerem solarnym) w układzie otwartym, w tym przedstawiona metoda poprawy dokładności algorytmu sterowania.

## 2. Hybrydowy system małej energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej oraz system pomiarowy WSA

Analizowana w pracy instalacja fotowoltaiczna wchodzi w skład hybrydowego systemu wytwórczego energii elektrycznej, w który został wyposażony budynek Centrum Badawczo-Dydaktycznego Wydziału Elektrycznego. Łączna moc zainstalowana odnawialnych źródeł energii wynosi 19 kWp, gdzie elektrownia fotowol-

**Autor korespondujący:**

Wojciech Trzasko, w.trzasko@pb.edu.pl

**Artykuł recenzowany**

nadesłany 24.10.2017 r., przyjęty do druku 26.02.2018 r.



Zezwala się na korzystanie z artykułu na warunkach licencji Creative Commons Uznanie autorstwa 3.0

taiczna ma moc 9 kWp, zaś elektrownia wiatrowa 10 kWp. Inwestycja została oddana do użytku w grudniu 2014 r., zaś w okresie styczeń – maj 2015 r. uruchomiono system pomiarowy WSAd (typu SCADA).

Instalacja jest przyłączona do sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja S.A, przy czym zawarta umowa nie przewiduje wprowadzania energii do sieci energetyki zawodowej.

Elektrownię fotowoltaiczną tworzą cztery konfiguracje paneli z modułami polikrystalicznymi ESP 250 6P:

- panel fotowoltaiczny (PV1) zainstalowany nieruchomo na dachu budynku pod kątem 38° w kierunku południowym, składający się z 12 modułów o łącznej mocy 3 kWp. Panel jest połączony przez rozdzielnicę, wyposażoną w układ zabezpieczeń złożonych z dwu rozłączników P-SOL 20 A i ochronnika przepięć, z inwerterem SMA typ SUNNY BOY 3000 HF. Sekcja do pracy optymalnej całorocznie umożliwia regulację kąta pochylecia, aby optymalizować zysk energetyczne w krótszych okresach czasu;
- panel fotowoltaiczny (PV4) zainstalowany na dachu budynku na układzie nadążnym (trackerze), składający się z 12 modułów o łącznej mocy 3 kWp, zabezpieczenie i inwerter jak wyżej. Dwuosowy układ nadążny śledzi ruch słońca w zakresie: kąt obrotu wschód–zachód (azymut) wynosi 270°, w kierunku północ–południe (wysokość) – wynosi 80°;
- panel fotowoltaiczny (PV2) zainstalowany nieruchomo na południowo-wschodniej ścianie budynku (azymut 160°), składający się z 6 modułów o mocy 1,5 kWp;
- panel fotowoltaiczny (PV3) zainstalowany nieruchomo na południowo-zachodniej fasadzie budynku (azymut 250°), składający się z 6 modułów o mocy 1,5 kWp.

W skład elektrowni wiatrowej wchodzi:

- turbina wiatrowa o pionowej osi obrotu (EW1) typu H-Darrieus zainstalowana na maszcie stalowym na wysokości 15,61 m, trójłopatowa (średnica 3,5 m, wysokość łopat 3 m), o mocy znamionowej 5 kW. Generator jest połączony przez rozdzielnicę wyposażoną w układ zabezpieczeń składający się z dwu rozłączników FR303 32 A i ochronnika przepięć, z trójfazowym inwerterem sieciowym TWERD typ PZGS/5,5 kW;
- turbina wiatrowa o poziomej osi obrotu (EW2), zainstalowana na maszcie stalowym na wysokości 15,27 m trójłopatowa (średnica 4,8 m), o mocy znamionowej 5 kW, zabezpieczenie i inwerter jak wyżej.

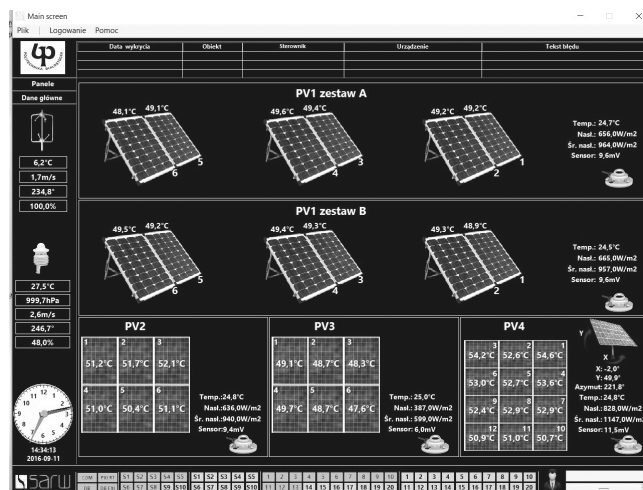
Dodatkowo układ hybrydowy jest wyposażony w systemem SCADA do rejestracji danych pomiarowych, archiwizacji i wizualizacji pracy systemu. W ramach systemu SCADA elektrowni hybrydowej zintegrowano dane: z komputera PXI (system WSAd), serwera KNX (BMS budynku), serwera iGP (licznik

energii zielonej), dane z inwerterów elektrowni fotowoltaicznej oraz z falowników elektrowni wiatrowych. Wyniki pomiarów gromadzone są na serwerze bazodanowym, zaś bieżąca praca elektrowni hybrydowej jest prezentowana na ekranach synoptycznych i na stronie internetowej www.elektrowania.pb.edu.pl.

Wielokanałowy system akwizycji danych (WSAd) składa się z ośmiu węzłów kontrolno-pomiarowych wykonanych na platformie sprzętowej National Instruments: sterowniki cRio-9024 z modułami rozproszonymi (NI-9203, NI-9219, NI-9213, NI-9234). Elementem głównym systemu pomiarowego jest komputer PXIe-8108 ze środowiskiem deweloperskim LabVIEW oraz bazą danych SQL. Komunikacja między lokalnymi koncentratorami danych cRio, komputerem PXI, bazą danych i stacjami roboczymi odbywa się przez sieć Ethernet. Lokalne koncentratory danych zbierają informacje z podłączonych urządzeń pomiarowych, a następnie udostępniają dane do systemu RT PXI (rys. 1). Lokalnie zastosowano interfejs komunikacyjny RS-485 (NI-9871) oraz Ethernet, w tym standard protokołu Modbus [4, 13].

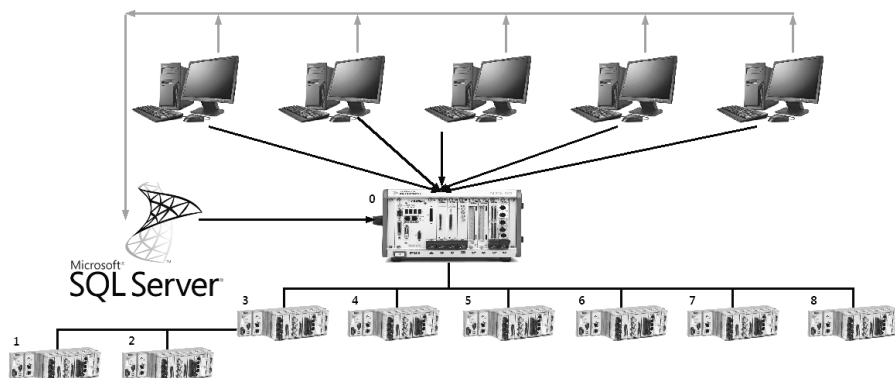
Wykonane przez firmę SARW, według powyższych założeń, narzędzie inżynierskie WSAd (okno aplikacji klienckiej jest pokazane na rysunku 1) gromadzi i przetwarza następujące dane:

- EW1 – prądy i napięcia na wyjściu generatora, pomiar hałasu, wibracji i prędkości wiatru 3D,
- EW2 – prądy i napięcia na wyjściu generatora, pomiar hałasu i wibracji,
- PV1 – pomiar temperatury modułów PV i nasłonecznienia,



Rys. 2. Narzędzie inżynierskie WSAd – aplikacja kliencka – okno pomiarów temperatury paneli fotowoltaicznych i parametrów pracy trackera

Fig. 2. WSAd engineering tool – client application – visualization of temperature in the photovoltaic modules and tracker parameters

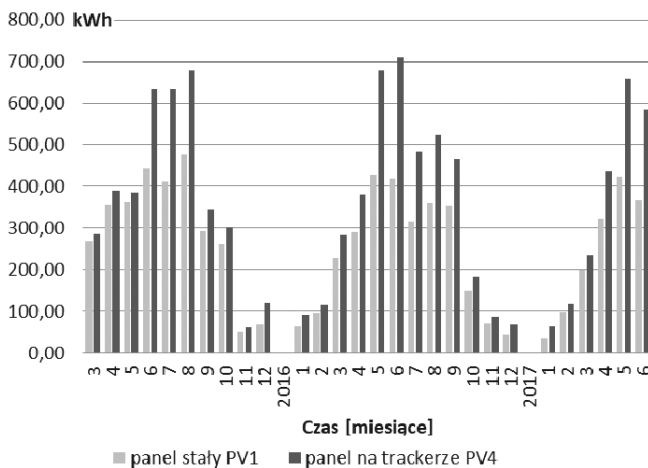


Rys. 1. Architektura systemu pomiarowego [4]  
Fig. 1. Measurement system architecture [4]

- PV2a i PV2b – pomiar temperatury modułów PV i nasłonecznienia,
- PV3 – pomiar temperatury modułów PV, położenia osi trackera i nasłonecznienia, moduł stacji aktynometrycznej oraz stacji meteorologicznej.

W aplikacji klienckiej rozróżnia się cztery podstawowe poziomy dostępu:

- Brak zalogowania – dostęp do bieżącego podglądu danych,
- Inżynier – podgląd danych, przebiegi szybkie (oscyloskop), wykresy i tworzenie raportów,
- Administrator – ma uprawnienia Inżyniera oraz ma możliwość konfigurowania ustawień lokalnych programu (np. czas próbkowania danych do archiwizacji),
- Serwis – użytkownik specjalny, ma pełne uprawnienia do zarządzania programem.



Rys. 3. Produkcja energii z panelu nadążnego i panelu optymalnego w okresie od marca 2015 r. do września 2017 r.

Fig. 3. Energy generated by the dual axis and fixed systems during March 2015 to September 2017

### 3. Analiza wydajności instalacji fotowoltaicznej z układem nadążnym

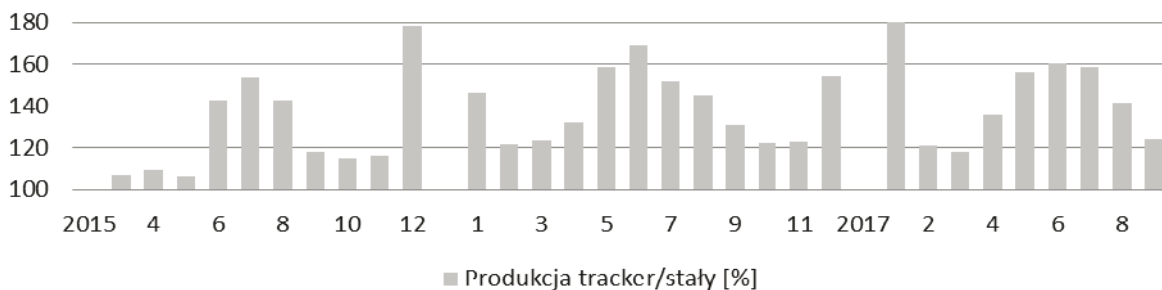
Z analiz przeprowadzonych w ramach realizacji projektu [11] wynika, że teren województwa podlaskiego charakteryzuje się zmiennością natężenia promieniowania słonecznego 975–1033 kWh/m<sup>2</sup> w roku, przy czym średnio w roku Słońce operuje przez 1576 godzin. Przeprowadzony, na podstawie pomiarów promieniowania słonecznego stacji aktynometrycznej zainstalowanej w pobliżu systemów fotowoltaicznych, bilans promieniowania słonecznego wykazał znaczący udział promieniowania rozproszonego (sięgający 50%) w promieniowaniu całkowitym [11, 14].

Na rysunku 3 przedstawiono miesięczne uzyski energii elektrycznej w okresie od marca 2015 r. do września 2017 r. dla dwóch paneli fotowoltaicznych: nadążnego oraz optymalnie ustawionego do pracy całorocznej pod kątem 38° w kierunku południowym.

Na rysunku 4 przedstawiono w ujęciu procentowym porównanie produkcji panelu na trackerze w stosunku do panelu optymalnego. W analizowanym okresie panel nadążny produkował od 15% do 86% więcej energii miesięcznie niż układ optymalny. W pierwszych trzech miesiącach, tj. w okresie rozruchowym instalacji, różnica była znacznie niższa (około 7–9%), co wynikało z dość częstych wyłączeń systemu sterowania dwuosowego układu nadążnego.

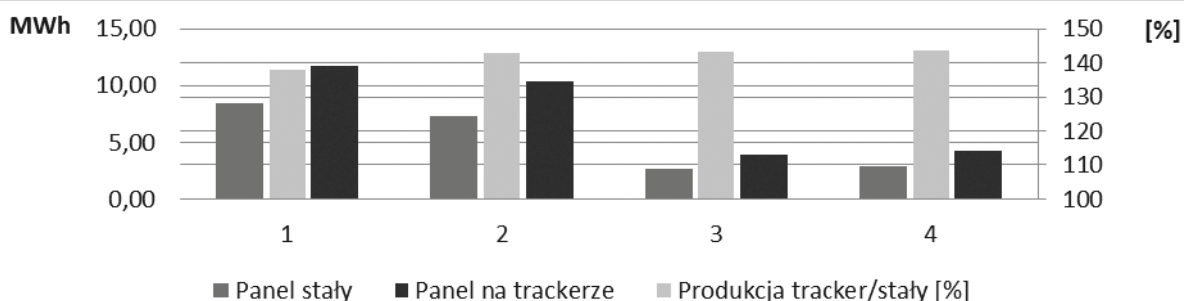
Należy zauważyć, że w ujęciu procentowym największą różnicę uzyskano w miesiącu zimowym, tj. styczniu 2017 r. i było to 86% przy produkcji panelu optymalnego na poziomie 34,67 kWh. Największą produkcję zanotowano w czerwcu 2016 r. – 709,78 kWh, co stanowiło ponad 169% produkcji panelu stałego.

Na rysunku 5 przedstawiono wartości skumulowanej produkcji energii w analizowanym okresie oddzielnie dla każdego z paneli oraz w ujęciu procentowym, gdzie pozycja 1 obejmuje cały analizowany okres, pozycja 2 obejmuje 28 ostatnich miesięcy od czerwca 2017 r. do września 2017 r., pozycja 3 obejmuje okres 12 ostatnich miesięcy od października 2016 r. do września 2017 r., pozycja 4 – 12 miesięcy (od października 2015 r. do



Rys. 4. Średniomiesięczna wydajność panelu nadążnego w stosunku do panelu optymalnego

Fig. 4. Monthly average performance of dual axis panels over fixed panels



Rys. 5. Porównanie całkowitej i rocznej wydajności nadążnej instalacji fotowoltaicznej w stosunku do instalacji o stałym kącie pochylenia

Fig. 5. Overall and annual efficiency of the dual axis system as compare to fixed tilted system

września 2016 r.). Panel nadążny wyprodukował w badanym okresie o 38% (42,87% w okresie 28 miesięcy bezawaryjnej pracy układu nadążnego) brutto więcej energii niż układ optymalny. Za ostatnie 12 miesięcy (pozycja 3 na rys. 5) osiągnięto wzrost o 43,23%. Z dotychczasowych wyników można wnioskować, że możliwości wytwórcze panelu nadążnego charakteryzują się lepszym o co najmniej 42% średnio w roku uzyskaniem energii elektrycznej brutto w stosunku do panelu ustawionego optymalnie.

W ramach projektu [11] dokonano też analizy opłacalności inwestycji w systemy wytwarzania energii elektrycznej bazujące na źródłach odnawialnych małej mocy, zainstalowanych w terenie zurbanizowanym w północno-wschodniej Polsce. Opracowane modele analityczne przeznaczone do analizy opłacalności inwestycyjnej bazują na istniejących modelach [11]. Dofinansowanie kosztów inwestycji na poziomie 85% ze środków europejskich pozwala na uzyskanie zwrotu z inwestycji w mikroinstalację fotowoltaiczną po około 5,5 roku w przypadku panelu ustawionego optymalnie do Słońca, natomiast dla panelu nadążnego w 6 lat. Mimo tego, że uzyskiwana średnioroczna produkcja energii z panelu nadążnego jest większa niż z panelu optymalnego, to dłuższy czas zwrotu z inwestycji wynika z wyższych kosztów inwestycyjnych. Przy czym można wyróżnić koszty stałe – koszt dwuosowego układu nadążnego z systemem sterowania w układzie otwartym oraz koszty zmienne związane z konstrukcją wsporczą trackera.

Z powyższego wynika, że instalacja panelu nadążnego jest efektywna ekonomicznie, jeżeli łączne koszty inwestycji nie przekroczą 140% kosztów systemu PV mocowanego na stałe do dachu lub na ziemi. Pozaekonomiczną przesłanką do wyboru panelu nadążnego w terenie zurbanizowanym może być brak wystarczającej powierzchni pod zabudowę zwiększonej liczby modułów fotowoltaicznych.

#### 4. Analiza dokładności pracy dwuosowego układu nadążnego

W celu poprawy uzysków energii elektrycznej stosuje się montaż modułów fotowoltaicznych na trackerach solarnych, których układ nadążny śledzi ruch Słońca po nieboskłonie. Maksymalizacja konwersji energii słonecznej na energię elektryczną jest wówczas, gdy płaszczyzna modułów PV jest prostopadła do kąta padania bezpośredniego promieniowania słonecznego o każdej porze dnia i roku.

W literaturze można znaleźć wiele prac na temat algorytmów wyznaczania pozycji Słońca [1, 7, 9], rozwiązań układów nadążnych jedno- i dwuosowych sterowanych w układzie otwartym lub zamkniętym [5], przy czym sterowanie oparte jest na zega-

rze astronomicznym [10], lub na czujniku optycznym [3, 6] lub systemy kombinowane łączące oba rozwiązania [2, 12].

Dla przedstawionego na rys. 6. pogodnego dnia przeprowadzono badania zmiany całkowitego natężenia promieniowania na płaszczyźnie panelu nadążnego przy  $\pm 10^\circ$  odchylenia w dwóch osiach układu nadążnego względem nominalnej trajektorii Słońca. Badania wykonano przy następujących warunkach:

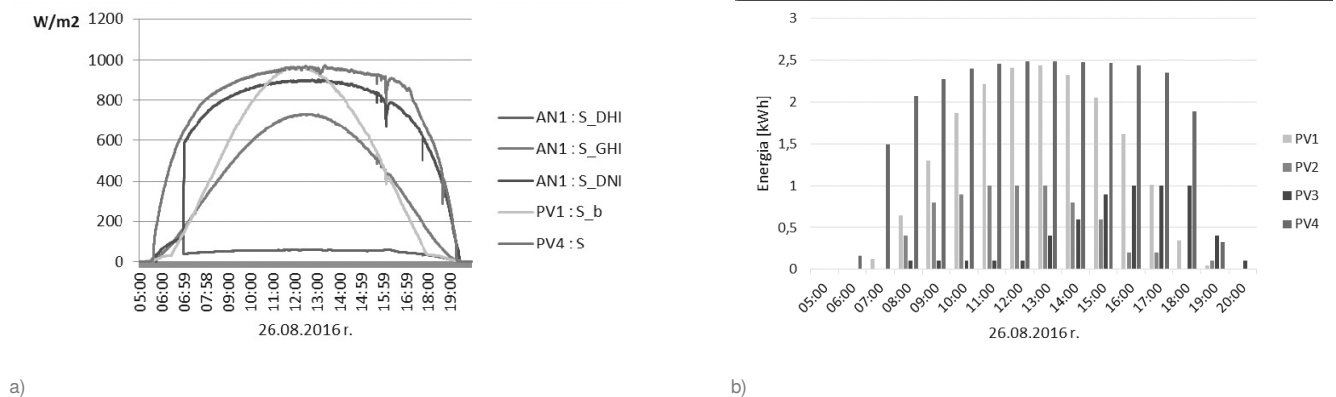
- natężenie promieniowania bezpośredniego:  $890 \text{ W/m}^2 \pm 5 \text{ W/m}^2$ ,
- natężenie promieniowania rozproszonego w płaszczyźnie poziomej:  $56 \text{ W/m}^2$ ,
- położenie Słońca: azymut od  $160^\circ$  do  $200^\circ$ , wysokość od  $45,6^\circ$  do  $47,0^\circ$ .

Zmierzona wartość nominalnego promieniowania w płaszczyźnie panelu nadążnego ustawionego optymalnie do Słońca, tj. zerowe odchyłki względem azymutu i wysokości, wyniosła około  $967,7 \text{ W/m}^2$ .

Procentowa zmiana całkowitego natężenia promieniowania w płaszczyźnie panelu nadążnego przy  $\pm 10^\circ$  odchyleniu pozycji trackera względem trajektorii Słońca wahała się w granicach  $99,2\text{--}95,9\%$  wartości nominalnej. Z otrzymanych pomiarów wynika, że w badanej lokalizacji dopuszczalny jest niewielki błąd śledzenia położenia Słońca przez tracker, ponieważ odchylenia rzędu  $\pm 2\%$  od ustawienia optymalnego tylko nieznacznie (spadek o 1% całkowitej irradiancji) wpływają na sprawność konwersji energii świetlnej na elektryczną. Z powyższego wynika, że sterowanie w układzie otwartym jest ekonomicznie uzasadnionym wyborem.

Dla Białegostoku miejsca wschodu i zachodu Słońca w porze przesień (rys. 7) zmieniają się od  $47^\circ$  do  $130^\circ$  oraz  $230^\circ$  do  $312^\circ$ , odpowiednio. Natomiast wysokość Słońca zmienia się od  $13^\circ$  do  $60^\circ$ . Oznacza to, że dla lokalizacji w północno-wschodniej Polsce jedynie trackery dwuosowe, których kąt obrotu w azymucie (wschód–zachód) wynosi co najmniej  $260^\circ$  ( $\pm 130^\circ$ ), natomiast zmiana kąta wysokości (północ–południe) – minimum  $60^\circ$ , zapewniają maksymalny uzysk energii elektrycznej w każdym okresie roku.

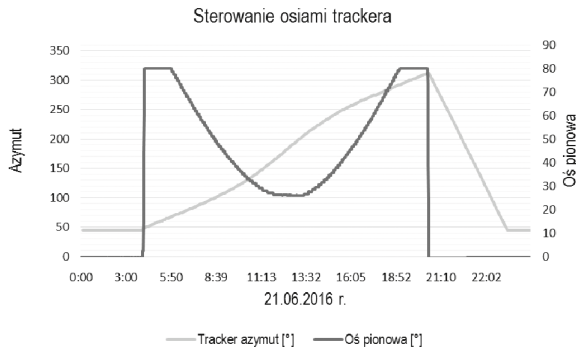
Optymalna konstrukcja układu nadążnego powinna składać się z siłownika liniowego do sterowania osią pionową trackera w zakresie od  $0^\circ$  do  $90^\circ$ , aby zapewnić śledzenie wysokości Słońca oraz napędu obrotowego (obrotnicy) w zakresie  $\geq 260^\circ$ , aby zapewnić śledzenie azymutu Słońca. Średnia prędkość Słońca w azymucie wynosi około  $0,25$  stopnia na minutę (tj.  $0,000694 \text{ rpm}$ ), co pozwala zastosować układy napędowe o małej mocy w połączeniu z przekładniami o dużym przełożeniu, które gwarantują wysoką precyzję pozycjonowania. Należy zauważyć, że zastosowanie siłownika liniowego do sterowania osią azymutu



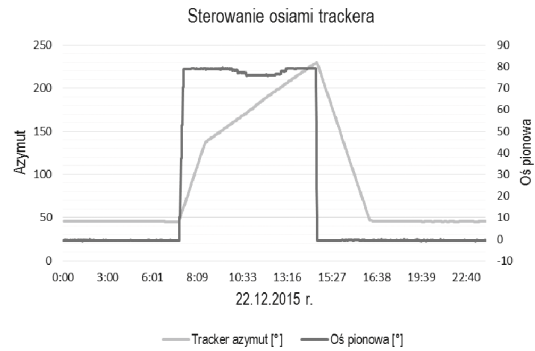
Rys. 6. a) Zmienność w czasie natężenia promieniowania słonecznego na płaszczyźnie panelu nadążnego/stałego oraz DNI/GHI w słoneczny dzień, b) Dobowa produkcja energii elektrycznej przez moduły fotowoltaiczne w słoneczny dzień

Fig. 6. a) Dual axis panel irradiance/fixed axis panel irradiance and DNI/GHI versus time on a clear day. b) Energy production by photovoltaic systems during a clear day





a)



b)

Rys. 7. Rzeczywisty kąt azymutu i kąt osi pionowej (dopełnienia kąta wysokości) dwuosiowego układu nadążnego  
Fig. 7. The actual azimuth angle and the vertical axis angle (complement of the angle of elevation) of dual axis tracker

trackera powoduje technologiczne ograniczenie kąta obrotu trackera do  $\pm 80^\circ$  względem kierunku południowego.

W analizowanym przypadku panel fotowoltaiczny został zamontowany na dwuosiowym układzie nadążnym, w którym:

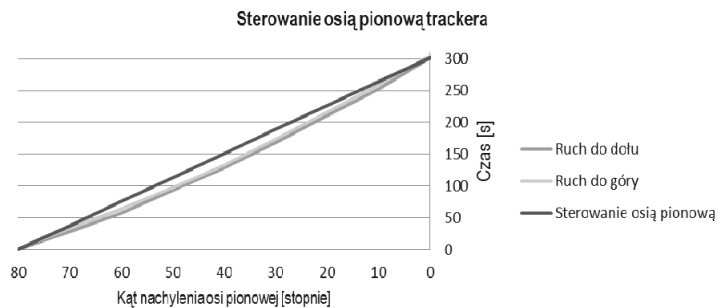
- kąt obrotu wschód–zachód wynosi  $270^\circ$  (tj. azymut Słońca od  $45^\circ$  do  $315^\circ$ ), napęd obrotowy z trójfazowym silnikiem asynchronicznym 90 W/0,4 kV AC i przekładnią, prędkość 0,00815 rpm (20,44 s na  $1^\circ$  kąta azymutu), zabezpieczenie i pozycjonowanie – dwie krańcówki ze stykami rozwiernymi,
- kąt obrotu północ–południe wynosi  $80^\circ$  (tj. wysokość Słońca  $10^\circ$  do  $90^\circ$ ), napęd liniowy z silnikiem prądu stałego 90 W/24 V DC z dwoma wbudowanymi krańcówkami, 3,9 s na  $1^\circ$  kąta wysokości,
- sterowanie stałoczasowe w układzie otwartym na podstawie wyliczonej pozycji Słońca (algorytm zegarowy) przez sterownik firmy Taian Xinpeng Energy Science and Technology, deklarowana dokładność śledzenia  $0,5^\circ$ ,
- dodatkowe wyposażenie: czujnik wiatru, podtrzymanie danych, port RS-485.

Ponadto układ nadążny został wyposażony w czujniki położenia: dwuosiowy inklinometr Tiltix ACS 080 Modbus RTU i enkoder jednoobrotowy absolutny IXARC (typ MCD-AV002-0412-R060-CAW) oraz pyranometr Delta OHM LP PYRA 03 S. Urządzenia pomiarowe zostały podłączone do systemu pomiarowego WSA d [4, 13].

W okresie rozruchowym stwierdzono, że styczniki silników wykonawczych w układzie sterowania nie są zabezpieczone od przepięć łączeniowych. Do ograniczenia przepięć zastosowano dwukierunkowe diody Transil: silnik AC – 1.5KE400CA, silnik DC – 1.5KE30CA. W okresie od czerwca 2015 r. do września 2017 r. dwuosiowy solarny układ nadąży pracował bezawaryjnie.

Na rysunku 7 przedstawiono zmierzone przebiegi położenia osi trackera w dniach przesłen, gdzie kąt azymutu trackera podany jest we współrzędnych astronomicznych, czyli odpowiada azymutowi Słońca. Natomiast kąt osi pionowej jest dopełnieniem kąta wysokości Słońca do  $90^\circ$ . W celu weryfikacji poprawności wyników wykorzystano kalkulator położenia słońca NOAA Solar Calculator ([www.esrl.noaa.gov/gmd/grad/solcalc/](http://www.esrl.noaa.gov/gmd/grad/solcalc/)). Stwierdzono, że osiągnięta dokładność sterowania osi azymutu trackera ( $\pm 0,5^\circ$ ) jest zgodna z deklaracją producenta, zaś maksymalny błąd pozycjonowania osi pionowej wynosi  $+6^\circ$  w stosunku do rzeczywistego kąta wysokości Słońca.

W trybie automatycznym sterownik po zmianie wysokości Słońca o  $1^\circ$  uruchamia silownik liniowy na zadany czas 3,9 s. Ze względu na konstrukcję trackera zmiana kąta nachylenia osi pionowej zależy nieliniowo od posuwu silownika liniowego, natomiast realizowany algorytm sterowania tego nie uwzględnia. Na rysunku 8 przedstawiono ruch osi pionowej układu nadążnego w trybie pracy manualnej dla dwóch przypadków: ruch do dołu, tj. z pozycji horyzontalnej modułów do pozycji wertykal-



Rys. 8. Porównanie pożądanego (czarna linia) i rzeczywistego kąta nachylenia osi pionowej

Fig. 8. Comparison between desired (black line) and actual angle of inclination of the vertical axis

nej i ruch do góry, tj. z pozycji pionowej modułów do pozycji poziomej.

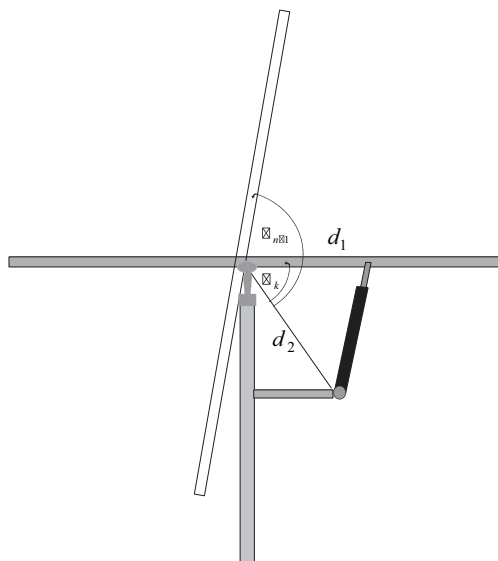
W badanej instalacji można oszacować roczną stratę w produkcji energii na poziomie nie większym niż 50 kWh spowodowaną błędem pozycjonowania osi pionowej. Oznacza to, że aby osiągnąć zadaną dokładność śledzenia Słońca ( $\pm 0,5^\circ$ ), wymagane jest skorelowanie algorytmu sterowania czasem załączenia silownika liniowego z bieżącym kątem nachylenia osi trackera.

Zależność tę można wyznaczyć z twierdzenia cosinusów dla trójkąta, który tworzy ramię siłownika z płaszczyzną modułów fotowoltaicznych oraz punktem mocowania siłownika do masztu trackera. Dla badanej konstrukcji są to wartości stałe (rys. 9) i wynoszą  $d_2 = 88$  cm i  $d_1 = 82$  cm, kąt zawarty między nimi zmienia się od  $\alpha_k = 52^\circ$  do  $132^\circ$  (pozycja wertykalna panelu, kąt osi pionowej  $80^\circ$ ). Czas wysuwu wału siłownika wynosi około 306 s. Czas pracy siłownika dla kolejnego kroku można wyznaczyć z następującej zależności:

$$t_{n+1} = \left| \sqrt{d_1^2 + d_2^2 - 2d_1d_2 \cos \alpha_{n+1}} - s_n \right| \cdot t_w \div \Delta s,$$

gdzie:  $t_{n+1}$  – czas załączenia silownika liniowego,  $\Delta s$  – przyrost wysuwu wału w jednostce czasu  $t_w$ ,  $s_n$  – poprzedni wyliczony wysuw wału,  $\alpha_{n+1} = \alpha_k + 90 - \alpha_{El}$  – wartość kąta przeciwnego siłownikowi dla danego kąta wysokości Słońca  $\alpha_{El}$ .

Należy zauważyć, że proponowane rozwiązanie nie generuje dodatkowych kosztów. Jedynie na etapie wprowadzania parametrów do sterownika należy wpisać wartości konstrukcyjne  $d_1$ ,  $d_2$ ,  $\alpha_k$  oraz współrzędne geograficzne lokalizacji trackera oraz wymagane wartości kąta nachylenia osi pionowej trackera w położeniach krańcowych. Wartości  $t_w$ ,  $\Delta s$  są stałe dla danego typu



Rys. 9. Dwuosioowy solarny układ nadążny  
Fig. 9. Dual axis solar tracking system

siłownika liniowego. Przeprowadzone symulacje w programie MATLAB z uwzględnieniem zmierzzonego czasu wysuwu wału siłownika potwierdziły poprawność zależności (1), tj. uzyskano przebieg (linia zielona) podany na rys. 8 oraz zakładaną dokładność sterowania osią pionową trackera ( $\pm 0,5^\circ$ ).

Istotnym elementem w ocenie efektywności wytwarzania energii (tj. energii netto) przez panel nadążny jest koszt sterowania. Metodologia wyliczenia kosztów stałych i zmiennych została podana w [9]. W pracy skupiono się nad oszacowaniem kosztów zmiennych związanych z elementami wykonawczymi układu nadążnego. Koszty stałe związane z zużyciem energii przez sterownik są pomijalnie małe. Uwzględniając maksymalny zakres ruchu osi układu nadążnego w dniach przesileni, pokazane na rys. 7, otrzymamy:

- czas pracy napędu obrotowego: od 2h 6m 0s do 3h 0m 30s,
- czas pracy napędu liniowego: od 0h 12m 0s do 0h 17m 0s.

Zatem zużycie energii przez silniki wykonawcze możemy oszacować od 0,2k Wh w okresie zimowym do 0,3 kWh w okresie letnim, przy czym należy pamiętać, że przy sterowaniu stałoczasowym występują dodatkowe straty łączeniowe. Roczne zużycie energii przez układ nadążny wynosi około 110 kWh, co stanowi około 2,5–2,8% produkcji 3 kWp panelu fotowoltaicznego zamontowanego na układzie nadążnym. Z dotychczasowych wyników można wnioskować, że możliwości wytwórcze panelu nadążnego charakteryzują się lepszym o co najmniej 40% średnio w roku uzyskiem energii elektrycznej netto w stosunku do panelu ustawionego optymalnie.

W analizowanym układzie nadążnym jako pozycję spoczynkową (nocną) przyjęto skrajne położenie wschodnie –  $45^\circ$  oraz pozycję horyzontalną –  $0^\circ$ . Ze względów bezpieczeństwa w przypadku dużych prędkości wiatru (min 18 m/s) układ nadążny przyjmuje położenie bezpieczne, tj. pozycję horyzontalną oraz wstrzymuje pracę napędu obrotowego. W badanym okresie zarejestrowano zaledwie kilka przypadków przyjęcia pozycji bezpiecznej. Ponadto w badanej lokalizacji, w okresie od 23 września do 21 marca ruch w osi azymutu układu nadążnego wystarczy rozpocząć od azymutu  $90^\circ$  zamiast od pozycji  $45^\circ$ . Uwzględniając powyższe rozważania możliwe są kolejne modyfikacje algorytmu sterowania:

- pozycja wertykalna panelu w nocy przy dopuszczalnych warunkach pogodowych,
- dodatkowa krańcówka na azymucie  $90^\circ$  jako pozycja początkowa w azymucie na okres jesień–wiosna, które pozwolą uzyskać oszczędności w zużyciu energii rzędu 30% w okresie jesień–wiosna i 9% w okresie letnim.

## 5. Podsumowanie i wnioski

Z prowadzonych od 32 miesięcy badań instalacji fotowoltaicznej wynika, że możliwe jest zwiększenie o 40% efektywności konwersji energii świetlnej na energię elektryczną (wartość netto) przez zastosowanie paneli nadążnych. Barierą są jednak w dalszym ciągu znaczne koszty zakupu i instalacji dwuosioowego układu nadążnego, a także koszty eksploatacji systemu sterowania oraz jego niezawodność.

Z przedstawionej analizy wydajności dwuosioowego solarnego układu nadążnego wynikają następujące wnioski i zalecenia:

- Zastosowanie dwuosioowego układu nadążnego z systemem stałoczasowego sterowania w układzie otwartym jest ekonomicznie uzasadnione oraz wystarczające, aby osiągnąć dokładność śledzenia Słońca  $\pm 0,5^\circ$ , pod warunkiem zastosowania zmiennoczasowego algorytmu sterowania osią pionową układu nadążnego, skorelowanego z wysokością Słońca;
- Algorytm sterowania należy implementować w nadrzędnym sterowniku PLC, który według najnowszych koncepcji inteligentnego budynku z instalacją PME [np. 8, 11] integruje automatykę budynku, smart grid oraz prosumencką mikroinstalację. Elementy pomiarowe i wykonawcze (m.in. styczniki) pozostają integralną częścią dwuosioowego układu nadążnego. Dostępne obecnie na rynku sterowniki PLC mają wbudowane kalkulatory słoneczne, np. S7-1200: SPA\_Calc\_Sun\_Vector oraz specjalizowane bloki komunikacyjne KNX, Modbus. Zaproponowane rozwiązanie ogranicza koszty stałe instalacji, zwiększa niezawodność rozwiązania oraz powołuje na zarządzanie całym systemem z jednej aplikacji;
- W efektywnej pracy układu nadążnego istotnym elementem jest jego poprawna konfiguracja i parametryzacja, w tym precyzyjne ustawienie krańcówek w azymucie i osi pionowej. Rozwiązaniem docelowym jest opracowanie procedury autostrojenia dla danego typu konstrukcji trackera i domyślnych ustawień początkowych i końcowych położenia panelu, w tym automatyczne pobieranie współrzędnych geograficznych poprzez aplikację zarządzającą.
- W dalszych pracach badawczych planuje się opracowanie i zintegrowanie systemu sterowania na sterowniku PLC typu SIMATIC S7-1214.

## Podziękowania

Badania zostały zrealizowane w ramach pracy nr S/WE/1/2016 i sfinansowane ze środków na naukę MNiSW.

## Bibliografia

1. Bhattarai A., *Performance and cost analysis of solar photovoltaics tracking systems operating in different weather conditions*. Master's thesis, Lappeenranta University of Technology, 2016.
2. Bugała A., *Analiza efektywności konwersji promieniowania słonecznego na energię elektryczną w wyniku stosowania układów nadążnych dla warunków klimatycznych Polski*. Rozprawa doktorska, Politechnika Poznańska, 2016.
3. Deepthi S., Ponni A., Ranjitha R., Dhanabal R., *Comparison of Efficiencies of Single-Axis Tracking System and Dual-Axis Tracking System with Fixed Mount*. "International Journal of Engineering Science and Innovative Technology", Vol. 2, Iss. 2, 2013, 424–430.
4. Wielokanałowy System Akwizycji Danych – instrukcja obsługi, SARW, 2015.
5. Lee Ch., Chou P., Chiang Ch., Lin Ch., *Sun Tracking Systems: A Review*. "Sensors", Vol. 9, Iss. 5, 2009, 3875–3890, DOI: 10.3390/s90503875.

6. Othman N., Manan M.I.A., Othman Z., Al Junid S.A.M., *Performance Analysis of Dual-axis Solar Tracking System*. 2013 IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering, Penang, Malaysia, DOI: 10.1109/ICCSCE.2013.6719992.
7. Ozelika S., Prakash H., Chaloo R., *Two-Axis Solar Tracker Analysis and Control for Maximum Power Generation*. "Procedia Computer Science", Vol. 6, 2011, 457–462, DOI: 10.1016/j.procs.2011.08.085.
8. Popczyk J., Zygmanski M., Michalak J., Kielan P., Fice M., *Koncepcja prosumenckiej mikroinstalacji energetycznej (PME) wg iLab EPRO*. BŻEP, 2013.
9. Prinsloo G., Dobson R.T., *Solar Tracking*. eBook, 2015.
10. Rao R.R., Swetha H.R., Srinivasan J., Ramasesha S.K., *Comparison of performance of solar photovoltaics on dual axis tracker with fixed axis at 13°N latitude*. "Current Science", Vol. 108, No. 11, 2015, 2087–2094.
11. Raport pod red. Banaszuk P., *Badanie skuteczności aktywnych i pasywnych metod poprawy efektywności energetycznej infrastruktury z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii*. Politechnika Białostocka, 2015.
12. Renzi M., Santolini M., Comodi G., *Performance analysis of a 3.5 kWp CPV system with two-axis tracker*. "Energy Procedia", Vol. 61, 2014, 220–224, DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.1075.
13. Walendziuk W., *Using the LabVIEW Environment for Measurement of a Small Hybrid Power System at Białystok University of Technology. Case study*, NI 2016, <http://sine.ni.com/cs/app/doc/p/id/cs-17264>.
14. Zajkowski M., Prorok M., *Analiza propagacji promieniowania słonecznego w systemach solarnych typu „zimny dach”*. „Przegląd Elektrotechniczny”, R. 91, Nr 7, 2015, 89–92.

## Performance Analysis of Dual-Axis Solar Tracking System

**Abstract:** The paper presents the experimental operational results of dual-axis solar tracking system during March 2015 to September 2017. The analysed plant, with a total capacity 3 kWp, is installed in the campus of Białystok University of Technology (Białystok, north-east Poland). The performance of the solar tracker was analysed and compared with the static solar panel. The influence of the solar tracking system on the photovoltaic power generation in the urban area using the case study of the Białystok city is discussed. The results show that the two-axis tracking system has increased the annual energy production by approximately 40% compared with that obtained from the fixed panel tilted at 38° towards the south. The method for improving accuracy of control algorithm on the dual-axis solar tracker is presented.

**Keywords:** dual-axis tracking system, measurement system, control algorithm, photovoltaics, fixed solar panels

**dr inż. Wojciech Trzasko**

w.trzasko@pb.edu.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Białostockiej. Obecnie zatrudniony jako adiunkt w Katedrze Automatyki i Elektroniki Wydziału Elektrycznego Politechniki Białostockiej. Pełni funkcję Prodziekana do spraw Rozwoju i Współpracy. Główne kierunki badań naukowych to analiza i synteza układów dodatkowych: z opóźnieniami, dwuwymiarowych ciągle-dyskretnych oraz układów niecałkowitego rzędu.

