

**UNIwersytet Rolniczy
IM. HUGONA KOŁŁATAJA W KRAKOWIE**

**WYDZIAŁ INŻYNIERII PRODUKCJI
I ENERGETYKI**

Piotr Łyszczarz

**Modelowanie efektywności energetycznej nadążnych układów
fotowoltaicznych**

(Modeling the Energy Efficiency of Solar Tracking Photovoltaic Systems)

Praca doktorska napisana

pod kierunkiem

dr hab. inż. Jarosława Knagi, prof. URK

i dr inż. Marcina Tomasika promotora pomocniczego

KRAKÓW 2024

Streszczenie:

Instalacje fotowoltaiczne obecnie należą do obszaru energetyki odnawialnej, która rozwija się najszybciej nie tylko w warunkach krajowych. Prace badawcze w tym obszarze prowadzone są w wielu kierunkach, które sprowadzają się do poprawy sprawności konwersji energii słonecznej lub bardziej efektywnego wykorzystania dostępnych zasobów tej energii w miejscu. Celem rozprawy było opracowanie modeli opisujących efektywność generowania energii elektrycznej w małych, fotowoltaicznych układach solarnych, (w tym czujnika kierunku maksymalnego promieniowania z nieboskłonu niezależnie od jego natężenia), oraz zamodelowanie pracy czujnika i układu nadążnego, tak aby osiągnąć najwyższą efektywność pracy fotowoltaicznej instalacji nadążnej. Tak nakreślony cel wyodrębnia w pracy obszar poznawczy i użyteczny. W ramach części praktycznej opracowano konstrukcję czujnika kierunku maksymalnego promieniowania, który to został wykonany i przetestowany w zamkniętym układzie sterowania w warunkach naturalnych na badawczym stanowisku wyposażonym w dwa identyczne moduły PV. Natomiast w części poznawczej zamodelowano pracę czujnika opisując teoretycznie generowane z niego sygnały dla poszczególnych osi, co następnie zostało zweryfikowane doświadczalnie już w układzie stacjonarnym przyjmując zasadę superpozycji. Na tej podstawie opracowano wytyczne do układu sterowania tak, aby zachować optymalny poziom czułości. Dało to podstawę do opracowania algorytmu sterowania, który został zaimplementowany w sterowniku na stanowisku badawczym. Wykorzystując naturalne warunki eksploatacji przeprowadzono badania, które pozwoliły na zweryfikowanie poprawności pracy nadążnej fotowoltaicznej instalacji solarnej, w tym czujnika kierunku maksymalnego promieniowania z nieboskłonu, oraz na opracowanie charakterystycznego parametru stanowiącego podstawę do modelu opisującego efektywność energetyczną pracy przedmiotowego układu. Przyjmując, że minimalna moc generowana z instalacji PV powinna pokryć zapotrzebowanie, na moc do napędu układu pozycjonowania opracowano monogramy stanowiące podstawę do projektowania tego typu instalacji fotowoltaicznych. W zależności od stosowanych zespołów napędowych, obciążenia prądowego na pozycjonowanie i przy założeniu minimalnego natężenia promieniowania można określić optymalną wielkość instalacji, która będzie efektywnie pracować dla wybranych modułów fotowoltaicznych.

Słowa kluczowe: energia solarna, instalacja PV nadążna, czujnik kierunku maksymalnego promieniowania

Summary:

Photovoltaic installations currently belong to the fastest-growing area of renewable energy, not only domestically. Research in this field is conducted in various directions, focusing on improving the efficiency of solar energy conversion or more effective use of the available solar resources. The aim of the dissertation is to develop models describing the efficiency of electricity generation in small photovoltaic solar systems (including a sensor to detect the direction of maximum radiation from the sky regardless of its intensity), and to model the operation of the sensor and the tracking system to achieve the highest efficiency of a tracking photovoltaic installation. A goal determined in this manner allows to distinguish the cognitive and utilitarian areas of the work.

The practical section contains the development of the maximum radiation direction sensor construction which was later built, and tested in a closed-loop control system under natural conditions at a research station equipped with two identical PV modules. In the cognitive part, the sensor operation was modeled by describing the signals generated from it for individual axes, which was then experimentally verified in a stationary system using the superposition principle. Based on this, guidelines for the control system were developed to maintain an optimal level of sensitivity. This provided the basis for developing a control algorithm, which was implemented in the controller at the research station. Utilizing natural operating conditions, tests were conducted to verify the proper functioning of the tracking photovoltaic solar installation, including the maximum radiation direction sensor, and to develop a characteristic parameter that forms the basis for a model describing the energy efficiency of the system's operation. Assuming that the minimum power generated from the PV installation should cover the power demand for the positioning system drive, monograms were developed as the basis for designing such photovoltaic installations. Depending on the drive units used, the current load for positioning, and assuming minimum radiation intensity, the optimal size of the installation can be determined to work efficiently with selected photovoltaic modules.

Keywords: solar energy, tracking PV installation, maximum radiation direction sensor

Spis symboli i oznaczeń

Symbol	Opis
α	kąt pochylenia płaszczyzny recepcyjnej fotodiody
AC	napięcie elektryczne prądu sinusoidalnie zmiennego
APS	Announced Pledges Scenario
APS	Absolute Pressure Sensor
A_{PV}	pole powierzchni fotodiody PV/modułu PV
ARA	Amsterdam – Rotterdam – Antwerpia
β_p	doświadczalny kąt pochylenia powierzchni recepcyjnej dla układu badawczego
β_T	temperaturowy współczynnik sprawności
CCD	charge-coupled device (matryca elementów fotoczułych)
CdTe	tellurek kadmu
CIGS	Copper Indium Gallium and Selenide
CO ₂	dwutlenek węgla
COP26	26 Konferencja Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu
COVID-19	coronavirus disease 2019
CSP	Concentrated Solar Power
Δ	histereza różnicy sygnałów z fotodiod
δ	deklinacja słoneczna – kątowe położenie Słońca w południe astronomiczne względem płaszczyzny równika
DC	napięcie elektryczne prądu stałego
DSSC	dye-sensitized solar cells
ε	kąt odchylenia kierunku promieniowania słonecznego od prostej normalnej czujnika
EMA	technika wykładniczej średniej ruchomej
FOV	pole widzenia
γ	kąt azymutu powierzchni absorpcyjnej
γ_α	doświadczalny kąt azymutu dla układu badawczego
GaAs	arsenek galu
η_{PV}	sprawność modułu PV
I_b	gęstość strumienia promieniowania bezpośredniego na płaszczyznę poziomą
I_D	prąd ciemny
I_d	gęstość strumienia promieniowania rozproszonego na płaszczyznę poziomą
I_o	gęstość strumień promieniowania słonecznego padającego na płaszczyznę poziomą, równoległą do powierzchni Ziemi
I_{pp}	prąd generowany przez moduł w punkcie pracy
IRENA	Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej

I_s	natężenie promieniowania słonecznego
I_{sc}	prąd nasycenia
I_{sn}	prąd zasilania układu napędowego
I_{st}	prąd podtrzymania sterownika
k_I	współczynnik proporcjonalności prądu nasycenia PV
KPEiK	Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu
λ	zakres spektralny
λ	kąt wierzchołkowy stożka
LDR	Light Dependent Resistor
LED	light-emitting diode
λ_p	długość fali w pik
M	silnik napięcia stałego
MAC	meniscus assisted coating
MAE	Międzynarodowa Agencja Energii
MEMS	Micro–Electro–Mechanical Systems
MPPT/MPP	Maximum Power Point Tracking
NDC	Nationally Determined Contributions
NEA	Narodowa Administracja Energii Chin
NMOT	Nominal Module Operating Temperature
nn	niskie napięcie
NOCT	Normal Operating Cell Temperature
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NZE	Net Zero Emissions
OZE	Odnawialne źródła energii
PIE	Polski Instytut Ekonomiczny
PLC	programowalny sterownik logiczny
P_{PV}	moc generowana przez instalację fotowoltaiczną
PSC	polymer photovoltaic cells
P_{st}	moc pobierana przez układ sterowania
PT	pasywny tracker
PV	photovoltaics
θ_z	kąt odchylenia promieniowania słonecznego od prostej normalnej do powierzchni poziomej
θ_β	kąt odchylenia promieniowania słonecznego od prostej normalnej do dowolnie nachylonej powierzchni
R_0	współczynnik korekcyjny dla promieniowania rozproszonego, który jest współczynnikiem widzenia płaszczyzny poziomej, równoległej do powierzchni ziemi
R_b	współczynnik korekcyjny dla promieniowania bezpośredniego
R_d	współczynnik korekcyjny dla promieniowania rozproszonego, który jest współczynnikiem widzenia nieboskłonu przez powierzchnię recepcyjną

STC	Standard Test Conditions
t	czas
T_a	temperatura otoczenia
T_{PV}	temperatura pracy modułów PV
TTF	Title Transfer Facility
UE	Unia Europejska
U_o	napięcie jałowe
U_{pp}	napięcie generowane przez moduł w punkcie pracy
U_{st}	napięcie zasilania układu sterowania – napięci akumulatora
UV	promieniowanie ultrafioletowe, nadfioletowe
ω	kąt godzinowy Słońca
W_E	wskaźnik efektywności energetycznej liczony w przedziale czas t
W_{ES}	chwilowy wskaźnik efektywności energetycznej
x_1, x_2, x_4, x_5	sygnały z fotodiod
y	różnice wartości sygnałów z fotodiod
β	kąt pochylenia płaszczyzny absorpcyjnej względem poziomu
(βS)	wysokości Słońca
β_{PV}	wskaźnik proporcjonalności dla modułu PV
β_T	temperaturowy współczynnik sprawności
(γS)	azymutu Słońca
ρ_0	współczynnik refleksyjności podłoża
ϕ	szerokość geograficzna punktu położenia powierzchni absorpcyjnej, dodatnia dla półkuli północnej

Spis treści

Streszczenie:	2
Summary:	3
Spis symboli i oznaczeń	4
1. Stan obecny i perspektywy rozwoju odnawialnych źródeł energii	9
1.1. Charakterystyka sektora paliw i energii.....	9
1.2. Rozwój systemów energetyki odnawialnej.....	12
2. Przegląd systemów fotowoltaicznych	16
2.1. Rodzaje ogniw fotowoltaicznych.....	16
2.2. Współpraca systemu PV z siecią elektroenergetyczną	21
2.3. Stacjonarny i nadążny systemy PV	24
3. Konstrukcja czujnika kierunku promieniowania słonecznego	28
3.1. Czujnik nasłonecznienia	30
3.2. Czujnik kolimacyjny	34
3.2.1. Czujnik kolimacyjny - detekcja na płaszczyźnie.....	35
3.2.2. Czujnik kolimacyjny czterokwadrantowy	37
3.3. Czujnik hybrydowy.....	39
4. Układy sterowania w systemach nadążnych	42
5. Cel i zakres pracy	51
6. Przedmiot badań i metodyka	52
6.1. Przedmiot badań	52
6.1.1. Czujnik kierunku maksymalnego promieniowania	52
6.2. Układ sterowania	55
6.3. Układ pomiarowy	59
6.4. Metodyka badań.....	61
7. Analiza wyników badań	73
7.1. Opracowanie czujnika kierunku maksymalnego promieniowania	73

7.1.1.	Charakterystyka czujnika kierunku maksymalnego promieniowania	75
7.2.	Analiza efektywności pracy instalacji nadążnej	83
7.2.1.	Temperaturowy współczynnik sprawności paneli PV	85
7.2.2.	Analiza energetyczna pozycjonowania układu nadążnego	88
7.2.3.	Wyznaczenie granicznych parametrów efektywnej pracy układu nadążnego ...	91
7.2.4.	Ocena efektywności energetycznej układu nadążnego	93
8.	Dyskusja	99
9.	Wnioski.....	103
	Literatura	106
	Spis rysunków	121
	Spis tabel.....	125
	Załączniki:	126

1. Stan obecny i perspektywy rozwoju odnawialnych źródeł energii

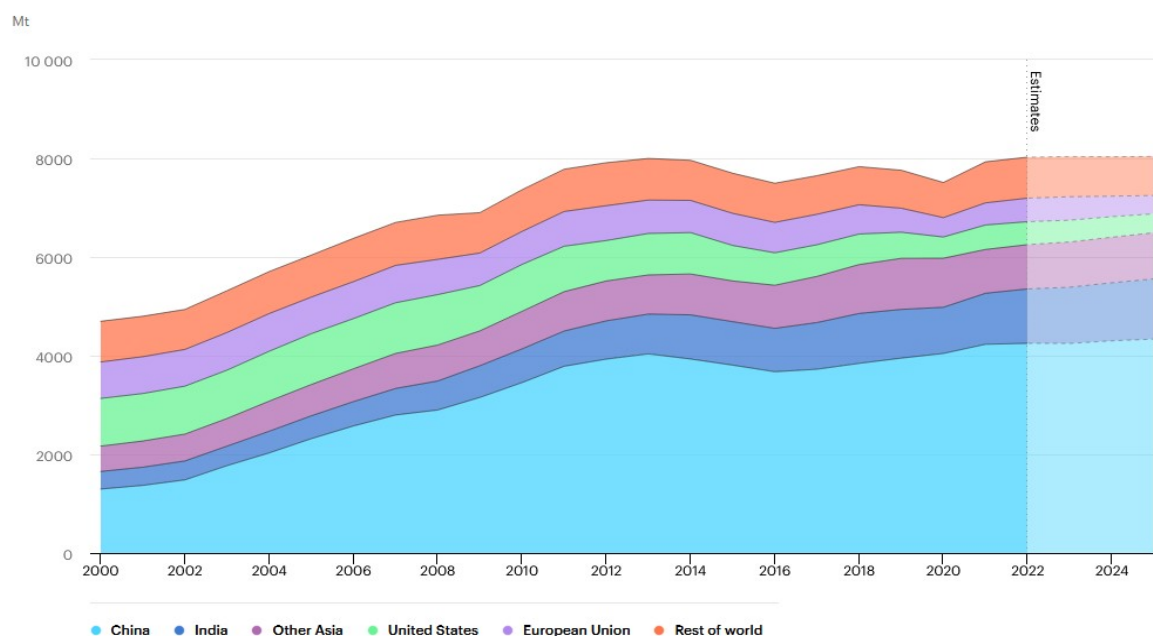
1.1. Charakterystyka sektora paliw i energii

W ostatnich latach obserwujemy bardzo dynamiczne zmiany na światowym rynku energii. Widoczny jest na nim wpływ wielu czynników społecznych, gospodarczych czy politycznych a do najważniejszych można zaliczyć problemy z dostawą surowców energetycznych spowodowane m.in. przez wojnę na Ukrainie, nierównomierne ożywienie po recesji wywołanej pandemią COVID-19 i kampanię przeciwko korupcji w północnych prowincjach Chin, które są głównym zapleczem energetycznym.

Czynniki te już od wielu lat wpływały na światowy rynek energii, lecz jednocześnie ich wystąpienie doprowadziło do destabilizacji na rynku. Niepewność rynku i problemy z dostępnością surowców energetycznych przyczyniły się do niedoboru energii czego następstwem jest dynamiczny wzrost jej ceny. Destabilizacja na rynku energii spowodowała, że np. cena gazu ziemnego w holenderskim hubie TTF [1] w okresie od lutego do sierpnia 2022 r. wzrosła z 70 (euro·MWh⁻¹) do 349 (euro·MWh⁻¹). Wzrost cen nastąpił również w przypadku pozostałych nośników energii (ropa naftowa z 79 USD za baryłkę do 130 USD za baryłkę, węgiel w portach ARA z 230 USD za tonę do 460 USD za tonę [2]). Warto jednak zaznaczyć, że ceny gazu ziemnego w okresach wcześniejszych również osiągały tak wysoki poziom. Obecnie ceny nośników energii ulegają stabilizacji na poziomie niższym niż na początku roku 2022. Na poziom cen w dużym stopniu wpływa zmniejszenie zapotrzebowania na surowiec spowodowane globalnym kryzysem.

Analitycy rynku nie są zgodni co do dynamiki dalszych zmian poziomów notowań surowców energetycznych, ale w większości przypadków uważają, że ceny energii będą się utrzymywały na wysokim poziomie w kolejnych latach [3]. Nie tylko przez niepewną sytuację polityczną powodującą ograniczenia w dostawie surowców energetycznych czy gospodarczą, ale również ze względu na zwiększoną intensywność prac konserwacyjnych w elektrowniach, niższą produkcję energii z siłowni wodnych spowodowaną systematycznym obniżeniem się poziomu rzek oraz zamknięcie niektórych elektrowni ze względu na zakończenie okresu ich użytkowania oraz wyłączeniem elektrowni jądrowych po awarii w Fukushima. Problemy energetyczne będą się nadal pogłębiać również przez prognozowany wzrost popytu na usługi energetyczne będący następstwem m.in. wzrostu populacji o ok. 2 mld ludzi do 2050 roku [4] i standardu życia.

Nieobserwowane dotychczas dynamiczne zmiany cen energii stanowią bardzo duże obciążenie szczególnie dla gospodarstw domowych jak i przemysłu oraz hamuje ożywienie gospodarcze. Unia Europejska zaproponowała więc zestaw środków nadzwyczajnych stanowiący ochronę unijnych konsumentów przed wyższymi cenami energii. Działanie to ma jednak charakter nadzwyczajny, będzie więc ograniczone w czasie. Dokładne kwoty dla poszczególnych państw UE są uzależnione m.in. od ilości energii elektrycznej wytworzonej w wyniku zastosowania technologii inframarginalnych w danym państwie i od poziomu cen energii elektrycznej w okresie stosowania tych środków. Jest ona uzależniona również od koszyka energetycznego i struktury systemów wsparcia energii ze źródeł odnawialnych w każdym państwie członkowskim. W programie tym realizowane są m.in. następujące działania: wprowadzenie obowiązku redukcji zużycia energii elektrycznej o co najmniej 5 (%) w wybranych godzinach szczytu cenowego, zachęcenie państw członkowskich do zmniejszenia ogólnego zapotrzebowania na energię elektryczną o 10 (%) do 31 marca 2023 r., ustanowienia tymczasowego pułapu dochodów dla inframarginalnych producentów energii elektrycznej korzystających z technologii odnawialnych źródeł energii (OZE), jądrowej oraz węgla brunatnego. Niestety ale z raportu Międzynarodowej Agencji Energetycznej, wynika że 2022 roku w skali globalnej popyt na węgiel wzrósł o 1,2 (%) i pierwszy raz w historii przekroczył poziom 8 miliardów ton [5].



Rys. 1.1. Światowe zużycie węgla i jego prognoza do roku 2025 [5]

Jest to działanie niezgodne z ustaleniami na szczycie klimatycznym COP26 w Glasgow (2021r.), na którym kraje członkowskie ze względu na ochronę klimatu postanowiły stopniowo wycofywać się z wykorzystywania węgla. Zmiana cen nośników pierwotnych

i ryzyko przerw w ciągłości dostaw spowodowało wzrost udziału węgla w miksie energetycznym.

Pomimo problemów z jakimi boryka się sektor energetyki wdrażane w nim reformy nie są zagrożone. Z raportu Net Zero Emissions (NZE) [6] wynika, że przyjęte do realizacji scenariusze takie jak *Scenariusz zerowej emisji netto do 2050 r.*, który wyznacza trudną, ale osiągalną ścieżkę dla globalnego sektora energetycznego, aby osiągnąć zerowe emisje CO₂ netto do 2050 r., czy scenariusz zobowiązań *Announced Pledges Scenario* (APS) [7], który zakłada, że wszystkie zobowiązania klimatyczne podjęte przez rządy na całym świecie, w tym wkłady ustalane na szczecelu krajowym (NDC) i długoterminowe cele zerowe netto, zostaną w pełni i na czas spełnione.

Pomimo postępów poczynionych w celu realizacji przyjętych założeń np. poprzez inwestycje w obszarze wykorzystania odnawialnych źródeł energii w 2021 roku wystąpił wzrost w zużyciu węgla i ropy naftowej (Rys. 1.1). Największy konsument węgla jakim są Chiny, oświadczyły, że nie tylko nie planują redukcji zużycia paliw kopalnych, ale ich wzrost co najmniej do 2025 roku, aby zapobiec niedoborom energii [8]. Również kraje europejskie rozważają ponownie otworzyć nieczynne elektrownie węglowe w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Z tego powodu, w dużej mierze, obserwuje się również drugi co do wielkości roczny wzrost emisji CO₂ w historii [9]. Z informacji opublikowanych przez Polski Instytut Ekonomiczny (PIE) wynika, że problem ten widoczny jest również w Polsce, gdzie krajowa produkcja energii elektrycznej z węgla w 2021 roku wzrosła o 26 (%) w porównaniu do 2020 roku [10]. Jest to spowodowane zwiększonym zapotrzebowaniem na rynku lokalnym i wyższym eksportem. Z raportu Międzynarodowej Agencji Energii (MAE) wynika, iż po niewielkim spadku w 2020 roku globalny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w 2021 roku wyniósł 6 (%). Warto podkreślić, że jest to największy wzrost zarówno procentowo jak i bezwzględnie o 1500 (TWh) od końca kryzysu finansowego w 2010 roku [5].

Pomimo trudnej sytuacji w jakiej znajduje się sektor energii naciski na działania w kierunku uzyskania bezemisyjnego system elektroenergetyczny nie osłabną w najbliższym czasie. Sektor energetyczny jest bowiem odpowiedzialny za prawie trzy czwarte emisji zanieczyszczeń, które powodują degradację środowiska naturalnego i przyczyniają się do wzrostu średniej globalnej temperatury. Od epoki przedprzemysłowej średnia temperatura na Ziemi zwiększyła się o 1,1 (°C) co ma widoczny wpływ na ekstremalne warunki pogodowe i klimatyczne [11]. Sektor energetyczny musi więc znajdować się w centrum działań zmierzających do rozwiązania problemu zmian klimatycznych przy zapewnieniu możliwości dostępu innych sektorów do energii w wymaganej ilości i o odpowiedniej jakości.

W zakresie ograniczenia emisji z sektora energetycznego najczęściej wymieniane są trzy działania:

- wstrzymanie zatwierdzania nowych inwestycji w elektrownie węglowe,
- zmniejszenie emisji z obecnie działających elektrowni o łącznej mocy 2100 (GW), które w 2020 r. wyprodukowały ponad jedną trzecią światowej energii elektrycznej,
- wzrost inwestycji w instalacje OZE, aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne i pokryć rosnące zapotrzebowaniu, ze źródeł innych niż węglowe.

Warto w tym miejscu wspomnieć, że budowa nowych elektrowni węglowych, w ostatnich latach, gwałtownie obniżała się. Spowodowane to było głównie względami ekonomicznymi i ekologicznymi. Obecny rozwój technologii pozwala na generację energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych przy niższym koszcie jednostkowym niż dla systemów opartych o źródła kopalne [12]. Na większości rynków systemy fotowoltaiczne i energetyka wiatrowa stanowią obecnie najtańsze dostępne źródła energii elektrycznej przy koszcie wytwarzania wynoszącym odpowiednio 0,048 (USD·kWh⁻¹) dla systemów PV i 0,033 USD·(kWh⁻¹) oraz 0,075 (USD·kWh⁻¹) dla energetyki wiatrowej na lądzie i wodzie. Niestety brak stabilności na rynku energetycznym powoduje, że obecnie znów na świecie budowane są nowe elektrownie węglowe o łącznej mocy ok. 176 (GW), a na różnym etapie zaawansowania są projekty dla kolejnych inwestycji o mocy ponad 280 (GW) [13]. W obecnej sytuacji konieczne są więc działania inwestycyjne jak i promujące technologie czystej energii pozyskiwanej z OZE.

1.2. Rozwój systemów energetyki odnawialnej

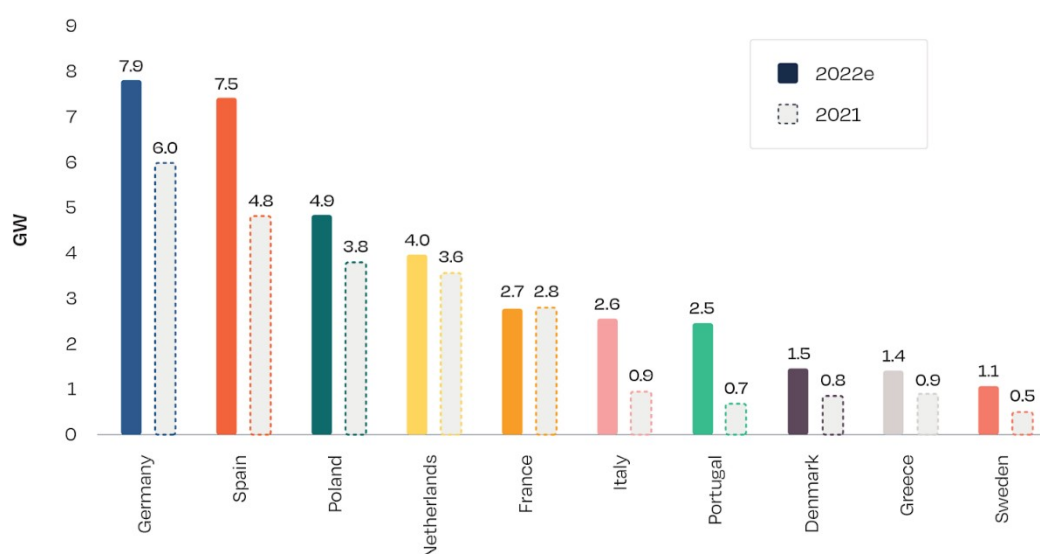
Według danych Eurostatu kraje UE z roku na rok w coraz większym stopniu wykorzystują odnawialne źródła energii. W 2023 roku OZE pokrywało zapotrzebowanie na energię elektryczną średnio w 44 (%) i jest to wzrost o 7 (%) w porównaniu z rokiem 2019. Wśród krajów członkowskich UE liderem jest Austria, która z tych źródeł pokryła 78,2 (%) krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Na kolejnych miejscach znajduje się Szwecja z wynikiem ok. 75 (%), Dania z wynikiem ok. 65 (%) i Portugalia – 58 (%) [14]. W Polsce udział ten jest znacznie niższy i wynosił nieco powyżej 16 (%) w roku 2021 oraz 21 (%) w 2023r. Najwięcej energii pozyskiwanej jest ze źródeł wiatrowych 36 (%) i ze źródeł wodnych 33 (%). Znacznie mniejsze ilości energii pozyskiwano z konwersji fotoelektrycznej 14 (%) czy biopaliw stałych 8 (%) [15].

Od 2018 roku w Unii Europejskiej obowiązuje dyrektywa RED II [16] 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 2021-2030 (KPEiK) [17] 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.

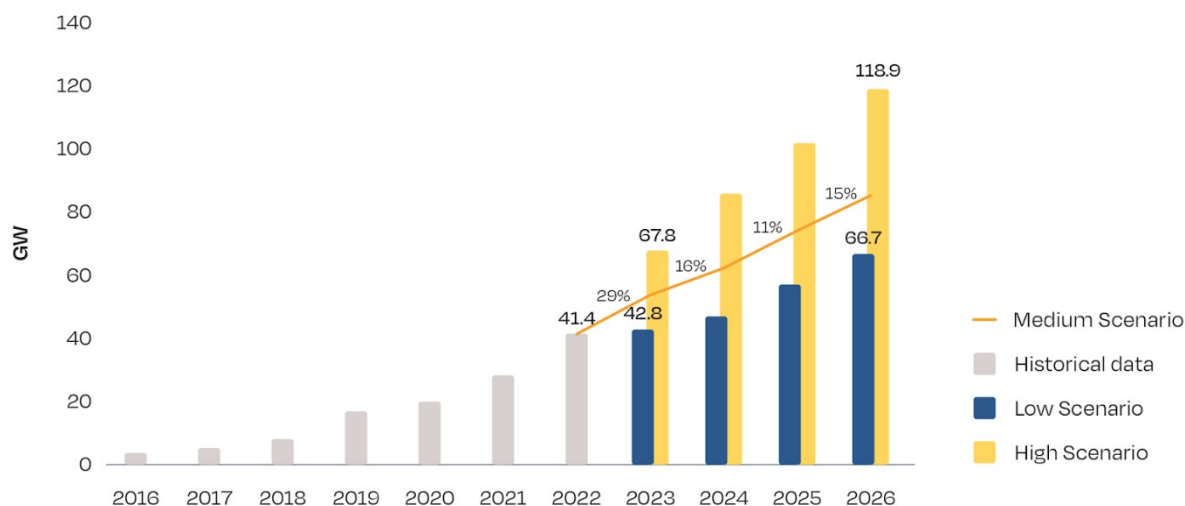
Realizacja tak ambitnych celów wymaga dużych nakładów inwestycyjnych oraz stabilnej polityki energetycznej. W ostatnich latach pomimo trudności ekonomicznych i technicznych obserwujemy bardzo dynamiczny rozwój na rynku systemów fotowoltaicznych. Niekwestionowanym liderem w zakresie wdrażania systemów fotowoltaicznych jak i produkcji podzespołów do systemów PV od kilku lat pozostają Chiny. W 2022 roku oddały one do użytku instalacje PV o łącznej mocy 87,41 (GW). Jak podaje Narodowa Administracja Energii Chin (NEA), w całym kraju łączna moc zainstalowana w systemach PV wzrosła do 390 (GW) a w planach są kolejne inwestycje [18]. Kraj ten inwestuje również w magazyny energii, których moc wzrosła z 8,7 (GW) w roku 2022 do 31,4 (GW) w 2024 roku.

W 2022 roku w Europie powstało również wiele elektrowni fotowoltaicznych a ich łączna moc jest szacowana na 41,4 GW [19]. Względem roku poprzedniego jest to wzrost o 47 %. Największy wzrost mocy zainstalowanej na poziomie 7,9 GW wystąpił w Niemczech (Rys.1.2) a sumaryczna moc wszystkich krajowych instalacji jest na poziomie ok. 68,5 (GW). Szybki wzrost mocy zainstalowanej w systemach PV wystąpił również w Hiszpanii oraz Polsce. Kraje te osiągnęły poziom odpowiednio 7,5 (GW) i 12 (GW) mocy zainstalowanej przy rocznym wzroście wynoszącym 7,5 (GW) oraz 4,9 (GW) [20].



Rys. 1.2. Zmiany wielkości mocy zainstalowanej w system PV dla wybranych krajów Europy w latach 2021-2022 [20]

W roku 2011 całkowita moc zainstalowanej w systemy fotowoltaiczne na terenie UE wynosiła 52 (GW), a 2022 roku była już na poziomie ponad 260 (GW). Prognozy stawiane w zakresie dalszego rozwoju systemów PV są bardzo korzystne dla branży. Eksperci z SolarPower szacują, że w 2026 roku nastąpi w Europie jeszcze większy wzrost mocy zainstalowanej na poziomie od 67 do prawie 120 (GW) (Rys. 1.3). Jeśli ta tendencja się utrzyma rynek energii słonecznej może się podwoi, osiągając 484 (GW) do 2026 roku [21].



Rys. 1.3. Prognozy rocznego wzrostu mocy zainstalowanej w systemie fotowoltaicznym dla 27 krajów Unii Europejskiej [21]

Wielu ekspertów potwierdza, że w najbliższych latach bardzo dynamicznie będą się rozwijały technologie pozwalające na pozyskiwanie energii z promieniowania słonecznego. W 2020 r. udział tego źródła w całkowitej produkcji energii elektrycznej w UE wynosił 5,2 (%) [22]. W oparciu o obecne tendencje rynkowe szacuje się, że może ona zaspokoić do 20 (%) zapotrzebowania na energię elektryczną w UE do 2040 r. Tak duże zainteresowanie systemami PV wynika głównie z faktu wzrostu cen nośników kopalnych, potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, ochrony środowiska a głównie konkurencyjności ceny energii pozyskiwanej z konwersji fotoelektrycznej. W 2021 r. globalny uśredniony koszt energii elektrycznej (ang. levelized cost of electricity, LCOE) dla nowych wielkoskalowych systemów fotowoltaicznych obniżył się o 13 (%) (rok do roku) – do poziomu 0,048 (USD·kWh⁻¹) [12]. Według Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA) obniżanie się cen dla technologii OZE przy jednoczesnych wzrostach cen paliw kopalnych pozwoliły na redukcję kosztów o około 55 mld USD. Tylko w okresie od stycznia do maja 2022 r. produkcja energii słonecznej i wiatrowej pozwoliła w Europie ograniczyć importu paliw kopalnych o ok. 50 mld USD.

Koszty energii elektrycznej pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych w ciągu ostatnich 10 lat systematycznie się obniżają. Jest to głównie efekt m.in. rozwoju technologicznego i ekonomii

skali. Jak wynika z raportu [12] ponad połowa mocy ze źródeł odnawialnych oddanych do użytku w 2019 r. osiągnęła niższe koszty energii niż nowe elektrownie węglowe. Największe spadki kosztów pozyskiwania energii odnotowują systemy fotowoltaiczne, które od roku 2010 obniżyły się o 82 (%) (Tab. 1.1).

Tabela 1.1. Globalny średni ważony całkowity koszt budowy instalacji, zmiana wskaźnika wydajność i koszt produkcji energii elektrycznej dla wybranych technologii w latach 2010 i 2021 [12]

	Całkowite koszty instalacji (2021 USD/kW)			Współczynnik wydajności %			Zrównany koszt energii elektrycznej (2021 USD/kW)		
	2010	2021	zmiana	2010	2021	zmiana	2010	2021	zmiana
Bioenergia	2714	2353	-13%	72	68	-6%	0.078	0.067	-14%
Geotermia	2714	3991	47%	87	77	-11%	0.050	0.068	34%
Energia wodna	1315	2135	62%	44	45	2%	0.039	0.048	24%
Fotowoltaika	4808	857	-82%	14	17	25%	0.417	0.048	-88%
CSP	9422	9091	-4%	30	80	167%	0.358	0.114	-68%
Wiatr na lądzie	2042	1325	-35%	27	39	44%	0.102	0.033	-68%
Wiatra na morzu	4876	2858	-41%	38	39	3%	0.188	0.075	-60%

Zwiększenie popytu na energie pozyskaną z konwersji fotoelektrycznej dzięki obniżeniu kosztu jej pozyskiwania pozwoliło systemom fotowoltaicznym stać się jedną z najbardziej konkurencyjnych technologii wytwarzania energii elektrycznej w UE oraz jedną z najszybciej rozwijających się technologii energii odnawialnej.

Dalszy rozwój w sektorze systemów fotowoltaicznych ma kreować w Polsce aktualnie obowiązująca ustawa o odnawialnych źródłach energii [23], która jest implementacją dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych [16] oraz w sprawie efektywności energetycznej [24]. 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.

2. Przegląd systemów fotowoltaicznych

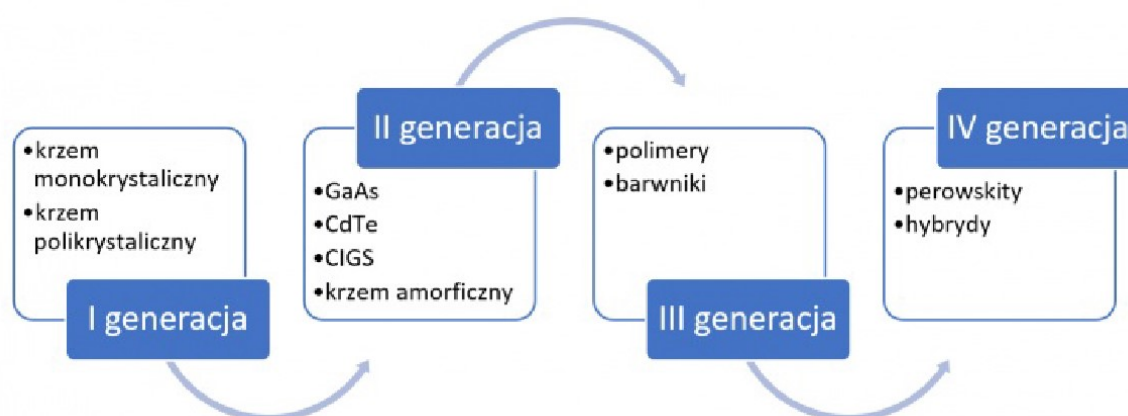
W ostatnich latach widzimy bardzo dynamiczny rozwój systemów fotowoltaicznych. Wiele badań realizowanych jest zarówno w zakresie poszukiwania nowych rozwiązań pozwalających na konwersję energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną jak i w zakresie poprawy efektywności znanych rozwiązań konstrukcyjnych urządzeń czy sposobu zarządzania ich pracą. W celu zwiększenia stopnia pozyskania energii z promieniowania słonecznego konieczne jest m.in. optymalne ustawienie powierzchni absorbera względem źródła energii pierwotnej. Wyniki badań pokazują, że działanie to pozwala zwiększyć wielkość mocy i ilość pozyskiwanej energii nawet do 60 (%) w porównaniu do układów stacjonarnych [25], [26]. W literaturze dostępnych jest wiele doniesień przedstawiających różne systemy śledzenia Słońca [27], [28], [29]. Najczęściej są one klasyfikowane według rodzaju mechanizmu zmiany orientacji, stopni swobody, sposobu połączenia z siecią publiczną, rodzaju elementu dokonującego pomiaru natężenia promieniowania słonecznego i sposobu sterowania [30]. Niewątpliwie jednak największy wpływ na uzysk energii z konwersji fotoelektrycznej ma ogniwo fotowoltaiczne.

2.1. Rodzaje ogniw fotowoltaicznych

W ogniwach fotowoltaicznych wykorzystywany jest efekt fotowoltaiczny zwany również zjawiskiem fotowoltaicznym, który polega na powstaniu siły elektromotorycznej w ciele stałym pod wpływem promieniowania świetlnego padającego na jego powierzchnię. Po dotarciu do powierzchni ciała stałego promieni światła np. słonecznego, elektrony znajdujące się w jego wnętrzu zostają wzbudzone. Pobierając energię z promieni światła, przechodzą na kolejny poziom energetyczny i są wybijane. Poprzez ruch między elektrodami, powstaje różnica potencjałów, a to prowadzi do produkcji stałego prądu elektrycznego. Efekt fotowoltaiczny został odkryty przez francuskiego fizyka w 1839 roku. Alexandre Edmond Becquerel podczas eksperymentów z elektrodami metalowymi i elektrolitem doszedł do wniosku, że część materiałów po wystawieniu na działanie światła jest w stanie wytworzyć niewielkie ilości prądu. Efektem dalszych prac naukowców w tym obszarze było odkrycie, że możliwe jest wytworzenie impulsu elektrycznego w trakcie ekspozycji na światło materiałów wykonanych z selenu. Dzięki temu naukowcy (William Grylls Adams oraz jego uczeń Richard Evans Day) przekonali się, że stały materiał jest w stanie przetworzyć światło w prąd bez ruchu lub ciepła. Swój wkład w badanie zjawiska fotowoltaicznego miał również Albert

Einstein. Na początku XX wieku opublikował on pierwszą pracę teoretyczną opisującą naturę światła i efekt fotowoltaiczny. Stwierdził, że światło jest strumieniem fotonów, a każdy z nich zawiera kwant energii. Praca ta była bardzo ważnym odkryciem, które pozwoliło na otrzymanie nagrody Nobla. Do rozwoju fotowoltaiki przyczynił się również polski chemik i metaloznawca Jan Czochralski, który w 1918 roku opracował metodę do wytwarzania krzemu monokrystalicznego. Dzięki tej metodzie trzech naukowcy, Gerald Pearson, Daryl Chapin i Calvin Fuller zbudowali monokrystaliczne ogniwo krzemowe ponad trzydzieści lat później w roku 1954. Charakteryzowało się ono sprawnością na poziomie 6 (%) i pierwotnie uważane było tylko za ciekawostkę technologiczną bez możliwości praktycznego zastosowania. Dopiero pod koniec lat pięćdziesiątych ubiegłego wieku technologią tą zainteresowała się armia amerykańska i Air Force. Zainstalowane w satelitach krążących wokół Ziemi ogniwa krzemowe były używane jako źródło energii przez wiele lat i spowodowały dynamiczny ich rozwój w programach misji kosmicznych. Na Ziemi ich wykorzystanie wtedy było znikome, ponieważ koszt instalacji był zbyt wysoki by taką inwestycję realizować. Dopiero zmiany w technologii ich produkcji w kolejnych dekadach pozwoliły na obniżenie kosztu ich produkcji i zastosowanie w innych obszarach. Nie bez znaczenia były wtedy czynniki z jakimi borykamy się również aktualnie tj. wzrost cen energii oraz pojawianie się problemów związanych ze zmianami klimatycznymi wywołanymi przez działalność człowieka. Te dwa czynniki od wielu już lat jak i obecnie wymuszają poszukiwanie alternatywnych sposobów zarządzania dostępnymi zasobami energii oraz przyczyniają się do rozwoju niekonwencjonalnych źródeł energii.

Wraz z rozwojem fotowoltaiki pojawiały się na rynku rozwiązania, w których są zastosowane nowe typy ogniw, nowe materiały jak również i nowe technologie. W literaturze najczęściej występuje podział ogniw fotowoltaicznych na trzy lub cztery generacje (Rys. 2.1).

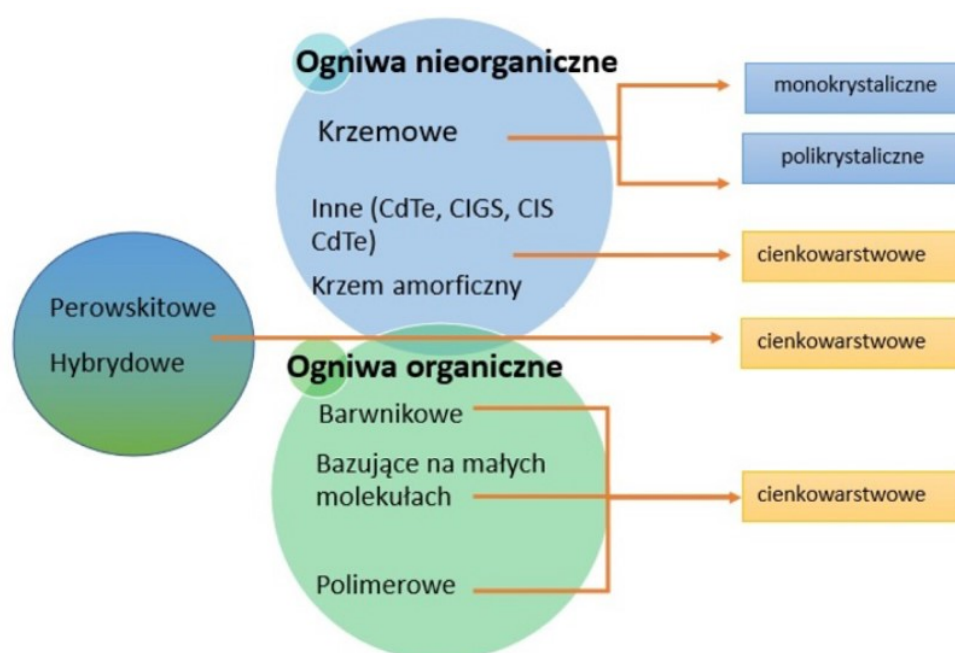


Rys. 2.1. Podział ogniw fotowoltaicznych ze względu na ich generację [31]

Pierwsza generacja to ogniwa krzemowe: monokrystaliczne i polikrystaliczne. Panele monokrystaliczne charakteryzują się jednorodną ciemną barwą i sześciokątnym kształtem ogniw. Są one wytwarzane z czystego kryształu stopionego krzemu w kształcie walca. W procesie produkcji jest on cięty na o plastry grubości około 0,2-0,3 (mm). Sprawność ogniw monokrystalicznych może wynosić w optymalnych warunkach ich pracy około 18-20 %. Panele polikrystaliczne są jaśniejsze i mają ciemnognatowy kolor, a ich powierzchnia ukazuje strukturę wewnętrzną. Wytwarzanie polikrystalicznego krzemu odbywa się w podobny sposób jak monokrystalicznego z tą różnicą, że strukturę ogniwa uzyskuje się poprzez podgrzanie krzemu do wysokiej temperatury, a następnie schłodzenie do postaci sztaby, dzięki czemu uzyskujemy nieregularne formy. Przygotowany materiał jest następnie cięty na wafle o grubości również około 0,3 (mm). Niebieski kolor ogniw powstaje dzięki warstwie antyrefleksyjnej, która ma najlepsze właściwości optyczne oraz optymalne pochłanianie światła. Sprawność pojedynczych ogniw jest niższa niż dla monokrystalicznych i wynosi ok. 16-18 (%). Są one powszechnie stosowane, ponieważ są tańsze w zakupie od monokrystalicznych. Zdecydowanie najpopularniejsze na rynku są obecnie moduły polikrystaliczne (około 70 % światowego rynku) i monokrystaliczne (około 25 %). Pojawienie się ogniw bazujących na krzemie amorficznym zapoczątkowało tzw. drugą generację ogniw fotowoltaicznych. Zaliczają się do niej ogniwa cienkowarstwowe oparte również na złączu p-n, które zbudowane są z tellurku kadmu (CdTe), mieszaniny miedzi, indu, galu, selenu (CIGS), czy z wspomnianego krzemu amorficznego oraz wielozłączowe. Ich charakterystyczną cechą jest bardzo cienka 1-3 (μm) warstwa półprzewodnika. Mają one niższą sprawność niż ogniwa I i II generacji wynoszącą około 7-15 (%) ale są one znacznie tańsze. Do trzeciej generacji zaliczamy ogniwa barwnikowe i polimerowe. Barwnikowe ogniwa fotowoltaiczne (DSSC, ang. dye-sensitized solar cells), wytwarzane są z tańszych materiałów o niskiej czystości, bezpiecznych dla środowiska naturalnego. Obecnie wydajności tego typu ogniw osiągają 13 (%), a szacowana na podstawie badań stabilność czasu życia w warunkach eksploatacyjnych wynosi do 10 lat [32].

Biorąc pod uwagę sprawność konwersji energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną ogniwo barwnikowe nie może się równać z tradycyjnym ogniwem krzemowym, ale do jego zalet zaliczamy: niski koszt wytwarzania, możliwość pracy w szerokim kącie padania światła oraz przy niskim natężeniu promieniowania oraz wytrzymałość mechaniczną. W ostatnich latach całkowicie polimerowe ogniwa słoneczne (ang. polymer photovoltaic cells – PSC) są uważane za potencjalne urządzenia fotowoltaiczne do przyszłych zastosowań ze względu na ich dobre właściwości mechaniczne i doskonałą stabilność. W odróżnieniu od konwencjonalnego wytwarzania polimerowych ogniw

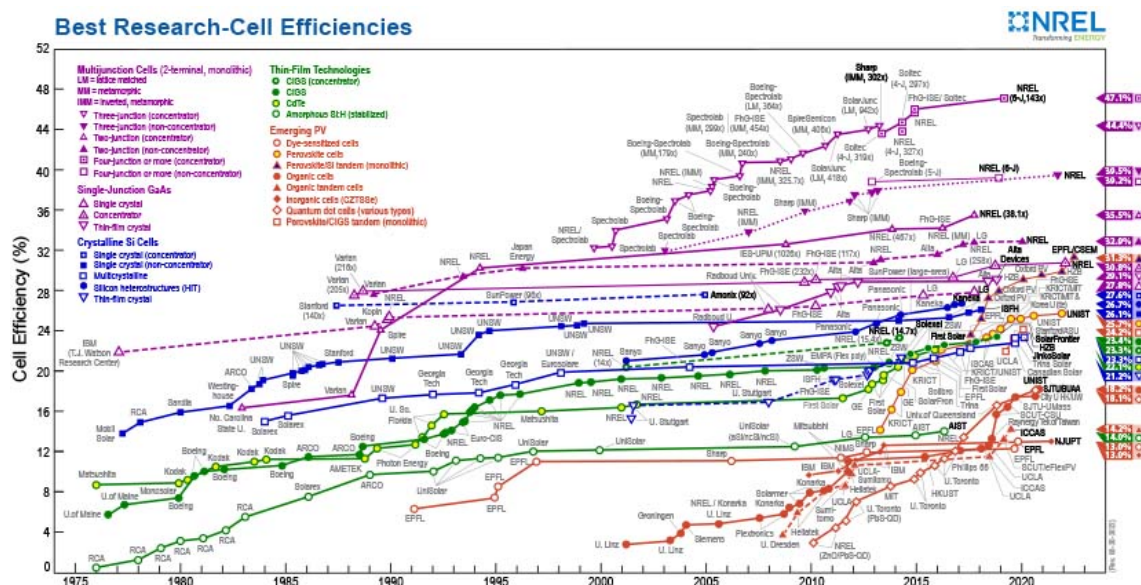
słonecznych metodą powlekania obrotowego, zespół prof. Wang Jingxia z Technicznego Instytutu Fizyki i Chemii Chińskiej Akademii Nauk oraz prof. Huo Lijun z Uniwersytetu w Beihang opracował metodę drukowania w ramach technologii powlekania wspomaganego meniskami (ang. meniscus assisted coating – MAC). Technologia ta oparta jest na zastosowaniu wysokiej jakości folii blend o zoptymalizowanej morfologii warstwy aktywnej. Wydajność tak przygotowanych PSC w technologii powlekania wspomaganego meniskami wynosi 15,53 (%). Często do trzeciej generacji zalicza się również ogniwa perowskitowe, chociaż niektóre źródła zaliczają je, wraz z ogniwami hybrydowymi do generacji czwartej [33]. Perowskity to ostatnia grupa naturalnych minerałów wykorzystywanych do produkcji ogniw fotowoltaicznych. Ich nazwa wzięła się od najważniejszego przedstawiciela z tej grupy tj. tytanianu (IV) wapnia (CaTiO_3). Aktualnie pod nazwą perowskit, kryją się również minerały o zbliżonej do tytanianu wapnia strukturze, które mogą mieć również pochodzenie sztuczne. Charakteryzują się one bardzo wysoką sprawnością konwersji energii na poziomie zbliżonym do 30 (%) [34]. Dodatkowo niski koszt produkcji i łatwość utylizacji także przemawiają za dalszym dynamicznym rozwojem nowatorskiego rozwiązania. Na rysunku 2.2 przedstawiono podział ogniw fotowoltaicznych ze względu na materiały używane do ich budowy.



Rys. 2.2. Podział ogniw fotowoltaicznych ze względu na użyte materiały do ich budowy [31]

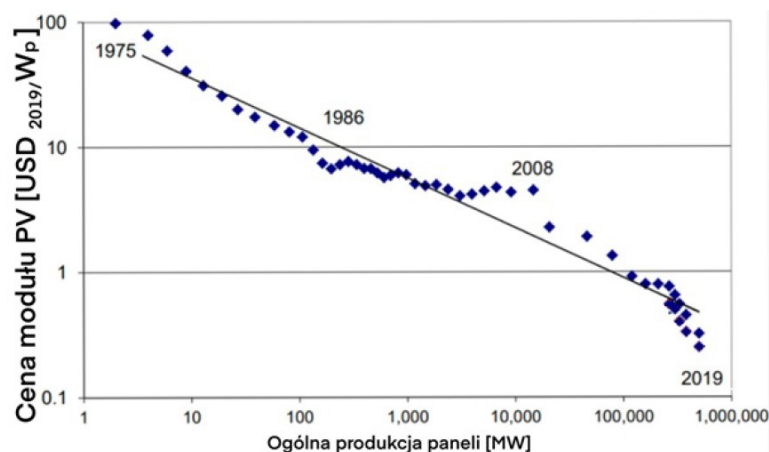
Efektywność konwersji energii słonecznej na energię elektryczną oprócz ceny zakupu i kosztu utylizacji jest jednym z podstawowych parametrów ogniw fotowoltaicznych. Od sprawności konwersji będzie w największym stopniu uzależniony uzysk energii elektrycznej z promieniowania słonecznego. Informacje na temat osiągniętych sprawności konwersji energii

w ogniwach fotowoltaicznych dla większości rodzajów ogniw prezentowane są corocznie przez laboratorium NREL Amerykańskiego Departamentu Energii od 1976 roku [35].



Rys. 2.3. Zmiany wydajności wybranych rodzajów ogniw fotowoltaicznych w latach 1975 – 2022 [35]

Z opublikowanych danych (Rys. 2.3) wynika, że w roku 1976 sprawność dla krzemu amorficznego wynosiła 1 (%), dla krzemu monokrystalicznego 14 (%), dla ogniw cienkowarstwowych CIGS 6 (%), a CdTe 9 (%). Najwyższą sprawnością na poziomie 21 (%) charakteryzowały się ogniwa z GaAs. Realizowane badania w wielu ośrodkach badawczych pozwoliły na poprawę sprawności ogniw głównie poprzez wprowadzenie całkowicie nowych konstrukcji ogniw jak np. ogniwa wielozłączowe, czy nowych materiałów, a nawet całych klas materiałów, jak polimery czy perowskity. Warto zaznaczyć, że opracowane ogniwa wielowarstwowe już w początkowej fazie badań miały wysoką wydajność powyżej 28 (%). Intensywne prace nad ich rozwojem doprowadziły do tego, że w 2019 r. zakres ich wydajności leży w nieosiągalnym jak dotąd przedziale od ok. 30 (%) do 47,1 (%). Równie intensywne prace trwają w obszarze ogniw zbudowanych na bazie polimerów czy materiałów mineralnych (perowskity), gdzie osiągnęte są sprawności odpowiednio 17 (%) i 21,5 (%). Przed powszechnym stosowaniu najnowszych rozwiązań w skali przemysłowej stoi jeszcze wiele problemów, wśród których najczęściej wymieniana jest ich stabilność długoterminowa. Niemniej jednak rosnąca wydajność ogniw i prawie milionkrotny wzrost produkcji spowodował około tysiąckrotny spadek ceny za 1 (Wp) od 1975 r. do dziś (Rys. 2.4).



Rys. 2.4. Zmiana ceny ogniwa fotowoltaicznego w latach 1975 – 2019 [36]

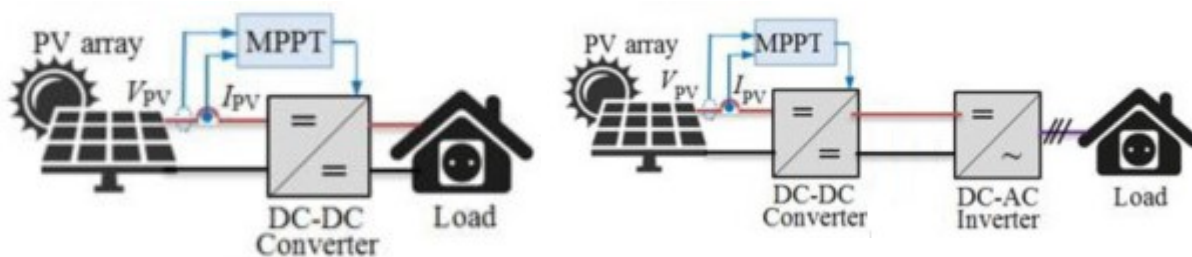
Technologia ta jest coraz powszechniej stosowana nie tylko wśród odbiorców końcowych, którzy na własne potrzeby instalują siłownie fotowoltaiczne o mocy kilku (kWp) ale również w skali przemysłowej o mocy rzędu kilku (GWp).

2.2. Współpraca systemu PV z siecią elektroenergetyczną

Systemy wykorzystujące konwersje promieniowania słonecznego na energię elektryczną działają w sposób okresowy. Czas ich pracy jest uzależniony od dostępności energii promieniowania słonecznego o wystarczającej mocy do zajścia procesu generacji energii. W zależności od możliwości współpracy z siecią publiczną i możliwości lokalnego magazynowania energii wyróżnia się cztery podstawowe systemy[37] [38]:

- a) brak połączenia z siecią publiczną i brak możliwości magazynowania energii,

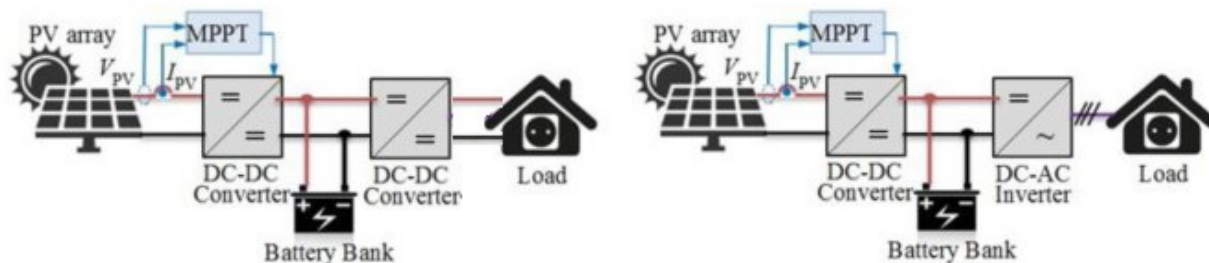
Jest to najprostsze i najtańsze rozwiązanie, w którym pozyskana energii tylko w czasie jej dostępności z konwersji promieniowania słonecznego jest wykorzystywana do zasilania odbiorników elektrycznych DC lub AC (Rys. 2.5). Tego typu rozwiązania są wykorzystywane np. do okresowego doświetlania pomieszczeń czy upraw pod osłonami, zasilania urządzeń wykorzystywanych do wentylacji czy innych pracujących okresowo, których czas działania nie jest determinowany realizacją procesu technologicznego (np. przygotowanie cwu w okresie letnim). Najprostszy system składa się wyłącznie z paneli fotowoltaicznych dobranych do mocy odbiornika energii elektrycznej, który może być zasilany bezpośrednio napięciem stałym lub paneli PV wraz z kontrolerem MPPT zapewniającym utrzymanie stałego poziomu napięcia DC po stronie odbiornika. System można rozbudować o inwerter i pozyskane napięcie wykorzystać do zasilania odbiorników prądu sinusoidalnie zmiennego. Niestety ten system nie zapewnia wysokiej pewności zasilania może więc być stosowany w ograniczonym zakresie.



Rys. 2.5. Praca systemu PV bez połączenia z siecią elektroenergetyczną [37]

b) brak połączenia z siecią publiczną i możliwość lokalnego magazynowania energii,

W celu lepszego dopasowania dostępności energii z konwersji fotoelektrycznej do zapotrzebowania na energię, system PV może być wyposażony w lokalny magazyn energii. Jest to rozwiązanie podobne do poprzedniego (Rys. 2.5) lecz pracuje w nim akumulator energii elektrycznej (Rys. 2.6). Umożliwia on zasilanie odbiorników energii elektrycznej nadal napięciem stałym lub zmiennym, lecz nie tylko w okresie odpowiedniego natężenia promieniowania słonecznego. W układzie tym musi być również dodatkowy regulator odpowiedzialny za proces ładowania i rozładowywania akumulatora w celu zapewnienia odpowiednich warunków pracy i wydłużenia ich żywotności. Rozwiązanie to wydłuża czas dostępności do energii, lecz niestety podnosi jego koszty inwestycyjne i eksploatacyjne. Wymaga wydzielenia miejsca na magazyn oraz zwiększa obciążenie dla środowiska ze względu na wykorzystanie akumulatorów wymagającej okresowej wymiany.

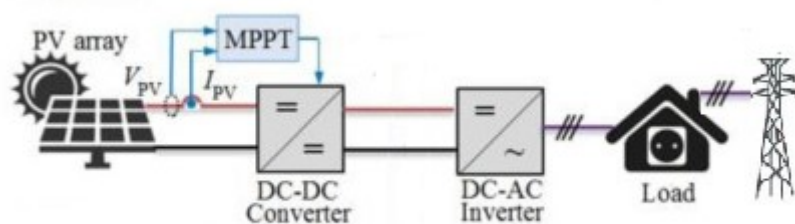


Rys. 2.6. Praca systemu PV bez połączenia z siecią elektroenergetyczną i lokalnym magazynem energii [37]

c) połączenie z siecią publiczną i brak możliwości magazynowania energii,

Kolejnym rozwiązaniem instalacji PV zapewniającym wysoką pewność zasilania jest możliwość poboru energii AC przez urządzenia z dwóch źródeł (Rys. 2.7). W okresie pracy siłowni PV produkowana energia elektryczna jest wykorzystywana bezpośrednio do zasilania odbiorników a ewentualne nadwyżki z pozyskanej energii są przekazywane do sieci publicznej. W okresie niewystarczającej ilości energii z systemu PV, jest możliwość zasilania odbiorników z sieci publicznej. Rozwiązanie to w poprzednich latach było bardzo popularne. System rozliczeń prosumentów na zasadzie net metering umożliwiał przekazywanie energii do sieci i traktowanie jej jako „magazynu”, z którego w późniejszym czasie można odebrać

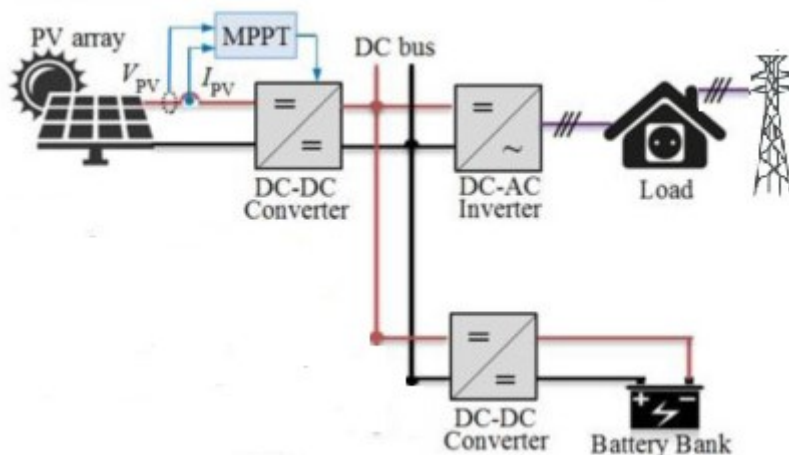
70 (%) lub 80 (%) ilości przekazanej energii. Aktualnie prosumenci są rozliczani za energię na zasadzie net-billing, w którym nadwyżki energii są sprzedawane do sieci po stawkach rynkowej ceny energii. W systemie tym niezależnie od sposobu rozliczeń generacja rozproszona wpływała na jakość energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców podłączonych do sieci. Przy dużej generacji energii z systemu PV i jednocześnie niskiej autokonsumpcji następuje wzrost napięcia w sieci, który w skrajnych przypadkach doprowadzi do wyłączenia falownika po przekroczeniu napięcia granicznego wynoszącego 253(V). Wpływa ono również niekorzystnie na pracę wszystkich odbiorników zasilanych z sieci skracając okres ich użytkowania.



Rys. 2.7. Praca systemu PV w połączeniu z siecią elektroenergetyczną [37]

d) połączenie z siecią publiczną i magazynowanie energii,

Ponieważ generacja energii elektrycznej z systemów PV może niekorzystnie wpływać na jakość energii elektrycznej w sieci jak również przekazanie niewykorzystanej części z pozyskanej energii do sieci wiąże się z kosztami dla inwestora są dostępne również rozwiązania, w których energia może być lokalnie magazynowana (Rys. 2.8).



Rys. 2.8. Praca systemu PV w połączeniu z siecią elektroenergetyczną i lokalnym magazynem energii [37]

System ten zapewnia maksymalizację wykorzystania energii elektrycznej, minimalizację niekorzystnego oddziaływania na sieć, lecz charakteryzuje się najwyższym kosztem inwestycyjnym i eksploatacyjnym oraz obciążaniem dla środowiska ze względu na

wykorzystanie akumulatorów. System ten również bardzo często nie pozwala na korzystanie ze zgromadzonej energii w okresie niedostępności energii z sieci, ze względu na wymagane warunki pracy inwertera.

2.3. Stacjonarny i nadążny systemy PV

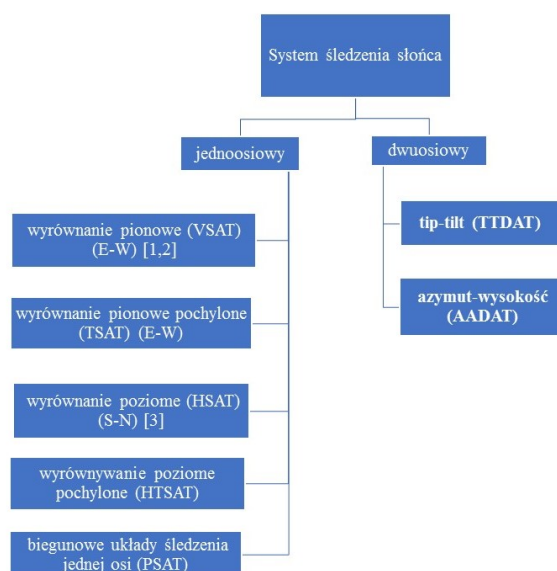
W poprzednim podrozdziale opisano podstawowe systemy połączenia siłowni PV z siecią publiczną oraz ich wpływ na możliwości wykorzystania pozyskanej energii z konwersji fotoelektrycznej. W kolejnym podrozdziale zostały scharakteryzowane działania wpływające na stopień konwersji energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną. Osiągnięcie średnich sprawności w okresie eksploatacji siłowni PV dla warunków solarnych Europy środkowej rzędu 20 (%) dla najczęściej stosowanych w praktyce ogniw mono i polikrystalicznych w rzeczywistych warunkach ich pracy jest bardzo trudne lub wręcz niemożliwe [39], [40]. Sprawność konwersji podawana przez producenta ogniwa jest wyznaczana w warunkach laboratoryjnych. Warunki badania opisujemy skrótem STC (ang. Standard Test Conditions) co oznacza, że pomiary elektryczne danego modułu fotowoltaicznego były wyznaczane w ustandaryzowanych warunkach, z których najważniejsze to natężenie promieniowania słonecznego na poziomie $1000 \text{ (W}\cdot\text{m}^{-2})$ oraz temperatura ogniw fotowoltaicznych oświetlanego modułu na poziomie $25 \text{ (}^{\circ}\text{C)}$. W drugim ze stosowanych standardów NOCT (ang. Normal Operating Cell Temperature) lub zamiennie NMOT (ang. Nominal Module Operating Temperature) wyznacza się parametry modułu przy nieco mniej korzystnych warunkach, w których natężenie promieniowania słonecznego wynosi $800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ a temperatura otoczenia jest równa $20 \text{ (}^{\circ}\text{C)}$. Takie pomiary bardziej oddają warunki rzeczywiste pracy instalacji fotowoltaicznej, lecz nadal nie w pełni je reprezentują. Warunki solarne charakteryzują się dużą zmiennością zarówno w okresie dobowym jak i rocznym. W Polsce natężenie promieniowania słonecznego w słoneczny letni dzień jest na poziomie $1000 \text{ (W}\cdot\text{m}^{-2})$, przy małym zachmurzeniu wynosi ok. $700 \text{ (W}\cdot\text{m}^{-2})$ a przy pełnym zachmurzeniu obniża się do $50 \text{ (W}\cdot\text{m}^{-2})$. Dodatkowo wraz ze wzrostem temperatury pracy ogniwa zmniejsza się jego moc o ok. 0,32 a 0,5 (%) na $(^{\circ}\text{C})$. Ilość generowanej energii uzależniona jest również od kąta padania promieni słonecznych na powierzchnię ogniwa. W celu poprawy wykorzystania dostępnej ilości energii promieniowania w czasie pozornego ruchu słońca stosuje się różne konstrukcje nośne pod panele PV. Instalacje PV o mniejszych mocach montowane są najczęściej na dachu obiektu lub jego elewacji. Powierzchnia czynna ogniwa najczęściej orientowana jest w kierunku południowym a jej kąt pochylenia jest w zakresie od $30 \text{ (}^{\circ})$ do $60 \text{ (}^{\circ})$. Orientacja paneli w kierunku południowym zapewnia

największy dobowy uzysk energii elektrycznej. W zależności jednak od profilu zapotrzebowania odbiorcy na energię oraz sposobu jego bilansowania w niektórych przypadkach lepszym rozwiązaniem jest orientacja paneli w kierunku wschodnim i zachodnim. W takim wariancie w okresie południa siłownia generuje mniejszą ilość energii niż przy orientacji południowej, ale rozpoczyna ona pracę i generuje więcej energii zarówno w okresie przedpołudniowym jak i popołudniowym. W bilansie energetycznym takie rozwiązanie może być efektywniejsze [41]. Instalacje o większej mocy ze względu na wymaganą powierzchnię pod jej montaż są budowane na gruncie (1MWp powierzchnia od 1 – 4 ha). Orientacja paneli posadowionych na gruncie może być analogiczna jak na dachu czy elewacji budynku. Zaletą takiego rozwiązania jest możliwość ustawienia paneli w optymalnej orientacji, są one również lepiej chłodzone, dzięki czemu latem możliwe jest uzyskanie wyższej wydajności oraz łatwiejszy jest dostęp serwisowy i ewentualna wymiana. Niestety rozwiązanie to ma również wady takie jak np. wyższy koszt inwestycyjny, ryzyko zacieniania przez obiekty sąsiednie, konieczność wyłączenia terenu z użytkowania. Ponieważ systemy PV wymagają dużej powierzchni pod inwestycję, jeśli są posadowione na gruncie w ostatnich latach coraz częściej duże inwestycje na terenach rolniczych są wykonywane w postaci ogrodzeń. Rozwiązanie to redukuje wielkość powierzchni wyłączonej z produkcji rolnej jak również dzięki wykorzystaniu paneli bifacialnych zwiększa ilość pozyskiwanej energii przy nieznacznym wzroście kosztu inwestycji. Coraz większym zainteresowaniem cieszą się również systemy agrofotowoltaiczne [42]. Połączenie energetyki i rolnictwa jest bardzo korzystne ponieważ pozwala na ochronę roślin przed bezpośrednim nasłonecznieniem i przegrzaniem, zwiększa retencję wody dla roślin i obniża temperaturę pracy dla PV, zwiększa globalną produktywność gruntów o 35-73 (%), przy jednoczesnym minimalizowaniu powierzchni terenów rolniczych wykorzystywanych w celu uzyskania energii [43] [44].

Żadne z prezentowanych dotychczas rozwiązań systemu stacjonarnego nie pozwala jednak na maksymalizację wykorzystania dostępnej energii promieniowania słonecznego przy pozornym jego ruchu w okresie zarówno dobowym jak i rocznym. W celu zwiększenia ilości pozyskiwanej energii są budowane systemy nadążne, czyli takie w których płaszczyzna czynna paneli obraca się w taki sposób, aby promienie słoneczne padały prostopadle do płaszczyzny panelu w czasie pozornego ruchu słońca. Pierwszy system śledzenia słońca został opracowany już w 1927 roku przez C. Finster i był to system w pełni mechaniczny. W kolejnych latach powstawały kolejne rozwiązania pozwalające na zwiększenie uzysku energii. Z dostępnych badań wynika, że w systemach nadążnych w porównaniu do systemów stacjonarnych generacja energii może być do 40% większa [27], [28], [29], [45], [46], [47], [48], [49], [50].

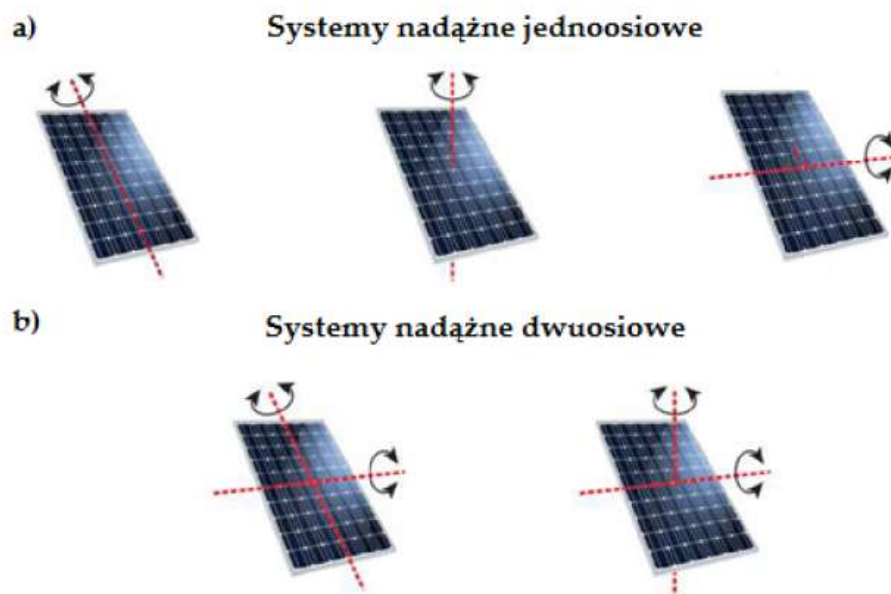
Istnieją dwa główne rodzaje instalacji nadążnych. Do pierwszej, najliczniejszej grupy należą instalacje naziemne, w których panele umieszczone są na obrotowych słupach zwanych trackerami. Drugie to instalacje pływające zainstalowane na powierzchni wody, w których płaszczyzny paneli obracają się w kierunku aktualnej pozycji Słońca. Nie są one jeszcze tak powszechnie stosowane [51]. Jednak zalety takie jak wykorzystanie niezagospodarowanej powierzchni, częściowe obniżenie temperatury pracy ogniw w słoneczny dzień czy łatwość czyszczenia sprawiają, że coraz więcej inwestorów decyduje się na takie rozwiązanie. W tego typu instalacji panele są umieszczane na pływającej platformie i śledzą ruch Słońca poprzez jej obrót wokół własnej osi. Platforma z panelami PV wprawiana jest w ruch przez koło toczne lub jest ona sterowana linami z brzegu. W literaturze są również doniesienia o rozwiązaniach, w których tracker umieszczony jest na dachu budynku [52].

Ze względu na liczbę płaszczyzn, w których odbywa się ruch paneli fotowoltaicznych, systemy nadążne dzielimy na jednoosiowe i dwuosiowe (Rys. 2.9).



Rys. 2.9. Podział systemów ze względu na liczbę płaszczyzn, w których odbywa się ruch

Systemy jednoosiowe to instalacje z możliwością ruchu paneli ze wschodu na zachód tylko względem jednej osi obrotu. Rano moduły są skierowane na wschód. Z tej pozycji rozpoczynają swoją wędrówkę i obracają się w ciągu dnia w stronę południową, by wieczorem skierować się na zachód. W tych systemach nie ma możliwości dopasowania kąta względem powierzchni ziemi. Trackery dwuosiowe umożliwiają jednoczesny ruch paneli względem dwóch osi obrotu [53], [54], [55]. Systemy nadążne dwuosiowe poruszają się ze wschodu na zachód wraz z możliwością zmiany kąta pochylenia paneli względem powierzchni ziemi.



Rys. 2.10. Płaszczyzny ruchu systemów nadążnych [56]

W zakresie elementów wykonawczych do zmiany orientacji najczęściej wykorzystywane są mechanizmy z kołami zębatymi, kołami pasowymi, silnikami elektrycznymi, układami hydraulicznymi itp. [47], [48], [49]. Niestety, ale tego typu rozwiązania wpływają na wzrost kosztów zarówno budowy siłowni jak i jej eksploatacji, m.in. poprzez wzrost zużycia energii na potrzeby własne [57], [58], [59]. Mogą one również skracać okres eksploatacji instalacji szczególnie przy awariach spowodowanych np. deformacją konstrukcji wywołaną obciążeniem od wiatru czy śniegu [60], [61], [62].

Drugim z analizowanych aspektów pracy układów sterowania w systemach PV jest liczba stopni swobody układu. Zagadnienie to odnosi się do rodzaju ruchu, jaki może wykonać układ sterowany w czasie śledzenia pozornego ruchu Słońca. W praktyce stosowane są najczęściej dwa rozwiązania o jednym lub dwóch stopniach swobody. W systemach o jednym stopniu swobody układ najczęściej porusza się ze wschodu na zachód a przy dwóch stopniach swobody możliwa jest jeszcze korekta położenia w kierunku północ – południe. Oczywiście możliwość sterowania w poszczególnych osiach będzie wpływała na ilość pozyskiwanej energii ale również na koszty inwestycyjne i eksploatacyjne [63], [64].

3. Konstrukcja czujnika kierunku promieniowania słonecznego

Wśród elementów czynnych dostarczających sygnał do układu sterowania położeniem paneli PV najczęściej są wykorzystywane fotodiody [65], [66], [67], [68], [69] i fotorezystory [6], [70], [71], [72]. Oprócz tych dwóch podstawowych elementów stosowane są również kamery internetowe [73], [74], moduły PV [75] i fototranzystory [76]. Czujniki te pozwalają na generację sygnału prądowego albo napięciowego w postaci analogowej lub cyfrowej, który następnie przetwarzany jest przez układ wykonawczy systemu sterowania.

W dalszej części opracowania przedstawiono szczegółowy opis wraz z zasadą działania znanych rozwiązań czujników pozwalających na przybliżenie pozycji Słońca. Skupiono się na charakterystyce ich zalet oraz wad, takich jak dokładność, błędy śledzenia Słońca, pożądane właściwości, pole widzenia (FOV), liczba stopni swobody, rodzaj czujnika oraz ocenie wpływu na ich działanie zewnętrznych parametrów meteorologicznych tj. natężenia promieniowania słonecznego, udział promieniowania bezpośredniego i rozproszonego, zanieczyszczenia powietrza i jego temperatury.

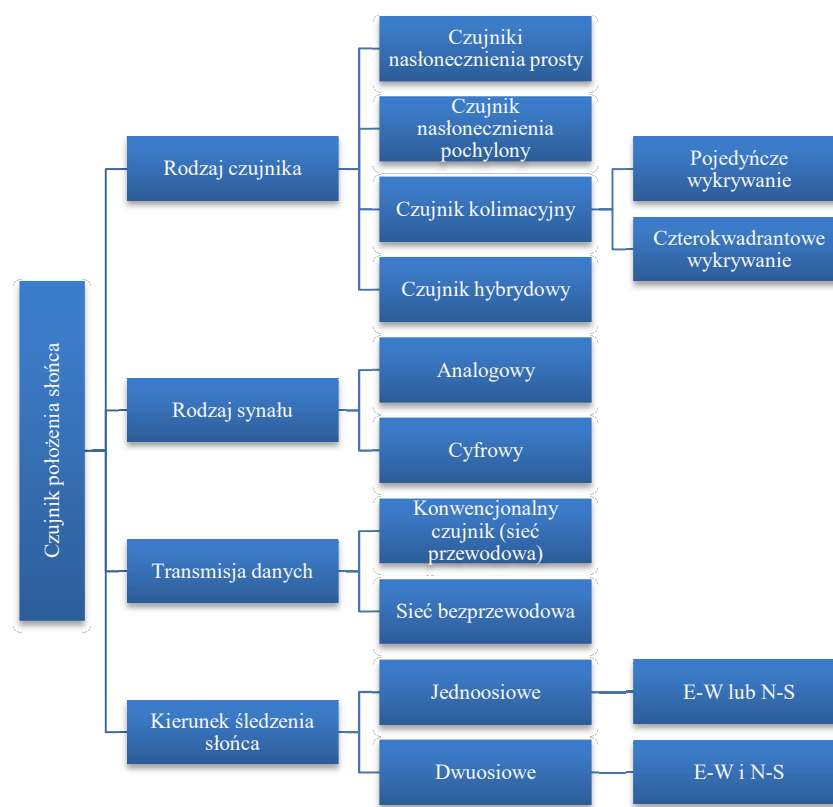
Tabela 3.1. Przegląd rozwiązań konstrukcyjnych w zakresie czujników kierunku promieniowania słonecznego

Autor	Rok wydania	Rodzaj elementu światłoczułego	Liczba elementów	Dwuosiowy (Tak/Nie)	Praca w układzie nadajnym (Tak/Nie)
Böhnke, T., et. al. [77]	2006	Moduł CIGS	4	bd	Nie
Rodrigues, and Ramos [78]	2006	Fotodioda	4	Tak	Nie
Luque-Heredia, J.M. [79]	2007	PDS	1	Tak	Tak
João M. G. Figueiredo [73]	2008	Fotodioda	4	Tak	Tak
Scholz, et al. [80]	2008	Czujnika obrazu CMOS	1	Nie	Bd
Wen, et. al. [81]	2008	Czujnik monochromatyczny	36	bd	Bd
Sefa, Ibrahim et. al. [72]	2009	Fotorezystor	2	Nie	Tak
Jusuf Oner [76]	2009	Fototranzystor	2	Tak	Tak
Minor, and Alejandro [82]	2010	Kamera internetowa, matryca CCD	1	Tak	Tak
Serhan and El-Chaar [83]	2010	Fototranzystor	4	Tak	Tak
Sai, et. al , [84]	2011	Fotodioda	5	Tak	Tak
Wei, Min-Song, et al. [85]	2011	Przetworniku CCD	1	Tak	Bd
Akash, et. al. [71]	2012	Fotorezystor	4	Tak	Nie
Chang, Yong-Nong. [86]	2013	Fotodioda	5	Tak	Nie

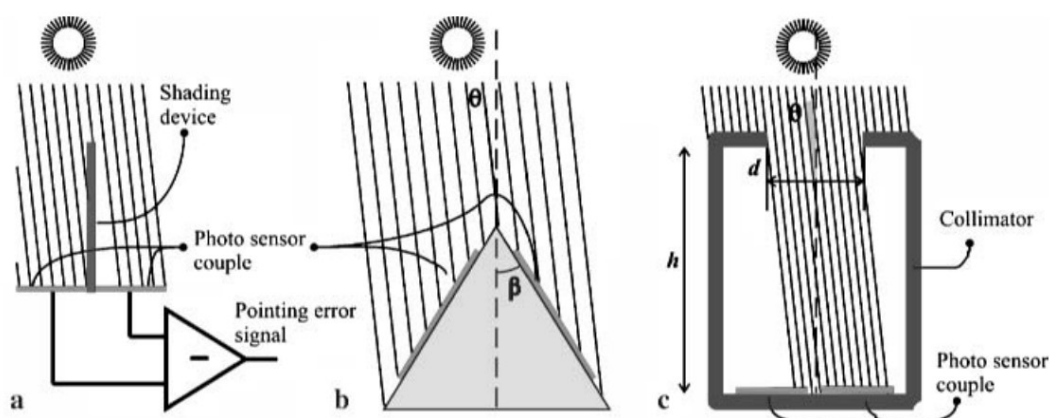
Tina, et. al. [65]	2013	Fotodioda	9	Tak	Nie
Wang and Lu [87]	2013	Fotorezystor	4	Tak	Tak
Wei, et. al. [88]	2013	Czujnik ERS	1	Tak	Bd
Xie and Theuwissen [89]	2013	CMOS (μ DSS)(APS)	1	Tak	Bd
Boer and Durkut. [90]	2013	Mini DSS	1	Tak	Bd
Haryanti, Munnik [91]	2014	Fotodioda	5	Tak	Nie
Jifeng Song et. al. [92]	2014	Fotodioda	9x9	Tak	Bd
Yao, et. al. [93]	2014	Fotodioda	4	Tak	Tak
Wong, et. al. [94]	2014	Fotorezystor	5	Tak	Tak
Cercos, et al. [95]	2014	Ogniwa PV	5	Tak	Bd
Barnes, et. al. [96]	2014	Czujnik natężenia światła TSL230R	5	Tak	Nie
Wang, et al. [97]	2015	Fotodioda	2	Nie	Tak
Yilmaz, et al. [98]	2015	Fotorezystor	4	Tak	Tak
Welch and Christen. [99]	2015	Fotodioda	4	Tak	Tak
Lee et al. [100]	2015	GPS + Fotodioda	4	Tak	Tak
Shreyasi, et al. [101]	2015	Fotorezystor	5	Nie	Nie
Burhan et. al. [102]	2016	Fotodioda	bd	Tak	Bd
Garrido and Díaz [103]	2016	Fotodioda	4	Tak	Tak
Parthipan, et. al. [104]	2016	Fotorezystor	2	Nie	Tak
Away, Ikhsan. [105]	2017	Fotorezystor	3	Tak	Tak
Kuttybaj et. al. [106]	2020	Fotorezystory	2	Nie	Tak
Jamroen [107]	2021	Czujnik UV GY-8511 oraz fotodioda	4	Tak	Tak
Wu [108]	2021	GPS z RTC oraz inklinometr	2	Tak	Nie
Al-Amayreh and Alahmer [109]	2021	Fotorezystor	4	Tak	Tak
Tchao et. al. [110]	2022	Kontrolera wizyjny oraz kamera internetowa	bd	Tak	Tak

W dalszej części pracy przedstawiono krótką charakterystykę wybranych czujników położenia Słońca z zestawionych w tabeli 3.1. Omówiono ich zasadę działania, zalety a szczególnie wady, które mogą przyczynić się do niewłaściwego wykorzystania dostępnego potencjału energii promieniowania słonecznego i ograniczać skuteczność konwersji w zastosowaniach solarnych.

Czujnik położenia słońca to urządzenie, którego zadaniem jest wykrycie kierunku promieni Słońca względem położenia czujnika. Dotychczas wykonano już wiele prac polegających na opracowaniu nowych jak i doskonaleniu znanych już konstrukcji czujników. W ogólny sposób czujniki położenia słońca można podzielić na klasy w zależności od rodzaju czujnika, rodzaju sygnałów, transmisji danych i kierunku śledzenia słońca. Na rysunku 3.1 przedstawiono klasyfikację czujników zgodnie z powyższymi kryteriami podziału.



Rys. 3.1. Klasyfikacja czujników położenia Słońca



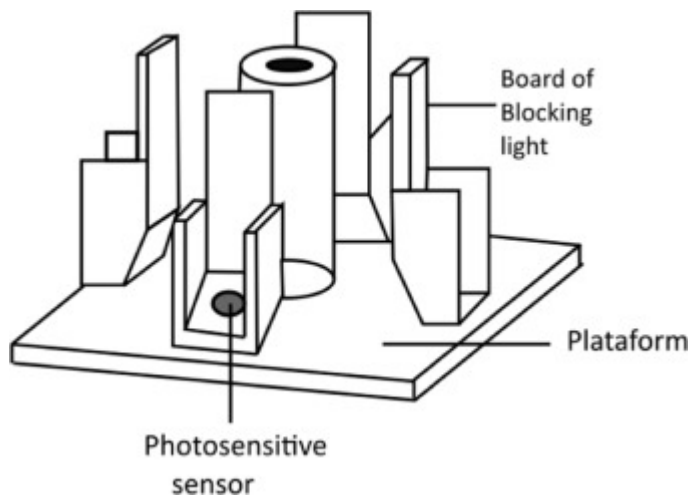
Rys. 3.2. Podstawowe rodzaje czujników położenia słońca: (a) czujniki nasłonecznienia z prostym mocowaniem elementów fotoelektrycznych (b) czujniki nasłonecznienia z pochylonym mocowaniem elementów fotoelektrycznych (c); czujniki kolimacyjne [79] [111]

Jedną z często stosowanych klasyfikacji czujników pozycji słońca opiera się na podziale tych urządzeń na cztery następujące typy czujników nasłonecznienia (Rys. 3.2): z prostym mocowaniem elementów fotoelektrycznych, z pochylonym mocowaniem elementów fotoelektrycznych, kolimacyjne oraz hybrydowe.

3.1. Czujnik nasłonecznienia

Zasada działania czujnika nasłonecznienia opiera się na ocenie światła i cienia fotodetektora i obliczeniu pozornej pozycji słońca na podstawie różnic natężenia prądu

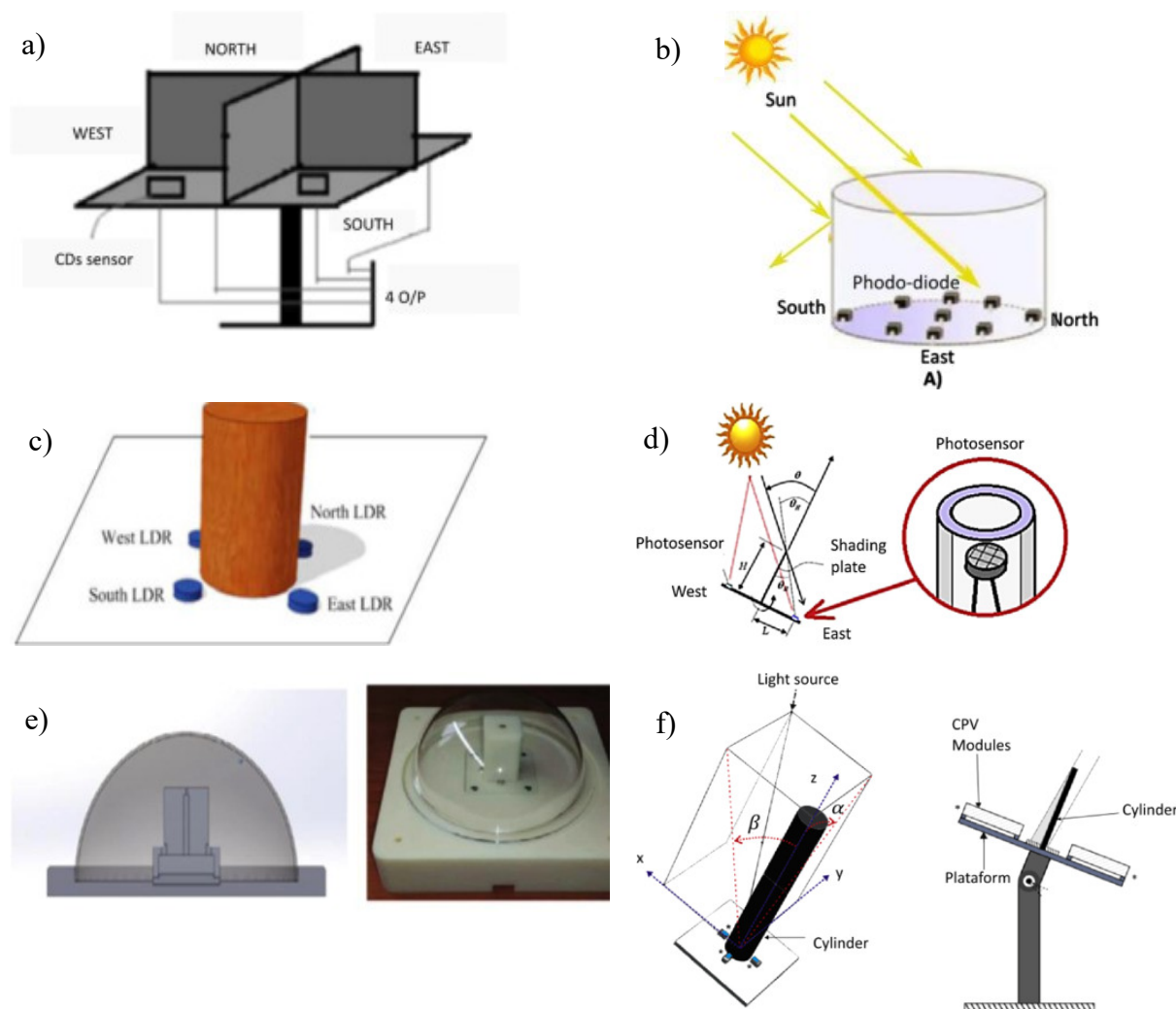
fotodetektora (Rys. 3.3). Tego typu czujnik został opracowany m.in. przez Sai i in. [84]. Był on zbudowany z pięciu elementów fotoczułych. Pierwszy z nich znajdował się w środku cylindrycznej wierzy zlokalizowanej w centrum oraz czterech czujników zabudowanych na symetrycznie rozłożonych płytkach wokół wierzy, które blokowały dopływ światła do poszczególnych detektorów, gdy powierzchnia czujnika nie była ustawiona prostopadle do promieni słonecznych. W celu określenia położenia Słońca porównywana była wartość napięcia generowanego przez poszczególne czujniki. Dużym ograniczeniem praktycznego wykorzystania takiego czujnika był złożony proces jego produkcji.



Rys. 3.3. Projekt koncepcyjny czujnika położenia Słońca [84]

Efekt zacienienia elementu fotoczułego (fotoogniwo lub fotorezystor) generowany przez celowo ukształtowane przegrody wokół czujnika zostały wykorzystane również w rozwiązaniach konstrukcyjnych zaprezentowanych w pracach [71], [87], [97], [98], [103]. Tego typu czujniki pozwalają na śledzenie Słońca z błędem od $0,014^\circ$ do 2° dzięki czemu możliwy jest wzrost uzysku energii elektrycznej generowanej z paneli fotowoltaicznych o 30-40 (%). W rozwiązaniach tych (Rys. 3.4), dostęp promieni słonecznych do detektora jest ograniczany przez odpowiednio ukształtowane przegrody, w czasie gdy czujnik nie był ustawiony prostopadle do źródła światła. W pracy [71] zaproponowano wykorzystanie czterech fotorezystorów oddzielonych przegrodą w kształcie krzyża. Fotorezystory wykorzystano również w projekcie przedstawionym w pracy [87]. Opracowano bardzo prostą i taną konstrukcję czujnika pozwalającą na podążanie za Słońcem w dwóch kierunkach i nie wymaga ona wstępnej kalibracji. Dodatkowo z wykonanych badań wynika, że działa również skutecznie w pochmurne dni i pozwala na wzrost ilości generowanej energii o prawie 30 (%). Zacienienie natomiast powierzchni fotodiody wykorzystano również w czujniku opracowanym przez Tina, Arcidiacono i Gagliano [65]. Wykorzystano w nim 9 fotoelementów umieszczonych w walcu. Wygenerowane sygnały były analizowane

i przetwarzane przez algorytm opracowany w programie Matlab. Rozwiązanie to jednak wymagało wstępnej kalibracji oraz było czułe na zanieczyszczenia osadzające się na powierzchni detektorów oraz wpływ wilgoci. Uszczelnienie materiałem przepuszczającym światło górnej części cylindra ograniczyło wpływ warunków zewnętrznych na pracę czujnika, lecz spotęgowało niekorzystny wpływ temperatury na wzrost prądu wstecznego w fotodiodach.



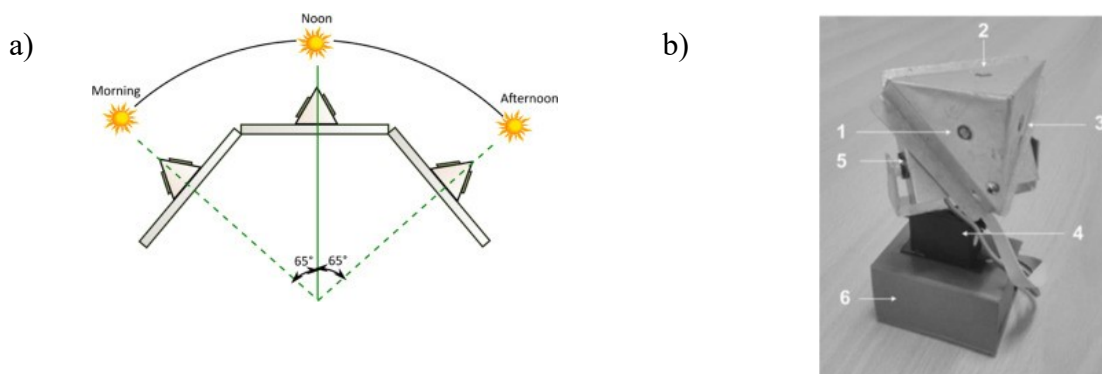
Rys. 3.4. Przykładowe rozwiązania konstrukcyjne czujników wykorzystujących efekt zacierania a) [71], b) [65], c) [87], d)[98], e) [100], f) [103]

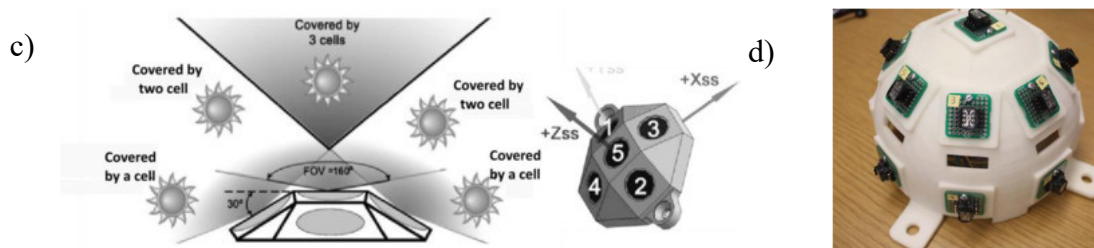
Do wykrywania światła widzialnego w systemach śledzenia słońca często wykorzystywane są fotorezystory. Mają one jednak pewne ograniczenia, które mogą mieć wpływ na działanie układu śledzącego. Wśród najczęściej wymienianych jest np. nasycenie się czujnika przy intensywnym natężeniu promieniowania i nieskuteczność w warunkach słabej widoczności [60], [71]. Ktetybay i in. [106] opisali, że moduł fotowoltaiczny może być nawet skierowany przeciwnie do położenia słońca w pochmurne dni ze względu na silne rozpraszanie światła widzialnego. Aby przezwyciężyć ograniczenia systemu LDR, wykorzystuje się widmo ultrafioletowe, które obserwuje promieniowanie za pomocą czujników UV. Informacja

o intensywności światła UV odbierane przez detektory jest analizowana i wykorzystywane jako dane wejściowe w procesie śledzenia Słońca. W zakresie minimalizacji ryzyka nasycenia się czujnika konieczny jest dobór odpowiedniej rezystancji dodatkowej, która jest szeregowo połączona z fotorezystorem. Rezystor, ten musi umożliwić powstawanie odpowiedniej wartości napięcia w warunkach słonecznych, częściowego zachmurzenia i dla dni pochmurnych. Ważne jest by rezystor dodatkowy współpracujący z czujnikiem LDR w słoneczny dzień nie pozwalał na szybkie jego nasycenie. Osiągnięcie wartości maksymalnej spowoduje, że mikrokontroler nie będzie w stanie odróżnić wysokiego natężenie promieniowania od jeszcze wyższego.

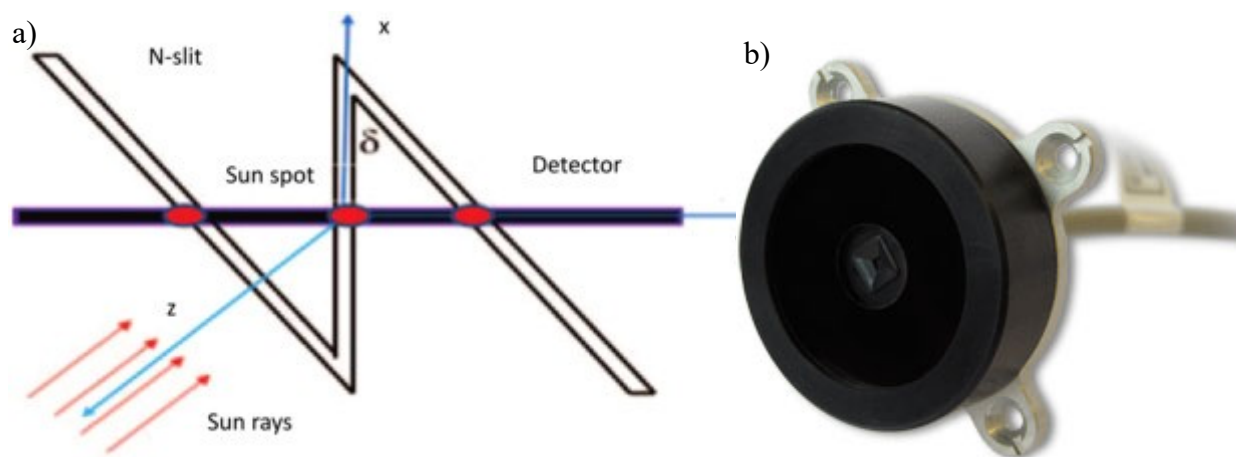
Czujniki nasłonecznienia charakteryzują się niskim zużyciem energii, nie wymagają kalibracji i mają znacznie mniejsze wymagania materiałowe w odniesieniu do czujników kolimacyjnych. Są stosowane do sterowania niezależnie od liczby stopni swobody układu. Niestety, ale na jakość ich pracy mają wpływ również warunki pogodowe. Pogorszenie jakości ich pracy ma miejsce najczęściej w warunkach pochmurnych.

Jako detektory położenia słońca wykorzystywane są również czujniki nasłonecznienia o pochylonym mocowaniu czujników fotoelektrycznych. Działanie to jest realizowane w celu zwiększenia czułości urządzenia. Są one zbudowane z dwóch lub większej liczby pochylonych płaszczyzn o kształcie piramidy, na której umieszczony jest element fotoczuły. Fotodetektor z wyższym napięciem lub prądem wskazuje położenie słońca. Przykładowe rozwiązania konstrukcyjne z tego zakresu przedstawiono na rysunku (3.5). Opracowane rozwiązania charakteryzowały się błędem śledzenia słońca w zakresie ± 2 ($^{\circ}$) a uzysk energii dla układów nadążnych w porównaniu do stacjonarnego był na poziomie ok. 20 (%). W zależności od konstrukcji pole widzenia czujnika oscyluje w przedziale od ± 45 ($^{\circ}$) do $289,4$ ($^{\circ}$).





Rys. 3.5. Przykłady czujników kierunku promieniowania słonecznego o pochylonym mocowaniu czujników fotoelektrycznych a) [72], b) [105], c) [95], d) [96]



Rys. 3.6. Czujniki położenia słońca zaprojektowane w technologii opartej na procesach wytwarzania MEMS, a) zasada działania [85], b) obiekt rzeczywisty [112]

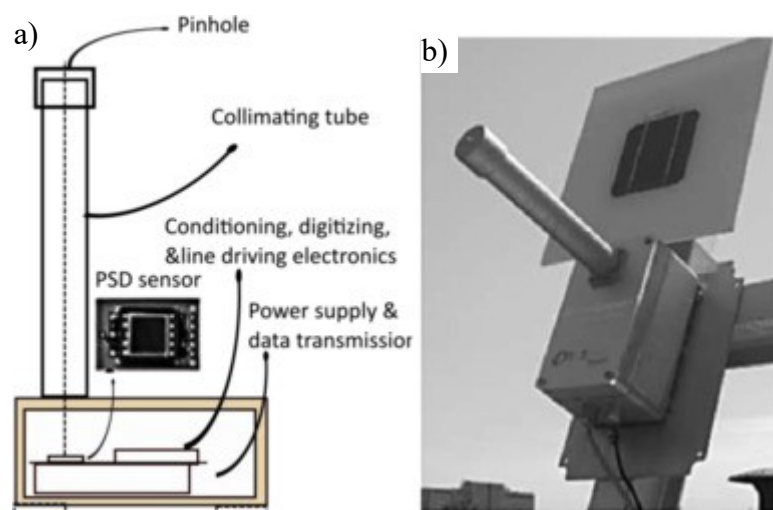
W czujnikach położenia słońca z wykorzystana jest również matrycy CCD (Rys. 3.6), do której promienie świetlne docierają przez otwór w kształcie litery N oraz układu MEMS będącego miniaturowym urządzeniem elektromechanicznym [85]. MEMS-y to układy łączące w sobie elementy mechaniczne i elektroniczne, które są wykonane w miniaturowej skali. Mają one mikrometrowe rozmiary, choć wraz z postępem technologicznym powstają coraz mniejsze konstrukcje. Opracowany czujnik pozwalał na pomiar pozycji słońca w dwóch kierunkach (wschód-zachód i północ-południe) a jego dokładność wyniosła 0,08 o łuku (3σ) z polem widzenia wynoszącym ± 60 ($^\circ$).

3.2. Czujnik kolimacyjny

Czujnik kolimacyjny to urządzenie, w którym następuje zawężanie promienia słonecznego w określonym punkcie wewnątrz czujnika. W literaturze opisywane są dwa odmienne rozwiązania techniczne. Zasada działania pierwszego z nich opiera się na wykorzystaniu detekcji na płaszczyźnie i drugi wykorzystuje również detekcję, ale czterokwadrantową.

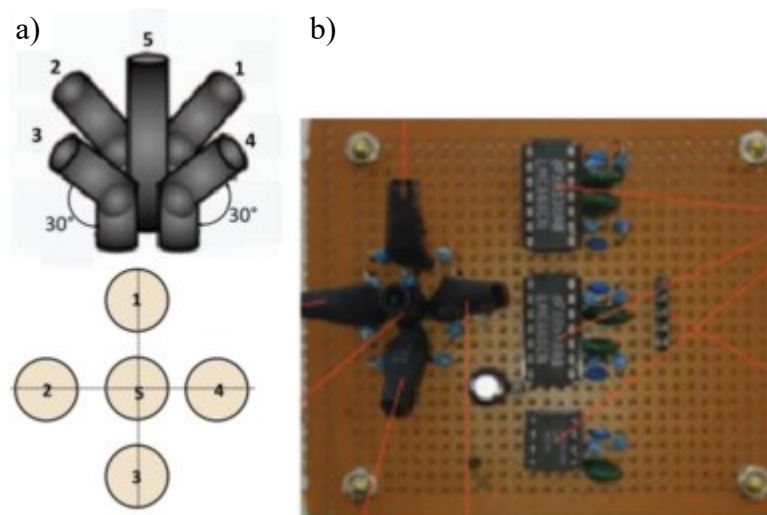
3.2.1. Czujnik kolimacyjny - detekcja na płaszczyźnie

Detektor mierzy pozycję Słońca, gdy światło słoneczne przechodzi przez kolimator, czyli rurkę ogniskującą i generuje różne prądy. Czujnik ten składał się z podstawowych elementów, którymi są fotoczujnik, kolimator i układu sterowania. Fotoczujnik jest podstawowym elementem przy określaniu położenia słońca. Zazwyczaj jako element do pomiaru natężenia światła słonecznego wykorzystywana jest fotodioda. Głównymi zaletami tego czujnika są: łatwość budowy i prosta detekcja. Czujnik zilustrowano na rysunku 3.7 został opracowany w 2007 roku przez Luque i in. [79]. Opracowany układ wykorzystano do sterowania systemem fotowoltaicznym. Z przeprowadzonych badań wynika, że dobowy błąd śledzenia wyniósł $0,05$ ($^{\circ}$) przy odchyleniu standardowym $0,02$ ($^{\circ}$) i dokładności $0,1$ ($^{\circ}$) (z prawdopodobieństwem 90 %).



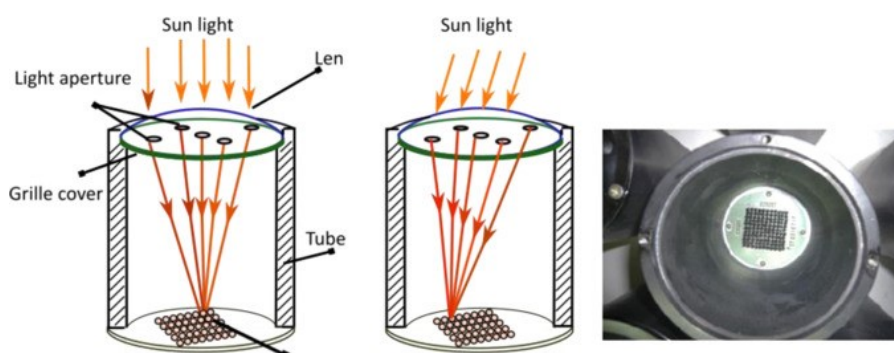
Rys. 3.7. Czujnik położenia słońca: a) schematyczny szkic przedstawiający część czujnika, b) widok ogólny czujnika położenia słońca [79]

Analogiczny układ lecz o innej konstrukcji opracowali Haryanti, i.in.[91]. W projekcie wykorzystano pięć fotodiod, wzmacniacz operacyjny, wyłącznik krańcowy oraz mikrokontroler (Rys. 3.8). Fotodiody rozmieszczono w kierunku czterech głównych punktów horyzontu, zwanych też punktami kardynalnymi a jedną fotodiodę umieszczono w położeniu centrum czujnika. Cztery fotodiody zostały umieszczone pod kątem 30 ($^{\circ}$) w celu pomiaru położenia słońca w dwóch kierunkach (wschód-zachód i północ-południe), natomiast centralna fotodioda została wykorzystana do zmniejszenia błędu naprowadzania paneli słonecznych. Z wykonanych testów wynik, że błąd śledzenia Słońca wynosił 5 ($^{\circ}$) przy maksymalnym polu widzenia wynoszącym 90 ($^{\circ}$). Zwrócono jednak uwagę, że proces jego wytwarzania był skomplikowany.



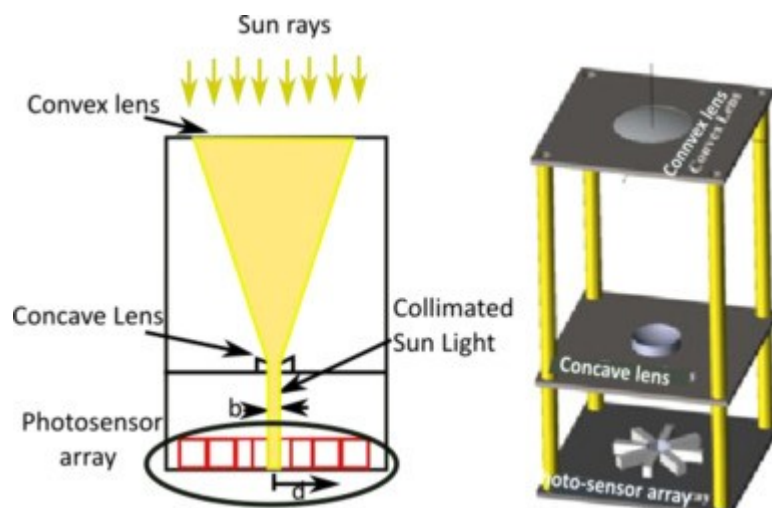
Rys. 3.8. Czujnik kolimacyjny z fotodiodami: a) wizualizacja, obiekt rzeczywisty [91]

Odminną konstrukcję czujnika położenia słońca zbudowaną również na fotodiodach zaprezentowali Song i in. [92]. Składa się on ze stożka, soczewki oraz matrycy wykonanej z 9 rzędów po 9 fotodiod (Rys. 3.9). Promienie słoneczne docierają do matrycy fotoczułej przez 5 otworów o średnicy 2 (mm) wykonanych w górnej podstawie stożka. W zależności od kąta padania promieni na soczewkę oświetlana jest inna część matrycy, która generuje określoną wartość natężenia prądu elektrycznego. Wytworzony sygnał jest przetwarzany przez mikrokontroler C8051F020 a następnie walidowany z pozycją astronomiczną Słońca. Zakres pracy czujnika niestety, ale został ograniczony do natężenia promieniowania słonecznego z przedziału od 30 do 150 ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$). Przedział ten ma zagwarantować poprawne działanie o wschodzie i zachodzie słońca oraz w pochmurne dni. Autorzy pracy zwracają uwagę na fakt, że dzięki zastosowaniu materiałów pochłaniających światło pomiędzy fotodiodami zminimalizowano efekt odbić promieni wewnątrz czujnika. Ocena jakości czujnika wykazała, że błąd śledzenia słońca jest mniejszy niż 0,1 ($^{\circ}$).



Rys. 3.9. Czujnik kolimacyjny stożkowy [92]

Fotodiody są również wykorzystane w czujniku opracowanym przez Burhan i in [102]. Możemy w nim wydzielić trzy sekcje (Rys. 3.10).

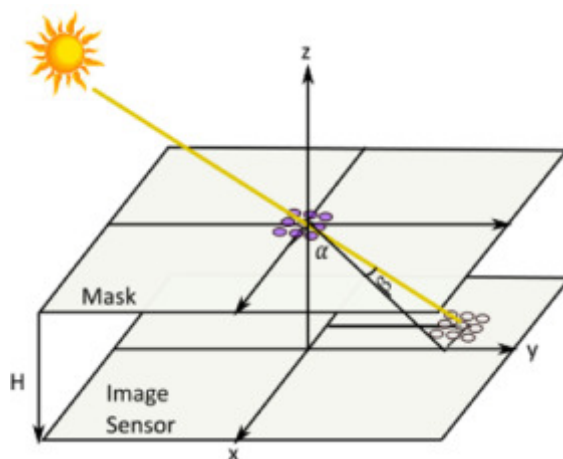


Rys. 3.10. Czujnik kolimacyjny z soczewką [102]

W pierwszej zastosowano soczewkę wypukłą, w drugiej soczewkę wklęsłą a w trzeciej fotodiody. Zasada działania opierała się na pomiarze względnego położenia plamki świetlnej na płaszczyźnie. Światło słoneczne docierające do pierwszej soczewki zostaje skolimowane i skoncentrowane. Następnie soczewka wklęsła pochłaniała światło i generowała promienie równoległe, które docierają do czujnika fotodiodowego. W sytuacji, gdy czujnik jest ustawiony prostopadłe do Słońca, promienie docierają do środka czujnika. Badania eksperymentalne czujnika wykazały, że dokładność śledzenia jest bardzo dobra a błąd jest rzędu 0,1 (°). Wadą tego czujnika jest natomiast konieczność jego kalibracji przed przystąpieniem do pomiarów.

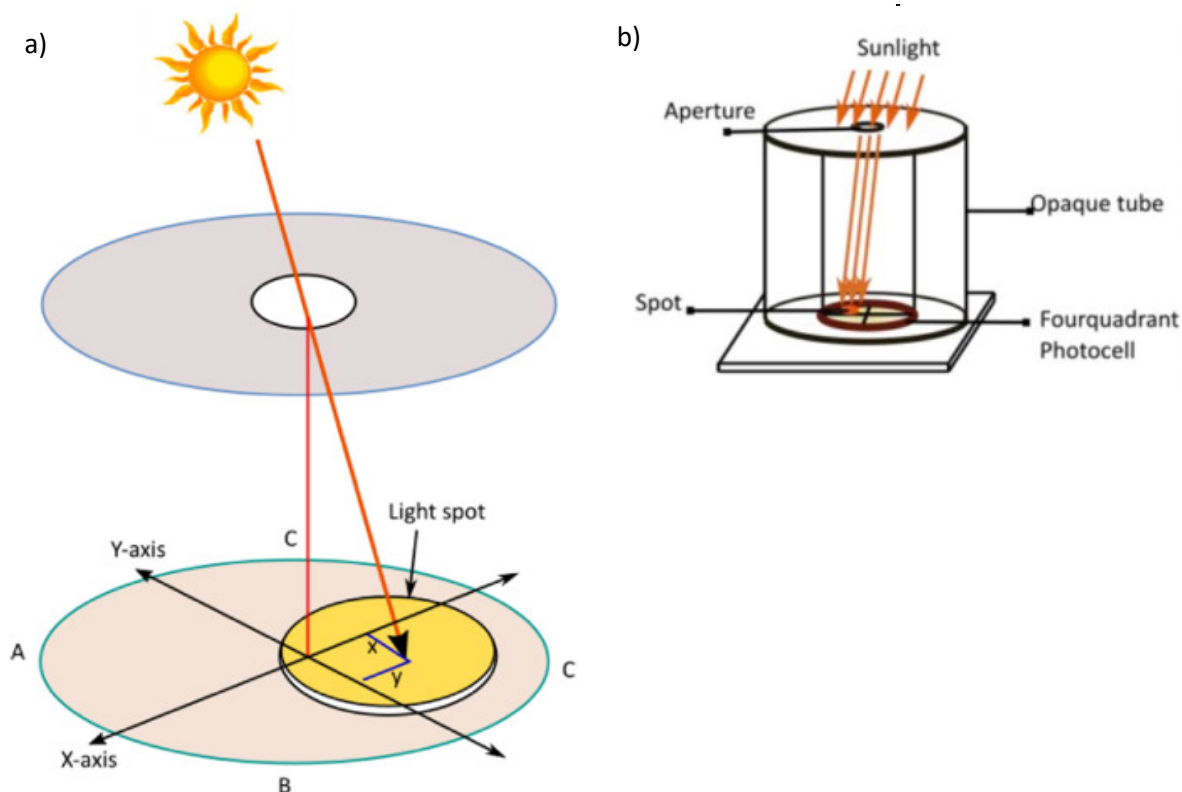
3.2.2. Czujnik kolimacyjny czterokwadrantowy

Ze względu na jego dokładność ten rodzaj czujnika jest powszechnie używany. Składa się on z jednego lub kilku otworów w celu kolimowania światła wewnątrz urządzenia (Rys. 3.11). Czujnik składa się z podstawowych elementów takich jak kolimator, czujnik obrazu (matryca fotodetektorów), maski i systemu sterowania. Jeden z takich czujników wykorzystujący sformułowanie procesu dyfrakcji Rayleigha-Sommerfelda przedstawiono w pracy Wen i in. [81]. Światło słoneczne przechodząc przez odpowiednio skalibrowane otwory w masce oświetla jeden z kwadrantów na którym zlokalizowane są fotodiody. Wygenerowany sygnał opracowany algorytm matematyczny wykorzystuje do obliczenia wielkości opisujących położenie słońca. Z wykonanych badań wynika, że duży wpływ na jakość działania czujnika mają parametry konstrukcyjne czujnika takie jak średnica otworów w masce, ich liczba oraz odległość pomiędzy maską a matrycą.



Rys. 3.11. Czujnik położenia słońca wykorzystujący proces dyfrakcji [81]

Kolejnym rozwiązaniem pozwalającym określić azymut Słońca i jego wysokość jest czujnik opracowany przez Maqsood [113] lub bardzo podobne rozwiązanie zaprezentowane przez Yao [93]. W pierwszym z nich zastosowano fotodiody a w drugim ogniwa fotowoltaiczne rozmieszczone w poszczególnych czterech symetrycznych wycinkach koła (Rys. 3.12). W czasie pracy czujnika promienie słoneczne wnikają do jego wnętrza i oświetlają część aktywnego czujnika pikseli (APS). Wygenerowany sygnał jest przetwarzany przez układ scalony MEMS. Na podstawie położenia plamki świetlnej w poszczególnych kwadrantach obliczane jest położenie Słońca. Przy kalibracji czujnika dla pierwszego kroku wynoszącego 1° w zakresie zmiany kąta $\pm 60^\circ$ osiągnięto dokładność 1° . W tym rozwiązaniu również parametry konstrukcyjne miały duży wpływ na jego dokładność. W drugim rozwiązaniu dodatkowo opracowany algorytm wspierany był przez astronomiczne równania położenia Słońca. Przy nasłonecznieniu promieniowania słonecznego wynoszącym $1000 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2}\text{)}$, błąd śledzenia był mniejszy niż $0,15^\circ$.



Rys. 3.12. Czterokwadrantowe czujniki o okrągłej podstawie a) [89], b) [108]

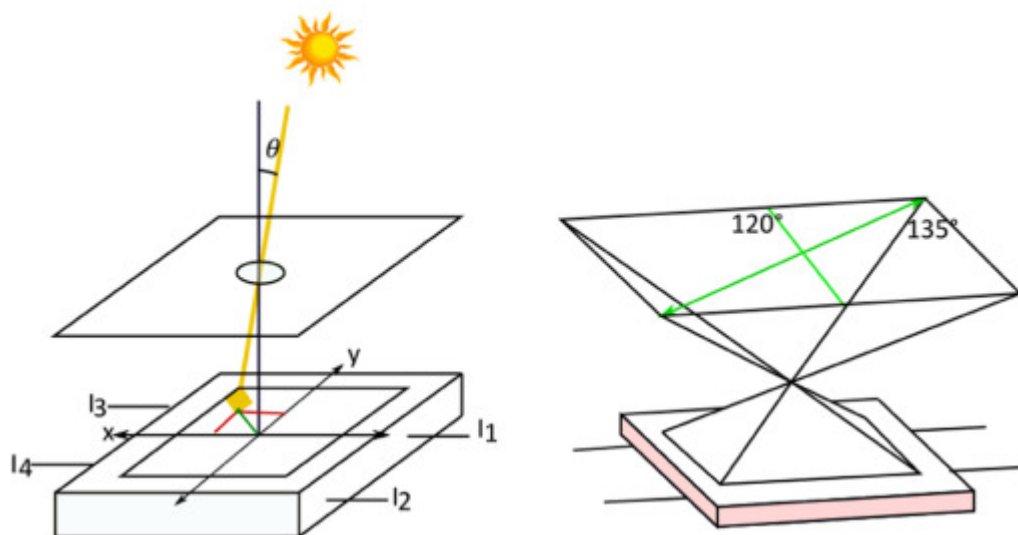
Odmienne rozwiązanie zaproponował Arbab, Jazi i Rezagholizadeh [74]. Wykorzystali oni zmiany w czasie wymiarów geometrycznych i położenia cienia pręta na ekranie względem punktu odniesienia. Przyjęto, że ekran znajduje się w płaszczyźnie XY a oś Z współrzędnych XYZ przebiega wzdłuż pręta. W danej chwili cień osi Z (cień pręta) pojawi się na jednej z czterech ćwiartek powierzchni XY, która zależy od położenia osi Z względem kierunku słońca. Do oceny wielkości i położenia cienia wykorzystano analizę obrazu pozyskanego z aparatu fotograficznego. Jeżeli kierunek promieni słońca będzie równoległy do osi Z to na ekranie nie powstanie żaden cień, czujnik będzie ustawiony w prawidłowym kierunku.

Czujniki kolimacyjne charakteryzują się kompaktową konstrukcją, a więc i łatwą implementacją, niskim zużyciem energii oraz niskim błędem śledzenia słońca. Mogą być stosowane do sterowania układów dwuosiowych oraz przy większym zachmurzeniu. Do ich wad zaliczamy natomiast konieczność stosowania specjalnych materiałów, złożoność optyczną detektora czterokwadrantowego i konieczność kalibracji co powoduje wzrost kosztów ich budowy. Dodatkowo są one wrażliwe na korozję oraz kurz.

3.3. Czujnik hybrydowy

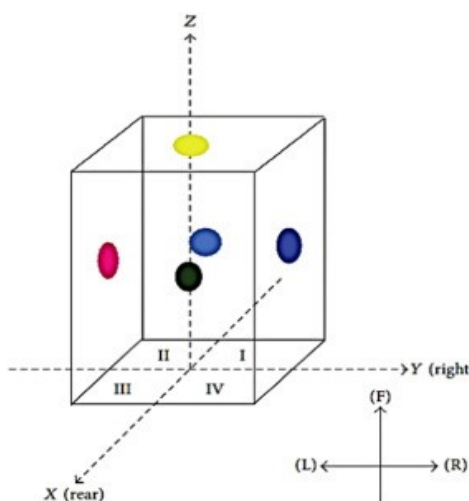
W celu zmniejszenia błędu śledzenia słońca a tym samym zwiększenia uzysku energii z konwersji fotoelektrycznej opracowane zostały czujniki hybrydowe. Łączą one rozwiązania

konstrukcyjne i zasadę działania przedstawionych powyżej czujników położenia Słońca. Przykłady takich czujników położenia słońca przedstawiono w pracach [77], [78]. Znajdziemy wśród nich połączenie nieprzeźroczystej przesłony z otworem o średnicy umożliwiającej docieranie światła do powierzchni fotodetektora umieszczonego na podstawie w kształcie piramidy (Rys. 3.13).



Rys. 3.13. Szkic czujnika położenia słońca w kształcie piramid [78]

W pracy [100] zaprezentowano hybrydowy czujnik położenia słońca wykorzystujący efekt zacierania powierzchni fotoczułej (4 fotodiody) przez sześcienny pryzmat umieszczony w jego centrum wraz z algorytmami wykorzystującymi wzory astronomiczne. Odmienne podejście ale też wykorzystujące fotodiody zaprezentowali [86], [114], [115] rozmieszczając fotoelementy na pięciu ścianach sześcianu i wykorzystując do obliczeń techniki geometrycznej transformacji współrzędnych (Rys. 3.14).



Rys. 3.14. Szkic sześciennego czujnika położenia Słońca [114]

Zastosowanie czujników hybrydowych w większości przypadków nie pozwoliło jednak na znaczną poprawę jakości ich działania. W analizowanych pracach dokładność

działania czujnika była w zakresie od 0,1 do 5 (°) lub z rozdzielczością położenia 1,5 (μm) oraz polem widzenia wynoszącym od ±30 (°) do 128 (°). Największy wzrost w zakresie wydajności ogniw fotowoltaicznych (do 60% w porównaniu do układu stacjonarnego) dzięki sterowaniu ich położeniem podążającym za pozornym ruchem Słońca uzyskano wykorzystując niejednorodny algorytm sterowania przedstawiony w pracy [94]. W algorytmie tym wykorzystywano zarówno zmiany parametrów detektorów fotoczułych zasłanianych przez przegrody w przypadku nieprostokątnego ustawienia do źródła światła jak również informacje z formuł matematycznych określających położenia Słońca oraz odmiennego położenia tzw. trybu hibernacji w okresie występowania niekorzystnych warunków meteorologicznych niepozwalających na pracę systemu.

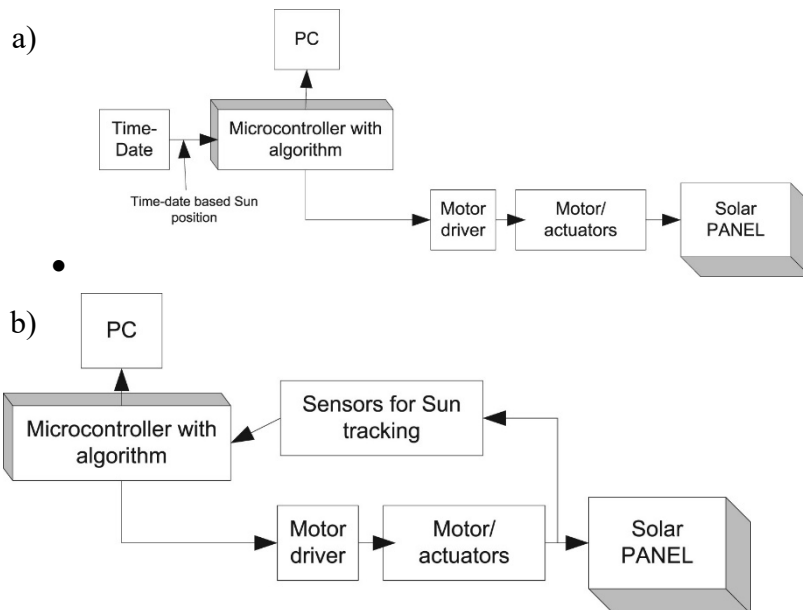
Z wykonanego przeglądu literatury wynika, że jednym z najważniejszych parametrów przy projektowaniu czujnika jest jego konstrukcja, ponieważ określa ona wymagania dotyczące materiału, składu technicznego i integracji fizycznej oraz pola widzenia. Niestety, w większości prac brak wyników badań czujnika w dłuższym okresie czasu. Trudno więc ocenić ich przydatność do sterowania położeniem paneli fotowoltaicznych w okresie rocznym, gdzie występują bardzo zróżnicowane warunki meteorologiczne. Warunki zewnętrzne mogą bardzo utrudnić poprawną lokalizację słońca np. przy wysokim natężeniu promieniowania słonecznego, zachmurzeniu, oszronieniu czy zabrudzeniu czujnika. W części badań brak również informacji jaka jest dokładność wskazań w zakresie azymutu i kąta pochylenia. Dodatkowo część badaczy sygnalizuje, że słońce nie powinno być śledzone przez cały czas, a tylko w określonych przedziałach czasu [4] a konstrukcja nie porusza się, jeżeli błąd śledzenia jest mniejszy niż ustalona tolerancja. Po przekroczeniu pola tolerancji, sterownik uruchamia układ napędowy i przemieszcza panele się do punktu, który słońce osiągnie w określonym czasie. W ten sposób tracker „czeka” na Słońce.

Pomimo wielu prac badawczych wykonanych w zakresie układów śledzących położenie Słońca, nadal istnieją ograniczenia w projektowaniu czujników. Wśród nich najczęściej wymieniane są takie jak: elastyczność w projektowaniu geometrycznym i algorytmach sterowania, odporność na warunki atmosferyczne, efektywna transmisja danych i system autokalibracji. Głównymi barierami, przed jakimi stoi ta technologia, są: trudność w doborze właściwego czujnika położenia Słońca zgodnie z technologią słoneczną, opłacalnością i strategiami komercjalizacji. Z wykonanego przeglądu literatury wynika, że istnieją przesłanki dla dalszych analiz naukowych w zakresie ulepszania istniejących konstrukcji czujników. Stąd podjęto prace badawcze nad własną oryginalną konstrukcją czujnika położenia Słońca.

4. Układy sterowania w systemach nadążnych

Systemy nadążne dzieli się nie tylko ze względu na liczbę stopni swobody czy rodzaj czujnika pomiarowego, ale również ze względu na zastosowany system sterowania położeniem powierzchni czynnej ogniów PV (Rys. 4.1). W zakresie tym wyróżnia się najczęściej [26], [116], [117]:

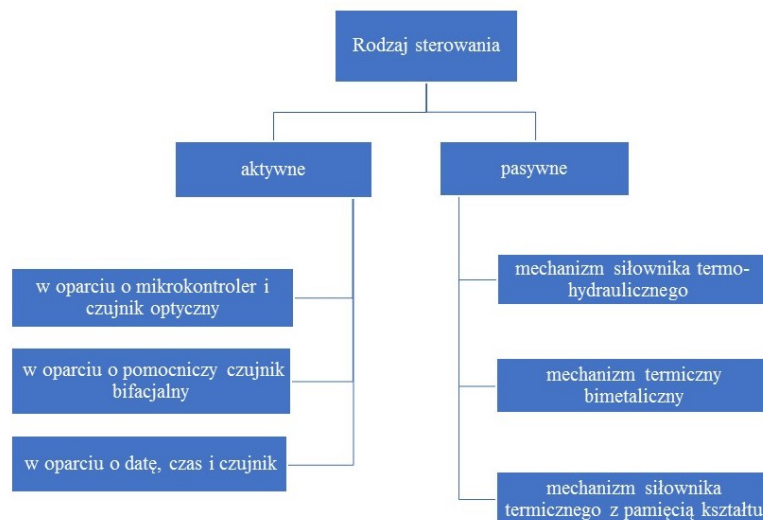
- układ otwarty, sterowany w pętli otwartej,
- układ zamknięty, w którym sterowanie odbywa się w pętli zamkniętej.



Rys. 4.1. Schemat układu sterowania w pętli a) otwartej, b) zamkniętej [26]

W układzie otwartym sterowanie położeniem powierzchni czynnych ogniów PV względem Słońca odbywa się na podstawie opracowanych modeli matematycznych. Charakteryzują się one stosunkowo niskimi kosztami budowy oraz łatwością implementacji. Modele te opierają się na informacjach określających położenie Słońca w danym dniu i czasie dla konkretnej długości i szerokości geograficznej. Jest to najprostszy system sterowania niewymagający stosowania czujników pomiarowych w układzie [106], [118] [25]. Dodatkowo system ten pozwala w pochmurne dni uzyskać lepszy efekt niż dla układów aktywnych o kilka procent [106]. Niestety przy promieniowaniu rozproszonym w większości przypadków nie jest on w stanie ustawić powierzchni czynnej modułu PV na kierunek maksymalnej mocy promieniowania. Ograniczenie to wynika z faktu, że w tym układzie sterowania brak jest kontroli zwrotnej dla podejmowanych działań. Układ regulacji w pętli otwartej (zwany także układem regulacji bez sprzężenia zwrotnego) działa jedynie w oparciu o sygnał wejściowy, który nie zależy od aktualnych warunków meteorologicznych. Natomiast, ze względu na rodzaj elementu wykonawczego wyróżniamy (Rys. 4.2):

- sterowanie pasywne,
- sterowanie aktywne.

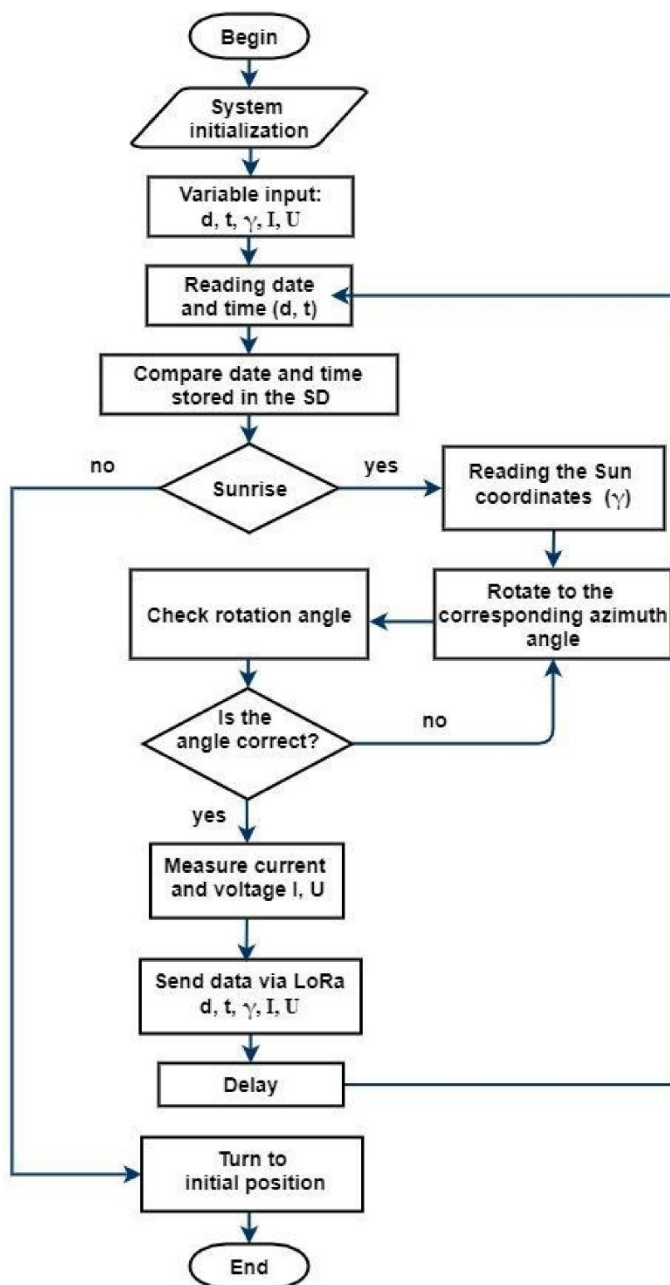


Rys. 4.2. Podział systemów sterowania ze względu na rodzaj elementu wykonawczego

Inny przykład pasywnego trackera (PT) wykorzystujący zmiany ciśnienia wywołane zmianą temperatury do poruszania panelem oferuje firma Zomeworks [119]. Dwie symetrycznie rozmieszczone rurki po bokach panelu PV wypełnione płynem są ogrzewane energią promieniowania słonecznego. Zmiana ciśnienia w jednej z rurek powoduje zmianę położenia trackera aż do momentu osiągnięcia równowagi. Jest to rozwiązanie pozwalające na wzrost uzysku energii z konwersji fotoelektrycznej do prawie 25 (%) w okresie rocznym a ponadto charakteryzuje się bardzo niskim nakładem inwestycyjnym i niskim błędem śledzenia słońca na poziomie ± 10 (°). Podobny wzrost uzysku energii zapewnia wykorzystanie innego trackera pasywnego, w którym zmiana położenia jest wymuszana przez aluminiowo-stalowe paski bimetaliczne [120]. Niewątpliwą zaletą wszystkich pasywnych metod sterowania jest fakt braku konieczności zużywania energii elektrycznej do napędu elementów ruchomych.

Batayneh i in. [121] opracowali dyskretny jednoosiowy system aktywny śledzenia Słońca pracujący w pętli otwartej, który porusza się tylko trzy razy w ciągu dnia. Kąt śledzenia w systemie tym został oparty na położeniu Słońca w danej lokalizacji na podstawie danych kalendarzowych. Żywotność siłownika uzyskana przy użyciu opracowanego systemu była dłuższa niż w przypadku systemów ciągłego śledzenia ze względu na znacznie krótszy czas jego pracy. Podobny układ, lecz mogący działać w sposób ciągły przedstawiono w pracy [106]. Po włączeniu układu mikrokontroler uzyskuje dostęp do zegara czasu rzeczywistego i na podstawie daty, czasu oraz danych z karty pamięci sterownika określa azymut i wysokość Słońca nad horyzontem. Jeśli Słońce jeszcze nie wzeszło, system pozostaje w pozycji

początkowej. Jeśli Słońce weszło, sterownik określa kąt azymutu Słońca w danym momencie i zaczyna obracać tracker do wyznaczonego położenia. Informacje o aktualnym położeniu układu odczytywane są z enkodera. Po wykonaniu operacji system przechodzi w tryb uśpienia na określony okres czasu (Rys. 4.3). W literaturze bardzo mało uwagi poświęca się na optymalizację czasu bezczynności systemu sterowania.



Rys. 4.3. Algorytm sterowania jednoosiowego trackera na podstawie danych astronomicznych [106]

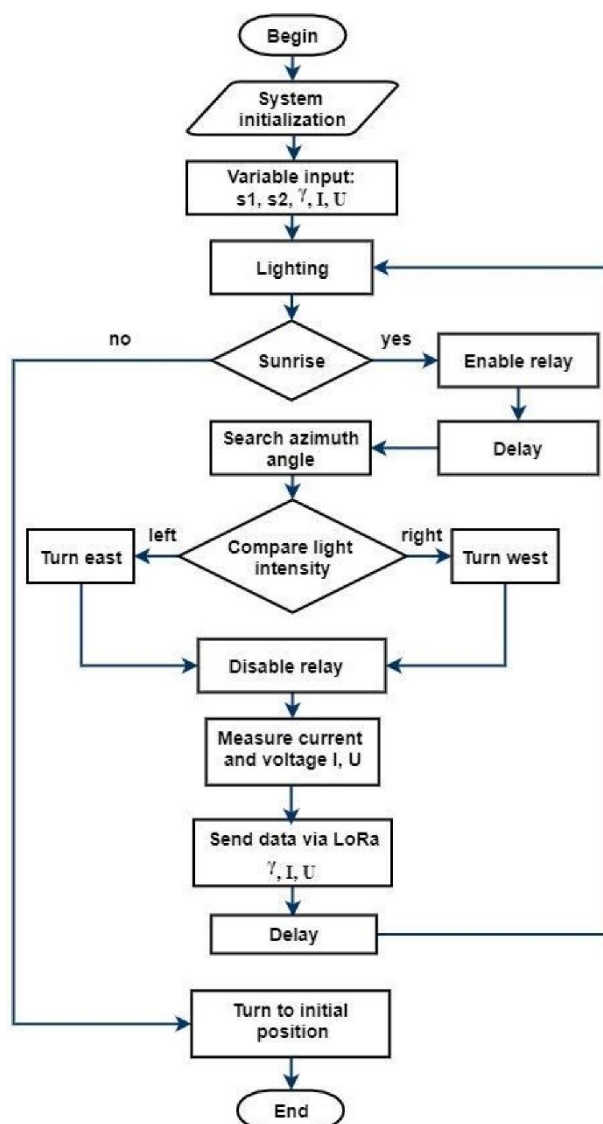
Niestety zwiększenie uzysku energii wymaga precyzyjnych obliczeń kursu Słońca, także informacji topograficznych terenu co przy zmianie lokalizacji wymaga procesów kalibracji systemów pracujących w pętli otwartej. Algorytm sterujący będzie charakteryzował się niskim błędem pod warunkiem prawidłowo wykonanych procedur uczenia i testowania

wymagających znacznej ilości danych historycznych [122]. Niestety, ale w układach tych nie uwzględnia się niewspółosiowości systemu spowodowanego m.in. zakłóceniami wywoływanymi przez wiatr czy śnieg, odkształceniami konstrukcji nośnej powodowanej jej nagrzewaniem jak i w skrajnych przypadkach złym montażem. Błędy w wyznaczaniu pozycji Słońca na podstawie algorytmu modeli astronomicznych są możliwe również m.in. z kilku innych powodów. Są nimi najczęściej zmienność czasu podawanego przez zegar pomocniczy względem rzeczywistego czasu słonecznego, brak precyzji w położeniu geograficznym sterownika (błędy w szacowaniu szerokości i długości geograficznej) oraz błędy w ustawieniu konstrukcji mechanicznej względem północy geograficznej (innej niż północ magnetyczna). Systemy pasywne oraz pracujące w pętli otwartej nie zapewniają również optymalnego wykorzystania dostępnej energii promieniowania słonecznego w czasie zmian aktualnych warunków meteorologicznych.

Drugą grupę w zakresie sterowania pracą systemów PV stanowią rozwiązania konstrukcyjne wykorzystujące sterowanie w pętli zamkniętej i są to najczęściej systemy aktywne. W trackerach działających w pętli zamkniętej położeniem instalacji steruje się za pomocą sygnałów pozyskiwanych z czujników [87], [123]. Systemy takie mogą podążać za Słońcem z dużą dokładnością a ponadto często charakteryzują się prostą konstrukcją, niskimi kosztami i możliwością adaptacji [93], [124], [125], [126]. Zdaniem Al-Naima i Yaghobiana oraz Michaelidesa i in. [127], [128], najlepsze efekty energetyczne można uzyskać stosując układ hybrydowy będący połączeniem tych dwóch rozwiązań tj. astronomicznych modeli matematycznych i czujników położenia Słońca.

W założeniach ogólnych sposób sterowania polega na znalezieniu maksymalnego punktu mocy MPP (ang. maximum power point), który zmienia się w zależności od natężenia promieniowania słonecznego i temperatury. Działanie systemu sterowania z MPP polega na zmianie położenia instalacji w odstępach czasu i porównaniu uzyskanych wartości mocy. Na podstawie uzyskanego wyniku instalacja ustawia się w położeniu, dla którego otrzymuje najwyższą moc [129]. W innych rozwiązaniach układ sterowania nie przeszukuje całego dostępnego obszaru w celu poszukiwania maksymalnej mocy, lecz ustawia powierzchnię paneli PV prostopadle do padających promieni słonecznych w czasie pozornego ruchu Słońca i podąża za jego przemieszczeniem. Jedno z takich rozwiązań będące układem aktywnym sterowania w jednej osi przedstawiono w pracy Kuttybay i in [106]. Jest to system śledzenia Słońca oparty na czujnikach wykorzystujących fotorezystory (Rys. 4.4). Mikrokontroler uruchamia system dopiero wtedy, gdy czujnik światła (fotorezystor) wykryje przekroczenie progowej wartości natężenia promieniowania słonecznego. Następnie sterownik załącza napęd i panel słoneczny jest kierowany w stronę Słońca. Po ustawieniu w żądanej pozycji

system mierzy prąd wyjściowy oraz napięcie generowane w panelu PV i przechodzi w tryb uśpienia na określony, regulowany okres czasu.



Rys. 4.4. Algorytm sterowania jednoosiowego trackera na podstawie danych z sensorów [106]

W celu poprawy efektywności konwersji dostępnej energii promieniowania słonecznego w ostatnich latach coraz więcej uwagi zwraca się na algorytm sterowania pracą układu do pozycjonowania powierzchni czynnej ogniów PV. Eksperci poszukują optymalnego wykorzystania siłowników, czujników położenia Słońca czy astronomicznych modeli matematycznych oraz technik sterowania, które pozwolą na śledzenie Słońca niezależnie od warunków meteorologicznych i konstrukcyjnych układu nadążnego [130], [131] [22].

System śledzenia słońca dla instalacji PV często złożony jest z kilku podsystemów jak np. przedstawiono w pracy Figueiredo i Costa [73]. Składa się on z podsystemu elektro-mechanicznego wyposażonego w czujniki natężenia promieniowania słonecznego i napęd systemu, podsystemu sterującego i nadzorującego, wiatromierza oraz siłowni PV.

Podstawowymi elementami podsystemu elektro-mechanicznego są dwa silniki krokowe z enkoderami (sterowanie w dwóch osiach) oraz moduł fotowoltaiczny. Podsystem sterujący wykorzystując informacje z enkoderów, sygnał napięciowy pochodzący z ogniwa fotowoltaicznego oraz dane meteorologiczne wyznacza optymalną pozycję dla paneli PV. Opracowany algorytm sterowania został zaimplementowany przy użyciu schematu drabinkowego i realizuje następujące kroki. Na początku następuje pomiar mocy generowanej przez panel fotowoltaiczny dla aktualnej pozycji. W kolejnym kroku panel jest przemieszczany do skrajnego położenia i system inicjuje wyszukiwanie maksimum generowanej mocy w osi 1, z przyrostem kąta α wynoszącym 10° aż do drugiego skrajnego położenia. Po pomiarze wielkości generowanej mocy dla wszystkich orientacji dla osi 1, oś 2 jest ustawiona w nowej pozycji (zwiększenie kąta o 20°), a oś 1 powraca do skrajnego położenia. System ponownie rozpocznie wyszukiwanie wartości maksymalnej mocy przy zmianie orientacji osi 1. Po ocenie wszystkich orientacji dla osi 1 i 2 system porównuje znaną maksymalną moc z początkową generowaną mocą przez panel fotowoltaiczny. Jeśli nowa wartość mocy maksymalnej jest większa niż jej wartość początkowa o więcej niż zadeklarowano w programie to współrzędne dla nowej orientacji są wysyłane do układu sterującego siłowni PV. Jeśli natomiast przyrost mocy nie jest wystarczający, niewykonywana jest korekta położenia paneli PV. Po określonym czasie system inicjuje nowy pełny proces wyszukiwania dla obu osi.

Do sterowania położeniem paneli PV może być również wykorzystany system SoliSector zaimplementowany w środowisku MATLAB [65]. Napięcie wyjściowe każdej fotodiody jest zamieniane na zmienną dyskretną w zakresie 1-5. Następnie wykorzystując opracowane algorytmy oblicza się wielkości określające położenie Słońca, tj. jego wysokości (β_S) i azymutu (γ_S). Efektem działania programu są kąty azymutu i wysokości Słońca, które odpowiadają kierunkowi maksymalnego natężenia promieniowania słonecznego, które następnie można przesłać do dwuosiowego systemu śledzenia słońca. Niewątpliwą zaletą tego systemu jest bardzo niski koszt jego budowy wynoszący ok. 90 EUR.

W pracy Arbab, Jazi i Rezagholizadeh [74] przedstawiono aktywne sterowanie systemem PV w dwóch płaszczyznach. W pierwszym kroku czujnik dokonuje pomiaru natężenia światła i po przekroczeniu ustalonego progu zezwala na uruchomienie systemu śledzenia położenia Słońca. Następnie w określonych odstępach czasu aparat fotograficzny wykonuje zdjęcie cienia, rzucanego na ekran będący w płaszczyźnie XY przez pręt umieszczony w osi Z. Cień pręta widoczny jest na jednej z czterech ćwiartek powierzchni XY w zależności od położenia osi Z względem kierunku Słońca. Cień powstaje dokładnie w kierunku przeciwnym do kierunku padania promieni Słońca. Układ sterowania poprzez pracę silników

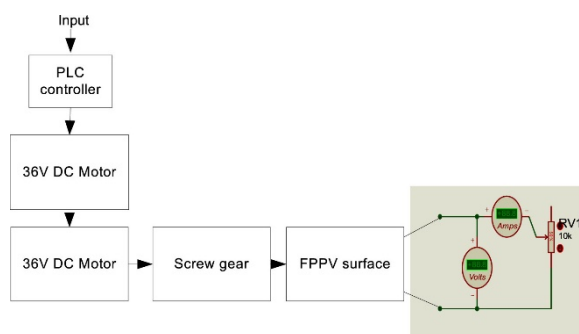
azymutu i wysokości musi doprowadzić do minimalizacji długości cienia. W rozwiązaniu tym występuje problem z pojawianiem się na ekranie cieni wytwarzanych przez elementy inne niż pręt. Konieczne są funkcje korygujące. Jedną z nich jest eliminacja cieni, które nie są połączone ze środkiem ekranu i dowolnym punktem. Inna z funkcji korekcyjnych daje możliwość rozpoznania położenia cienia w warunkach częściowego zachmurzenia. Ta funkcja bada intensywność koloru cienia na ekranie i określa najbardziej prawdopodobne miejsce jego położenia. Niestety, ale autorzy pracy nie przedstawili wyników będących potwierdzeniem skuteczności działania opracowanego systemu. Wymaga on również specjalistycznego oprogramowania do obróbki zdjęć.

W systemach śledzenia Słońca, wykorzystywane często są zaawansowane algorytmy obliczeniowe takie jak logika rozmyta (FL), sieci neuronowe (ANN) i neuro-fuzzy (NF) [132]. Ich praktyczne wykorzystanie nie jest łatwe ze względu na zastosowanie skomplikowanych algorytmów wymagających rozbudowanych obliczeń realizowanych w mikrokontrolerach wymagających elastyczności, dużej pamięci i szybkości przetwarzania, takie jak FPGA lub DSP. To sprawia, że system śledzenia promieniowania słonecznego wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych i eksploatacyjnych. Alternatywą może być system zaproponowany przez Hammoumi, i in. [133]. Wykorzystuje on dwa serwonapędy sterowane w oparciu o natężenia światła mierzone przez cztery LDR, które zostały umieszczone w czterech rogach panelu PV. Aby zminimalizować koszt systemu, opracowany kontroler DAST jest zaimplementowany na mikrokontrolerze ATmega328, który jest zintegrowany z platformą Arduino Uno. Algorytm sterowania opiera się na wartościach analogowych pozyskiwanych z LDR. W czasie śledzenia pozornego ruchu Słońca porównywane są średnie wartości z dwóch prawych LDR i dwóch lewych LDR. W chwili, gdy np. lewy zestaw LDR otrzyma więcej światła, poziomy serwonapęd obróci panel PV w tym kierunku. Obrót będzie kontynuowany, aż wynik różnicy pomiędzy sygnałami z czujników nie znajdzie się między dodatnią wartością progową (10) a ujemną wartością progową (-10), co oznacza, że tracker słoneczny jest w przybliżeniu prostopadły do źródła światła. Analogiczny algorytm wykorzystywany jest do śledzenia wysokości.

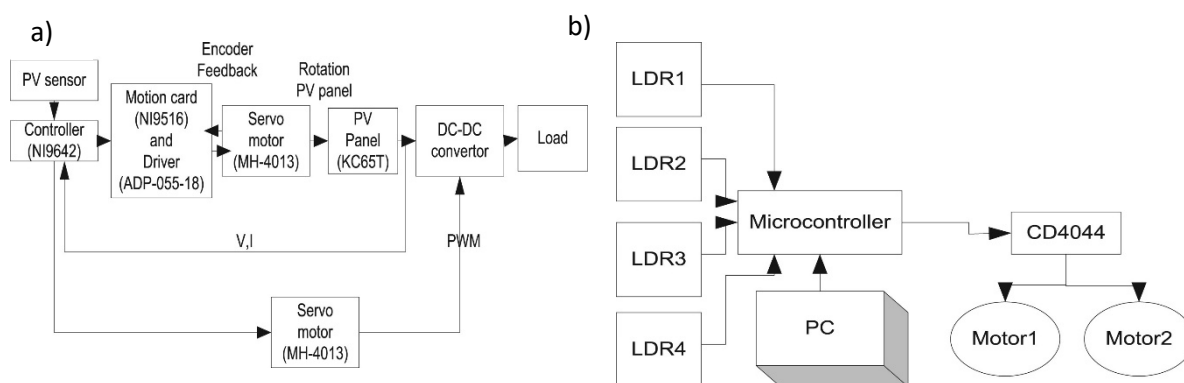
W układzie hybrydowym następuje połączenie sterowania pasywnego i aktywnego oraz sterowania pracującego w układzie otwartym i zamkniętym. Moduł PV może być wstępnie naprowadzany na kierunek promieni słonecznych poprzez system pasywny a następnie położenie jest korygowane na podstawie informacji pozyskanych z czujników [51]. Inny sposób polegający na połączeniu układu pracującego w pętli otwartej z zamkniętą w połączeniu z technikami eksploracji danych w celu śledzenia pozycji Słońca zaproponowali Kang i in. [134]. Wykazali oni, że metoda sterowania hybrydowa wypadła lepiej niż otwarta

i zamknięta odpowiednio o 8,5 (%) i 47,8 (%). Jednak metody te opierały się na kluczowych zewnętrznych czynnikach klimatycznych ze złożonością obliczeniową na potrzeby uczenia i walidacji algorytmów.

Pomimo wykorzystywania w systemach sterujących pracą trackerów innych rozwiązań jak np. komputery osobiste, układy programowalne FPGA czy opartych na algorytmach, do najpopularniejszych należą układy wykorzystujące programowalne sterowniki logiczne (PLC) i mikrokontrolery (Rys. 4.5 i 4.6).



Rys. 4.5. Przykładowe struktury systemu śledzenia słońca w jednej osi [135]



Rys. 4.6. Przykładowe struktury systemu śledzenia słońca w dwóch osiach w oparciu o informacje z czterech fotoogniw a) [59], b) [136]

W aktywnych systemach sterowania surowe sygnały pomiarowe dotyczące natężenia promieniowania słonecznego mogą zawierać szumy lub błędy spowodowane nieprawidłowym działaniem urządzeń pomiarowych [107]. Do eliminacji często wykorzystywana jest technika wykładniczej średniej ruchomej (EMA), która jest zasadniczo używana do wygładzania danych w różnych aplikacjach. Zapobiega to niezamierzonym ruchom spowodowanym szumem i błędami. Ponadto efekt szybkich i tymczasowych przejść chmur można zminimalizować za pomocą techniki EMA. Liczba punktów danych wykorzystanych w technice EMA wynosi 10 i jest uzyskiwana metodą prób i błędów.

Większość rozwiązań przedstawianych w przeglądzie literatury przedmiotu opiera się na układach czterech fotoczułych elementów osadzonych nie tylko w układach

kolimacyjnych, ale również na pryzmie czy stożku. Zastosowane fotoczułe elementy tak pasywne jak i aktywne pracują w paśmie krzemowych modułów fotowoltaicznych. Stąd ich zastosowanie w tego typu rozwiązaniach konstrukcyjnych czujnika jest zasadne. W przypadku układów kolimacyjnych rozwiązanie służy do określania głównie położenia Słońca, natomiast pozostałe rozwiązania dają możliwość obserwacji częściowo nieboskłonu w połączeniu z obserwacją bliskiego otoczenia, co w tym przypadku może prowadzić do generowania błędnych informacji punktowo docierających do czujnika, czy wybranych elementów fotoczułych tego czujnika. Mając na uwadze ograniczenia znanych rozwiązań konstrukcyjnych można postawić I-wszą hipotezę;

H1: Istnieje możliwość skonstruowania czujnika kierunku maksymalnego promieniowania słonecznego, która będzie identyfikować poprawnie ten kierunek tak w zakresie promieniowania bezpośredniego jak i rozproszonego, przy zachowaniu dużej odporności na zakłócenia pochodzące z bliskich odbić punktowych.

Opracowanie konstrukcji takiego czujnika oczywiście nie jest wystarczające do efektywnej pracy fotowoltaicznej instalacji nadążnej. Z tym musi być odpowiednio powiązany układ sterowania. Jak wynika już z dokonanego przeglądu literatury z każdym czujnikiem, czy instalacją fotowoltaiczną nadążną są powiązane dedykowane układy sterowania, które są często bardzo rozbudowane i wymagają znacznych zasobów obliczeniowych. Pomimo wykorzystywania w systemach sterujących pracą trackerów odmiennych rozwiązań o różnym stopniu zawansowania, jak np. komputery osobiste, układy programowalne FPGA to nadal brakuje rozwiązania charakteryzującego się prostą konstrukcją wyposażoną, czy zbudowaną na ogólnodostępnych zespołach. Zespoły te pracują w układzie sprzężenia zwrotnego, którego algorytm wymusza ustawienie płaszczyzny recepcyjnej, przez korygowanie położenia naprzemiennie w dwóch niezależnych osiach, przy czym zawsze wybiera oś o największym niedopasowaniu, przy zachowaniu poprawnej pracy nadążnej instalacji PV. Wykazany problem pozwala na sformułowanie II-giej hipotezy;

H2: Algorytm sterownia oparty na sygnałach z czujnika kierunku maksymalnego promieniowania zapewni poprawne działanie układu pozycjonowania przy niskich wartościach promieniowania słonecznego tj. poniżej $150 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2}\text{)}$,

oraz III-ciej dotyczącej współdziałania czujnika z układem sterowania realizującym, opracowany algorytm dla zapewnienia efektywności energetycznej nadążnej instalacji PV;

H3: Czujnik kierunku maksymalnego promieniowania w połączeniu z algorytmem sterownia pracą instalacji nadążnej zagwarantuje efektywność energetyczną przedmiotowej instalacji dla niskich wartości natężenia promieniowania, które można zidentyfikować w powiązaniu z parametrami konstrukcyjnymi układu nadążnego.

5. Cel i zakres pracy

Celem głównym przedstawionej pracy było opracowanie modeli opisujących efektywność generowanej energii elektrycznej w małych, fotowoltaicznych układach solarnych, które podążają za maksymalnym promieniowaniem z nieboskłonu niezależnie od jego natężenia. Ponadto układy te będąc przystosowane do pracy w autonomii źródła energii, jak i w układach przyłączonych do sieci niskiego napięcia (nn) pozwalają na maksymalne wykorzystanie zasobów naturalnego promieniowania słonecznego.

Realizacja tak postawionego celu pracy kreuje jego dualizm poznawczy i użyteczny. Część praktyczna problematyki obejmowała opracowanie nowego rozwiązania konstrukcyjnego układu nadążnego opartego na sprzężeniu zwrotnym między kierunkiem maksymalnego promieniowania słonecznego z nieboskłonu, a położeniem płaszczyzny recepcyjnej stanowiącej powierzchnię czynną pikoelektrowni PV. W literaturze zarówno polskiej, jak i anglojęzycznej są opisane liczne rozwiązania układów nadążnych sterowanych w podstawie czasu (w zastosowaniach przemysłowych) lub w układach kombinowanych o znacznym stopniu złożoności algorytmów, śledzących położenie Słońca. Szczegółowy opis wybranych układów/sensorów został przedstawiony w rozdziale 3-cim (Konstrukcja czujnika kierunku promieniowania słonecznego) i 4-tym (Układy sterowania w systemach nadążnych).

Nakreślony cel główny oraz problematyka generują cele szczegółowe w zakresie użytecznym i poznawczym. Do celów o charakterze użytecznym należą:

- opracowanie konstrukcji solarnego czujnika kierunku maksymalnego promieniowania nieboskłonu, o stosunkowo prostej konstrukcji mechanicznej i elektrycznej pracującego w paśmie promieniowania absorbowanego przez ogniwa krzemowe mono i polikrystaliczne, przy zachowaniu dobrej odporności na zakłócenia związane z odbiciem promieniowania od podłoża i innych przeszkód,
- opracowanie układu sterowania płaszczyzną recepcyjną w dwóch osiach bazującego na sygnałach w czasie rzeczywistym wysyłanych z czujnika kierunku maksymalnego promieniowania,
- opracowanie układu pomiarowego niezależnego od układu stanowiącego przedmiot badań.

natomiast do celów szczegółowych poznawczych należą:

- zamodelowanie zjawisk opisujących sygnały generowane przez czujnik kierunku maksymalnego promieniowania,
- opracowanie modeli opisujących efektywność energetyczną nadążnego układu fotowoltaicznego niezależnie od natężenia promieniowania słonecznego.

6. Przedmiot badań i metodyka

6.1. Przedmiot badań

Przedmiotem badań jest pikoinstalacja fotowoltaiczna wyposażona w układ, który pozwala podążać płaszczyźnie recepcyjnej panelu PV za maksymalnym promieniowaniem z nieboskłonu niezależnie od jego natężenia. Instalacja ta składa się kilku zasadniczych elementów, które same będą stanowić przedmiot badań jak i ich współdziałanie, którego efektem będzie maksymalizacja uzysku energii generowanej z promieniowania słonecznego przy podążaniu płaszczyzny PV za maksymalnym promieniowaniem z nieboskłonu.

Do elementów, które będą wyodrębnionym obiektem badań można zaliczyć:

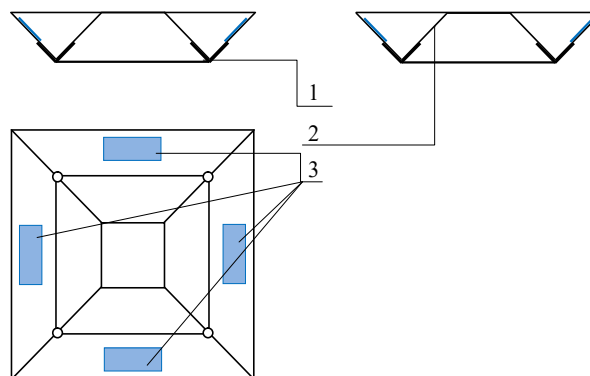
- czujnik kierunku maksymalnego promieniowania,
- układ sterowania realizujący proces podążania za kierunkiem maksymalnego promieniowania.

Dopiero po opracowaniu konstrukcji wyżej wymienionych elementów, przeprowadzeniu testów ich współdziałania, zostały zrealizowane badania właściwe instalacji PV pracującej w układzie podążania za maksymalnym promieniowaniem słonecznym niezależnie od gęstości tego strumienia.

6.1.1. Czujnik kierunku maksymalnego promieniowania

Wartość strumienia energii słonecznej docierającej do powierzchni Ziemi jest pomniejszona w odniesieniu do gęstości strumienia energii promienistej na granicy atmosfery ze względu na procesy zachodzące w samej atmosferze tj. pochłanianie, rozpraszanie i odbicie na cząstkach gazów znajdujących się w atmosferze. Procesy te powodują, że z nieboskłonu do powierzchni Ziemi dociera promieniowanie bezpośrednie i rozproszone, które to będzie bezpośrednio wpływać na konstrukcję czujnika. Na podstawie charakterystyki promieniowania oraz opracowań naukowych (rozdział 3 i 4) w zakresie przedmiotu badań opracowano otwartą konstrukcję prototypową (zerową „0”) takiego czujnika.

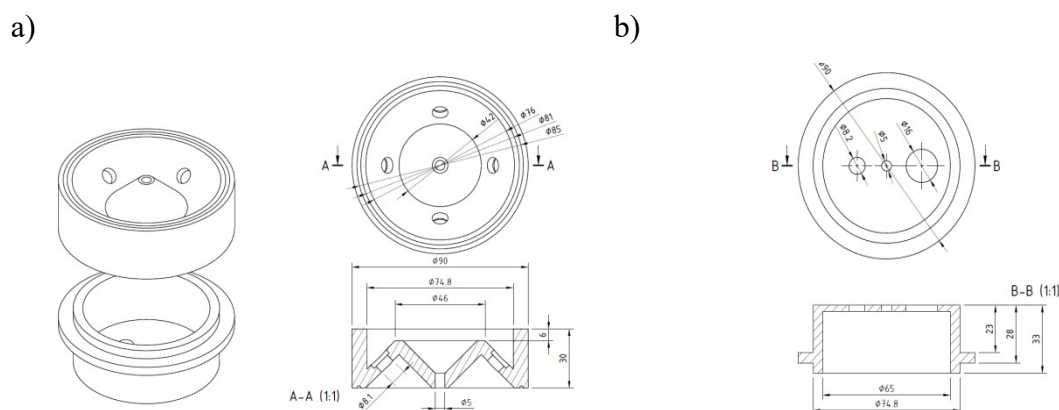
Podstawą konstrukcji były cztery boki wykonane z kątownika o kącie rozwarcia równym lub większym od 90 (°) połączone trwale w kształcie kwadratu stanowiące podstawę czujnika (1) co zostało przedstawione na rysunku 6.1. W kątownik podstawy w kształcie kwadratu następnie został wklejony kątownik z tworzywa (2) odpowiednio odporny na promieniowanie słoneczne, który jest pokryty powłoką selektywną tak aby pochłaniać promieniowanie.



Rys. 6.1. Schemat czujnika - prototyp „0”

Na ramionach kwadratu odpowiednio po stronie wewnętrznej kątownika został wklejony czujnik z ogniwa fotowoltaicznego (3) (ogniwa o wymiarach 25x50mm). Cztery elementy fotoczułe obserwują cztery strony niebosłonu odpowiednio naprzemiennie o kącie bliskim π (sr). Osadzone poniżej górnej linii kątownika nie obserwują promieniowania odbitego od najbliższych przeszkód (ograniczone oddziaływanie albedo). Elementy aktywne czujnika mogą pracować w dwóch układach (dwóch punktach), co wynika z charakterystyki aktywnych elementów fotoczułych. W zależności od zastosowanego sterownika PLC i rozszerzenia wejść prądowych lub napięciowych elementy fotoczułe mogą pracować w stanie jałowym lub stanie zwarcia. Niezależnie od wyboru sygnału prądowego (dla stanu zwarcia) czy napięciowego (dla stanu jałowego) dalsza procedura jest realizowana przez sterownik PLC.

Po wstępnych testach okazało się, że jakość otrzymywanych sygnałów jest na zadowalającym poziomie jednak półotwarta konstrukcja czujnika powoduje z czasem błędne wskazania, które są wynikiem oddziaływania środowiska naturalnego w powiązaniu ze starzeniem się zastosowanych elementów pod wpływem promieniowania słonecznego. Stąd dalsze prace konstrukcyjne były ukierunkowane na miniaturyzację tego czujnika w celu zamknięcia (hermetyzacji) jego konstrukcji. Kolejna konstrukcja została przedstawiona już w postaci rysunku technicznego (Rys. 6.2a). Konstrukcję oparto na stożku o kącie wierzchołkowym 90 (°), którego podstawa została wyciągnięta do góry, do wysokości wierzchołka ściętego, a całość zamknięto walcem o średnicy zewnętrznej 90 (mm). Od góry konstrukcja została zamknięta przezroczystą przysłoną, a od dołu puszką elektryczną walcową (Rys. 6.2b). W wewnętrznej powierzchni stoczkowej zewnętrznego zostały wycięte otwory na elementy fotoczułe. Tak opracowaną konstrukcję czujnika wykonano metodą druku 3D co zostało przedstawione na rysunku (6.2a i 6.2b).



Rys. 6.2. Rysunek techniczny czujnika kierunku maksymalnego promieniowania: a) korpus czujnika, b) puszka elektryczna

Konstrukcja czujnika została wyposażona w sensory promieniowania, które są fotodiodami VTP4085H. Fotodiody zostały rozmieszczone na wewnętrznym obwodzie tworzącej stożka w przygotowanych do tego otworach, przy czym rozstawienie tych fotodiod dzieli kąt pełny na cztery równe części. Specyfikację szczegółową sensorów VTP4085H podano w tabeli 6.1.

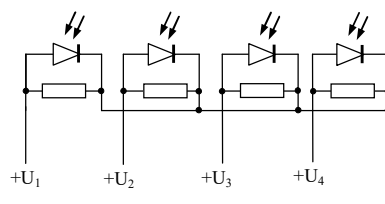
Tabela 6.1. Specyfikacja fotodiody VTP4085H

Specyfikacja	Wartość	Jednostka
Czynna powierzchnia	21	mm ²
Prąd nasycenia I_{sc}	11,4 dla 1000 W·m ⁻² , 940 nm	mA
Prąd ciemny I_D	100	nA
Zakres spektralny λ	400 – 1100	nm
Długość fali w pikie λ_p	925	nm
Moc P_{MPP} (STC*)	5,67	mW
Radiometryczna czułość w λ_p	0,55	A·W ⁻¹

* – parametr wyznaczony doświadczalnie w warunkach naturalnych STC

Fotodiody w układach pomiarowych/sensorach mogą pracować w dwóch punktach charakterystyki prądowo napięciowej tj. w punkcie napięcia jałowego U_o , lub w punkcie prądu nasycenia, czyli prądu zwarcia I_{sc} . W pierwszym przypadku sygnałem wyjściowym z takiego czujnika jest napięcie, które jest zależne od temperatury i natężenia promieniowania słonecznego [137]. Napięcie stanu jałowego U_o jest liniowo zależne od temperatury i nieliniowo od natężenia promieniowania słonecznego, co w powiązaniu również z wynikami wstępnych prób było bezpośrednią przyczyną odrzucenia wykorzystania tego stanu pracy fotodiody w pracy czujnika kierunku promieniowania słonecznego. Natomiast prąd generowany przez fotodiodę w stanie jałowym jest liniowo zależny od promieniowania

słonecznego [138] przy bardzo małym współczynniku zmiany temperaturowej [137]. Pracę fotodiod w punkcie zwarcia zapewniono przez równoległe włącznie z nią rezystora próbnego o stosunkowo małej rezystancji $<1\ (\Omega)$. W ten sposób na rezystancji odkłada się napięcie wprost proporcjonalne do prądu zwarcia, które jest sygnałem wyjściowym z czujnika kierunku maksymalnego promieniowania.

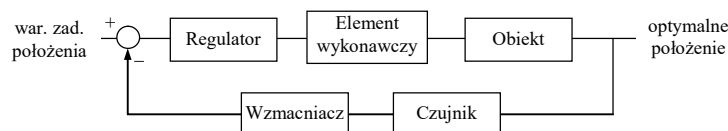


Rys. 6.3. Schemat elektryczny układu czujnika

Identyczny układ zastosowano do wszystkich fotodiod, otrzymując cztery sygnały napięciowe na wspólnej masie, co zostało przedstawione na schemacie (Rys. 6.3).

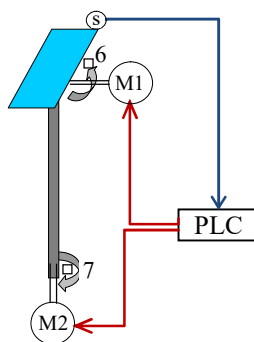
6.2. Układ sterowania

Opracowany czujnik kierunku maksymalnego promieniowania pozwolił na zastosowanie układu sterowania pracującego w pętli sprzężenia zwrotnego, co zostało przedstawione na schemacie (Rys. 6.4).



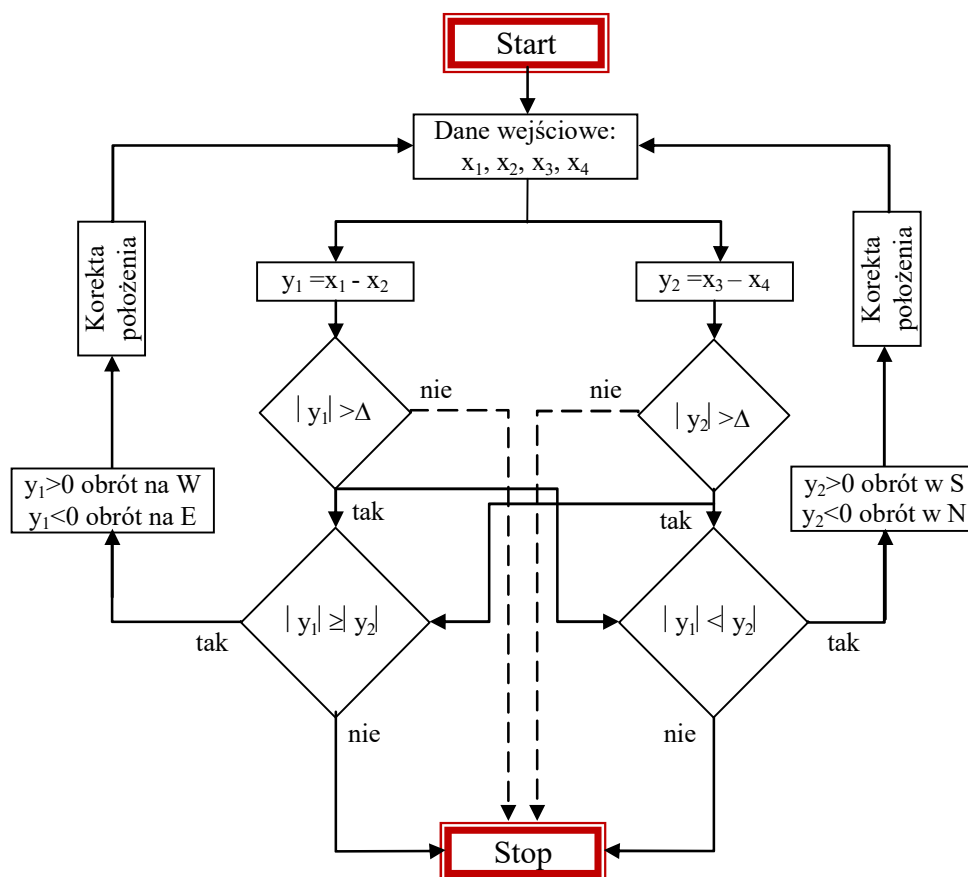
Rys. 6.4. Schemat układu sterowania

Układ sterowania został zaimplementowany na stanowisku badawczym, którego schemat przedstawiono na rysunku 6.5. Zasadniczym elementem tego układu jest sterownik PLC w wersji podstawowej LOGO8 dodatkowo wyposażony w moduł rozszerzeń o 8 wejściach analogowych (napięciowych) i 20 cyfrowych. Układ sterowania można oprzeć już na samym sterowniku PLC LOGO8, który jest w standardzie wyposażony w cztery wejścia analogowe (napięciowe) i cztery wyjścia przekaźnikowe.



Rys. 6.5. Schemat układu sterowania zaimplementowanego na układzie z nadążnym modulem

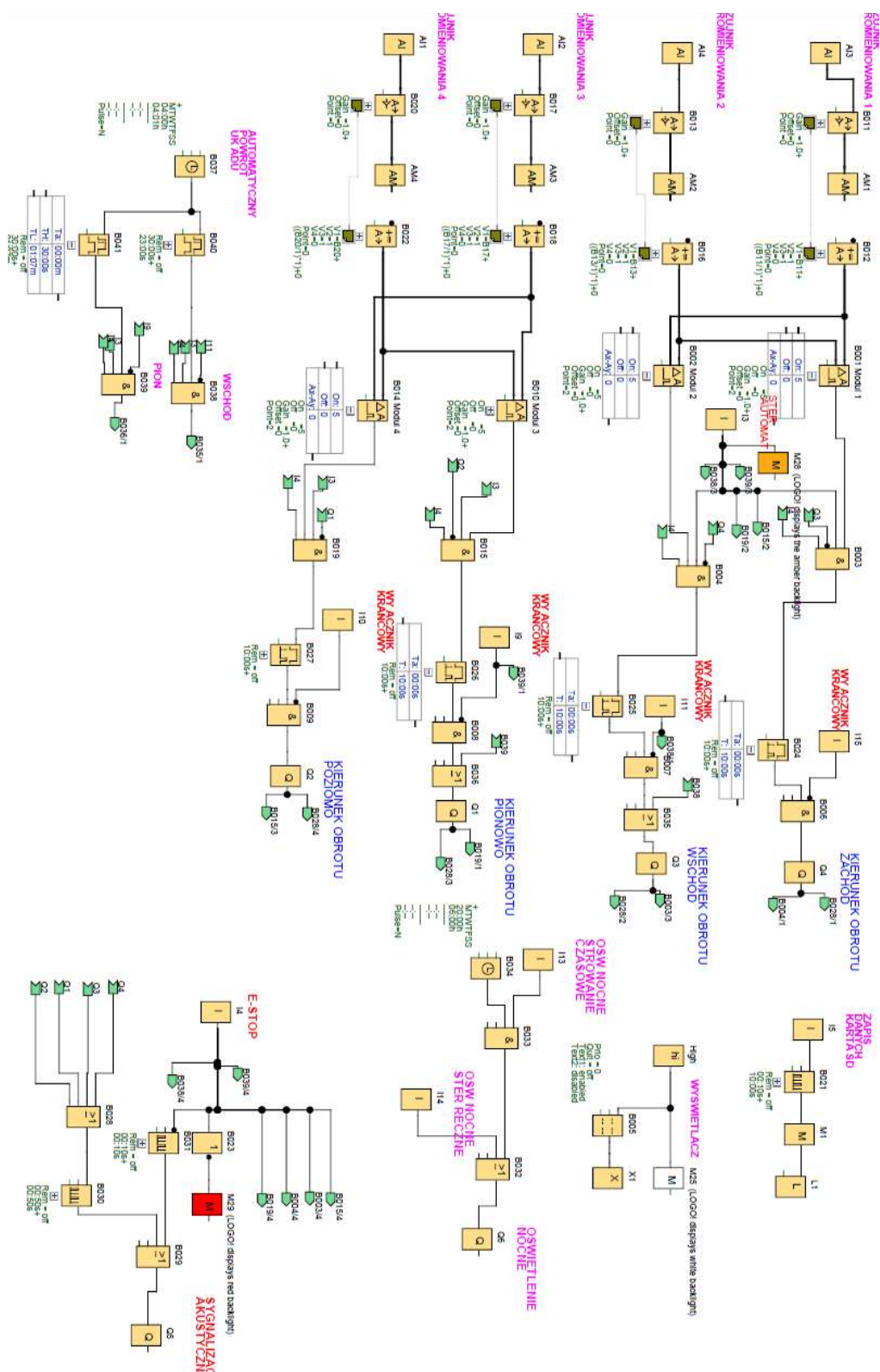
Ponadto w układzie sterowania (Rys. 6.5) znajduje się czujnik kierunku promieniowania (s), oraz dwa silniki napięcia stałego (M1 i M2), które stanowią elementy wykonawcze pozwalające na odpowiednie ustawienie czujnika w dwóch niezależnych płaszczyznach. Silnik (M1) realizuje obrót czujnika, a tym samym powierzchni recepcyjnej nadążnego układu PV w płaszczyźnie pionowej, a silnik (M2) w płaszczyźnie poziomej.



Rys. 6.6. Schemat algorytmu sterowania podążaniem za maksymalnym kierunkiem promieniowania

Kąty obrotu w tych płaszczyznach wynoszące odpowiednio 80 (°) i 180 (°) zostały ograniczone przez wyłączniki krańcowe. W pamięci sterownika PCL został zaimplementowany program, którego algorytm jest przedstawiony na schemacie (Rys. 6.6).

Parametrami wejściowymi do sterownika PCL są cztery sygnały odpowiednio z fotodiod x_1 , x_2 , x_3 , x_4 oraz oś czasu która jest już wewnętrzną zmienną. Tak jak zaznaczono na algorytmie (Rys.6.6) zmienne x_1 i x_2 odpowiadają za obrót w jednej płaszczyźnie, a x_3 i x_4 w drugiej płaszczyźnie (nie wskazano konkretnych płaszczyzn, ponieważ przypisanie tych sygnałów jest względne i w praktyce zależy od położenia czujnika). Dla tak pogrupowanych zmiennych jest wyznaczona różnica wartości sygnałów y odpowiednio x_1 i x_2 oraz x_3 i x_4 . Po wyznaczeniu wartości bezwzględnej z poszczególnych różnic $|y_1|$ i $|y_2|$ są one porównywane z wartościami granicznymi Δ , które odpowiadają histerezie. Przy czym w podanym układzie można niezależnie zdefiniować histerezę dla obu płaszczyzn. Jeżeli wartości bezwzględne z różnic $|y|$ są większe od zadanej histerezy to następuje identyfikacja, która z tych wartości jest większa $|y_1|$ czy $|y_2|$. Po wyznaczeniu wartości większej jest realizowana w tej płaszczyźnie zmiana położenia, przy czym znak $+/-$ jest odpowiedzialny za kierunek obrotu w tej płaszczyźnie. Obrót w tej płaszczyźnie jest realizowany do momentu, kiedy wartość bezwzględna z $|y|$ będzie mniejsza do zadanej histerezy lub gdy wartość ta będzie mniejsza do wartości bezwzględnej dla drugiej osi. W przypadku, gdy wartość bezwzględna dla drugiej osi będzie większa następuje obrót w drugiej płaszczyźnie do momentu, kiedy wartość ta (y) będzie mniejsza do zadanej histerezy lub gdy wartość ta będzie mniejsza do wartości bezwzględnej dla drugiej osi. Proces korygowania położenia czujnika w poszczególnych płaszczyznach jest naprzemiennie realizowany do momentu, aż wartości bezwzględne z $|y|$ będą mniejsze od zadanej histerezy Δ dla obu płaszczyzn. Należy jednak zaznaczyć, że w czasie pracy algorytmu może być tylko korygowana jedna oś zgodnie z opisanym algorytmem. Algorytm sterowania wymusza położenie początkowe i końcowe dla następnej doby ustawiając płaszczyznę recepcyjną maksymalnie na wschód pionowo.

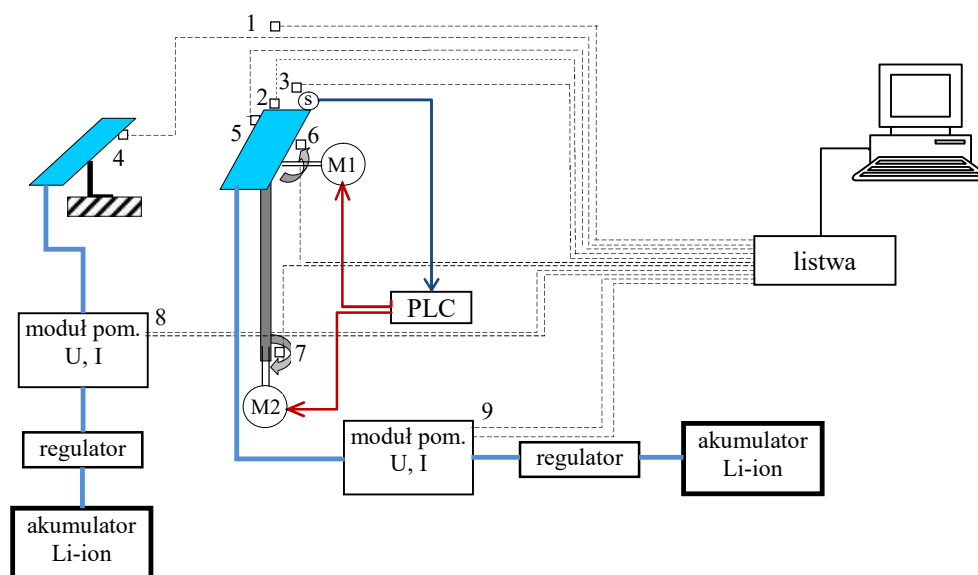


Rys. 6.7. Schemat blokowy programu zaimplementowanego w sterowniku PLC

Zgodnie z przedstawianym algorytmem sterowania został napisany program (Rys. 6.7), który po zaimplementowaniu do pamięci realizuje proces podążania za maksymalnym promieniowaniem słonecznym docierającym z nieboskłonu w danej chwili, przy czym interwał pracy sterownika na potrzeby badań został przyjęty na dość wysokim poziomie 10 (s), jak na kontrolowany proces zmiany strumienia promieniowania słonecznego.

6.3. Układ pomiarowy

Stanowisko badawcze było zlokalizowane na Wydziale Inżynierii Produkcji i Energetyki Uniwersytetu Rolniczego w Krakowie. Na rysunku 6.8 przedstawiono zasadnicze elementy układu, tj. modułu PV pracującego w układzie stacjonarnym i modułu pracującego w układzie nadążnym oraz niezależne układy dla odbioru i magazynowania energii elektrycznej w akumulatorach Li-ion. Oba moduły fotowoltaiczne znajdują się na wspólnym maszcie o konstrukcji kratownicowej o wysokości 7,5 (m). Wspólna konstrukcja i miejsce posadowienia zapewnia pracę modułów fotowoltaicznych w tych samych warunkach, co pozwala na zachowanie identycznych, parametrów solarnych, klimatycznych w tym temperatury, wilgotności, prędkości i kierunku wiatru, przejrzystości atmosfery, które to w określonych przypadkach mogą być nawet pominięte w badaniach, efektywności obu elementów stanowiących przedmiot badań.



Rys. 6.8. Schemat stanowiska badawczego z wyszczególnieniem linii pomiarowych wybranych parametrów

Układy badawcze w sensie układu nadążnego i stacjonarnego są niezależne od układu pomiarowego, który to został nałożony na te układy. Zasadniczymi elementami układu pomiarowego są karta pomiarowa USB-1608G, jednostka centralna, oraz czujnik z przetwornikami wybranych parametrów stanowiących odpowiednio linie pomiarowe. Karta pomiarowa USB-1608G wydana przez Measurement Computing, może pracować w układzie szesnastokanałowym z wspólną masą, lub w układzie ośmiu kanałów różnicowych o wysokiej rozdzielczości (16 bitowej) z prędkością próbkowania do 500 ($\text{ks} \cdot \text{s}^{-1}$) w zakresach pomiarowych: ± 10 , ± 5 , ± 2 , ± 1 (V), niezależnie dla wybranych kanałów. Pozostałe linie pomiarowe zostały wyszczególnione w tabeli 6.2.

Tabela 6.2. Specyfikacja linii pomiarowych stanowiska badawczego

Oznaczenie	Wielkość mierzona	Rodzaj i typ przyrządu
1	Natężenie promieniowania słonecznego	pyranometr CM3 025453, czułość; $15,61 (\mu\text{V}\cdot\text{W}^{-1}\cdot\text{m}^{-2})$, niestabilność $\pm 1 (\%)$
2	Temperatura otoczenia	czujnik temperatury PT 100, zakres; $-30\div 60 (^{\circ}\text{C})$, dokładność; $0,1 (^{\circ}\text{C})$
3	Wilgotność powietrza	przetwornik wilgotności PWW 2200/5, zakres; $0\div 100 (\%) \text{ RH}$, dokładność; $\pm 2 (\%)$
4	Temperatura modułu PV stacjonarnego	cienkowarstwowy czujnik temp. PT 100, zakres; $-50\div 100 (^{\circ}\text{C})$, dokładność; $0,5 (^{\circ}\text{C})$
5	Temperatura modułu PV nadążnego	cienkowarstwowy czujnik temp. PT 100, zakres; $-50\div 100 (^{\circ}\text{C})$, dokładność; $0,5 (^{\circ}\text{C})$
6	Kąt położenia w płaszczyźnie pionowej	potencjometr liniowy ($1 \text{ k}\Omega$) zakres: $0\div 80^{\circ}$ dokładność: $>30'$
7	Kąt położenia w płaszczyźnie poziomej	potencjometr liniowy ($1 \text{ k}\Omega$) zakres: $0\div 180^{\circ}$ dokładność: $>30'$
8	Pomiar prądu i napięcia stałego w układzie stacjonarnym	zakres U: $0\div 30\text{V}$ zakres I: $0\div 5\text{A}$ dokładność $0,5 (\%)$
9	Pomiar prądu i napięcia stałego w układzie nadążnym	zakres U: $0\div 30\text{V}$ zakres I: $0\div 5\text{A}$ dokładność $0,5 (\%)$

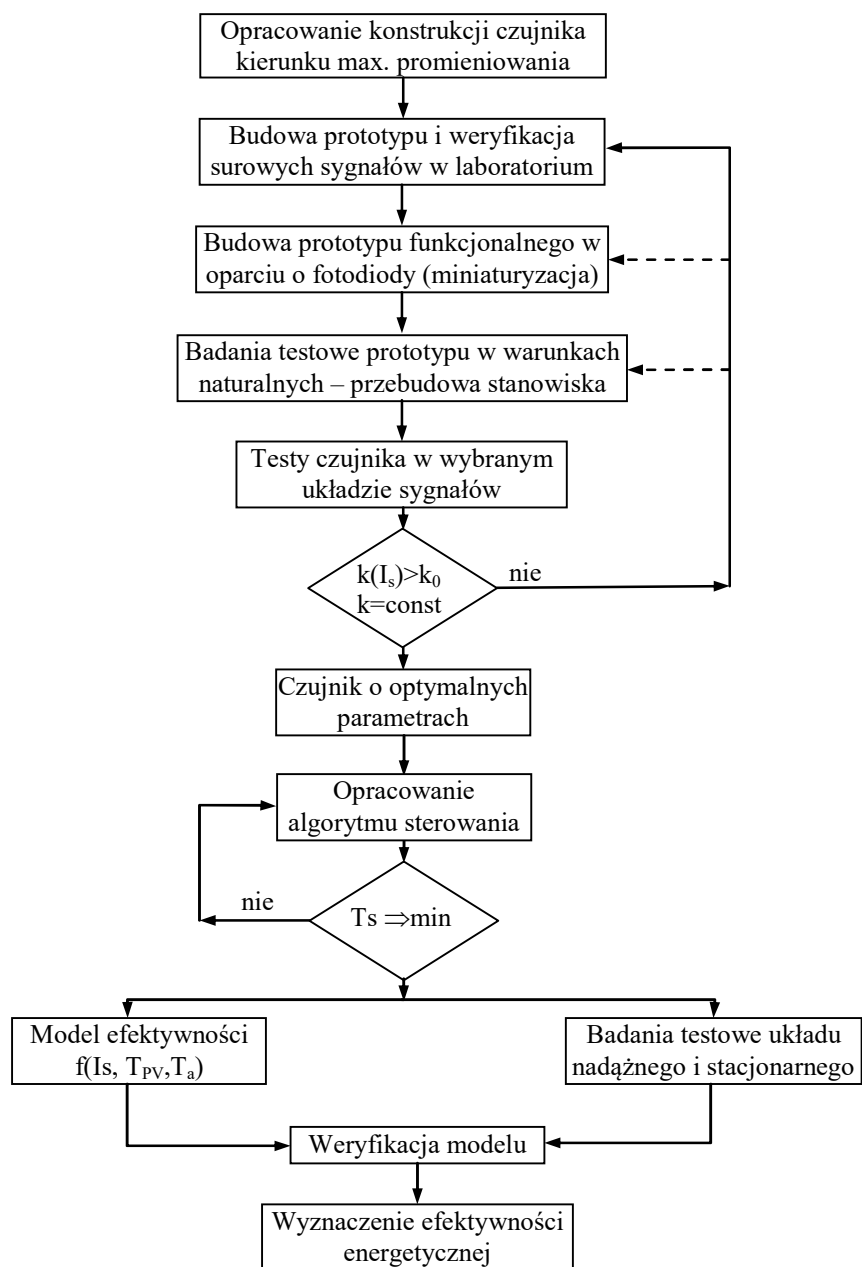
Pomiarami objęto natężenie strumienia promieniowania słonecznego (1) pyranometrem MC3, temperaturę powietrza (2), wilgotność względną (3), temperaturę pracy modułów PV odpowiednio stacjonarnego (4) i nadążnego (5), oraz natężenie i napięcie generowanego prądu modułami pomiarowymi (8) i (9). Ponadto rejestrowano położenie nadążnego modułu PV odpowiednio w płaszczyźnie pionowej i poziomej potencjometrami liniowymi (6) i (7), przy czym w płaszczyźnie pionowej w zakresie od 0 do $80 (^{\circ})$, a poziomej od 0 do $180 (^{\circ})$ tj. od wschodu do zachodu. Pomiar temperatury pracy modułów był realizowany płaskimi/przylgowymi czujnikami PT100 naklejonymi na dolną powierzchnię każdego z modułów na wkładce przewodzącej ciepło. Mierzono również ilość energii zużywaną przez system napędowy dla układu nadążnego. Pomiaru te były realizowane metodą pośrednią na podstawie czasu pracy silników prądu stałego napędzających odpowiednio mechanizmy przestawne w płaszczyźnie pionowej i poziomej. Metodę taką wybrano ze względu na stałe obciążenie silników prądu stałego 12 (V), dla których skontrolowano metodą bezpośrednią pobór prądu w różnych cyklach pracy w przedmiotowym układzie. Okazało się, że zastosowane mechanizmy samohamowne

przyniosły stały pobór prądu niezależnie od osi, stąd w dalszych rozważaniach mierzono tylko czas zadziania poszczególnych silników, co jest bezpośrednio związane ze zmianą kąta położenia.

6.4. Metodyka badań

Przedmiot badań obejmuje trzy charakterystyczne elementy instalacji: nowatorskie rozwiązanie czujnika kierunku maksymalnego promieniowania słonecznego, układ sterownia oraz zasadniczy przedmiot badań stanowiący nadążną instalację PV, w skład której wchodzi m.in. wcześniej wymienione elementy.

Stosownie do tych trzech elementów została opracowana metodyka ich badań ze szczególnym uwzględnieniem praktycznych cech zaproponowanego rozwiązania co zostało przedstawione w postaci algorytmu (Rys. 6.9). Po opracowaniu konstrukcji czujnika w wersji prototypu funkcjonalnego, został on poddany badaniom eksploatacyjnym w naturalnych warunkach środowiskowych.

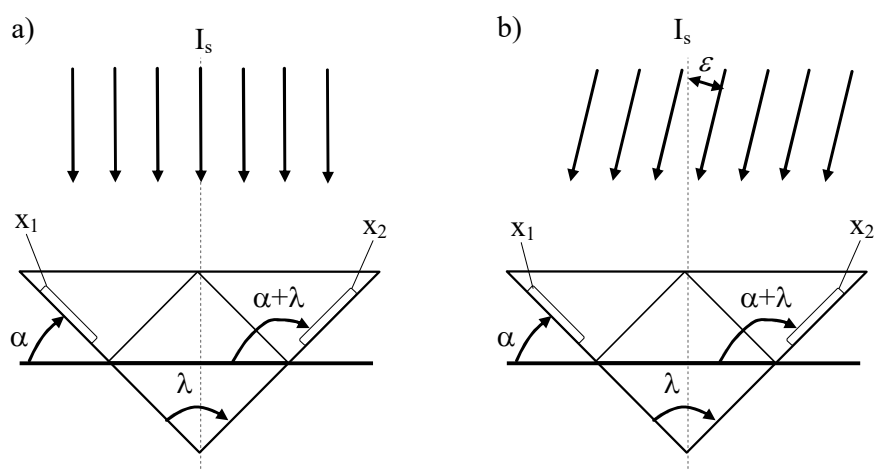


Rys. 6.9. Algorytm realizacji badań



Rys. 6.10. Widok czujnika kierunku maksymalnego promieniowania słonecznego

Na potrzeby badań opisano zależnościami sygnały generowane z poszczególnych fotodiod umiejscowionych w konstrukcji przedmiotowego czujnika (Rys. 6.10). Przy czym, przy założeniu stosunkowo małych odchyłek położenia (idealne rozmieszczenie fotodiod co 90°), to przestrzenny układ, generowanych sygnałów można sprowadzić do dwóch płaszczyzn wzajemnie prostopadłych, w których to można rozpatrywać generowane sygnały, co zdecydowanie ułatwia opis fizyczny. Sygnały generowane z poszczególnych fotodiod w przyjętych płaszczyznach zostały opisane w dwóch skrajnych warunkach promieniowania słonecznego tzn. przy promieniowaniu bezpośrednim (dla którego promieniowanie rozproszone stanowi niespełna 10 %) [139] i promieniowaniu rozproszonym (dla którego składowa bezpośrednia jest pomijalna).



Rys. 6.11. Układ czujnika i strumienia promieniowania w jednej z płaszczyzn a) kierunek promieniowania pokrywa się z normalną czujnika – stan równowagi, b) kierunek promieniowania jest odchylony od normalnej czujnika

W pierwszym przypadku zgodnie z przyjętym schematem (Rys. 6.11a) przy założeniu stanu równowagi generowane sygnały prądowe w układzie płaskim można opisać zależnościami 6.1:

W stanie równowagi można zapisać:

$$\begin{aligned}x_1 &= I_s \cdot k_I \cdot \cos \alpha \\x_2 &= I_s \cdot k_I \cdot \cos (\alpha + \lambda)\end{aligned}\quad (6.1)$$

natomiast w sytuacji odchylenia kierunku promieniowania od normalnej czujnika o kąt ε zależność (6.1) przyjmuje następującą postać:

$$\begin{aligned}x_1 &= I_s \cdot k_I \cdot \cos (\alpha - \varepsilon) \\x_2 &= I_s \cdot k_I \cdot \cos (\alpha + \lambda + \varepsilon)\end{aligned}\quad (6.1a)$$

gdzie:

x_1 – sygnał prądowy z fotodiody 1,

x_2 – sygnał prądowy z fotodiody 2,

k_I – współczynnik proporcjonalności prądu nasycenia PV (zwarcia fotodiody),

α – kąt pochylenia płaszczyzny recepcyjnej fotodiody ($^\circ$),

ε – kąt odchylenia kierunku promieniowania słonecznego od prostej normalnej czujnika ($^\circ$),

λ – kąt wierzchołkowy stożka ($^\circ$).

Natomiast różnicę sygnałów prądowych generowanych przez fotoogniwa opisano zależnością (6.2):

$$y_1 = x_1 - (-x_2) \quad (6.2)$$

W zależności (6.2) sygnał x_2 jest ze znakiem ujemnym co wynika z faktu przyjęcia wspólnej podstawy dla rozpatrywania układu geometrycznego przedmiotowego czujnika. Dla przyjętego rozwiązania konstrukcji czujnika (Rys. 6.11a) można sformułować zależności pomiędzy kątem α pochylenia płaszczyzny recepcyjnej fotodiody, a kątem wierzchołkowym stożka co opisano zależnością:

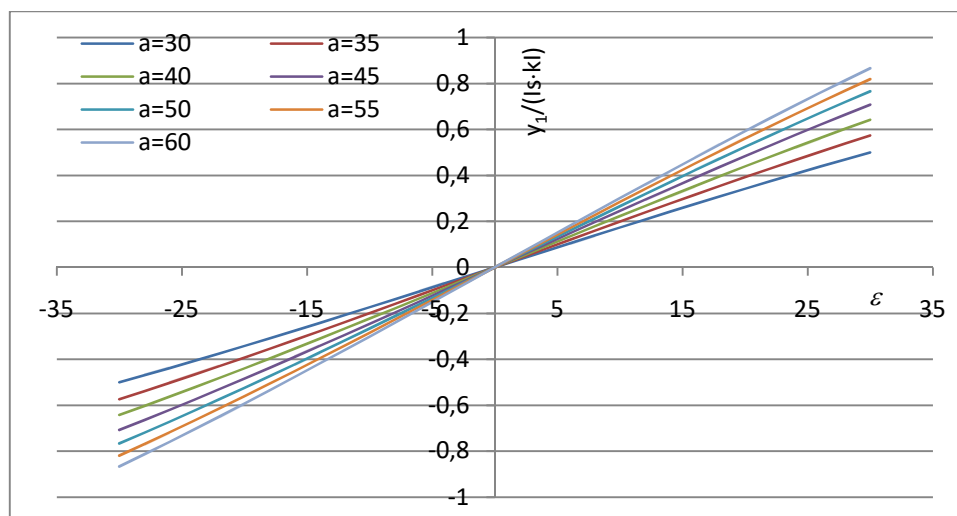
$$2 \cdot \alpha + \lambda = 180^\circ \quad (6.3)$$

Po podstawieniu do zależności (6.2) odpowiednio wzorów (6.1a) i (6.3) zależność ta będzie równa „0” ponieważ wygenerowane sygnały x_1 i x_2 w położeniu równowagi (Rys. 6.11) będą sobie równe. Natomiast po odchyleniu płaszczyzny normalnej czujnika o kąt ε i odpowiednim przekształceniu zależności (6.2) otrzymano:

$$y_1 = I_s \cdot k_I \cdot 2 \cdot \sin \alpha \cdot \sin \varepsilon \quad (6.4)$$

Zależność (6.4) ma postać funkcji nieliniowej, co może w pewnym sesinie być niewygodne w wykorzystaniu tego sygnału w układzie sterowania. Stąd w dalszej kolejności zostanie wykonana analiza przedmiotowej zależności. Na wykresie (Rys. 6.12) przedstawiono

przebiegi składowej sygnału y_I dla członu $2 \cdot \sin \alpha \cdot \sin \varepsilon$, w zależności od zmiennej ε – kąta odchylenia promieniowania od normalnej czujnika w przedziale od -30 ($^\circ$) do $+30$ ($^\circ$) i dla sparametryzowanej wartości α – kąta charakteryzującego czujnik.



Rys. 6.12. Rodzina charakterystyk składowej sygnału zależna od kąta odchylenia promieniowania od normalnej do czujnika i parametru konstrukcyjnego czujnika – kąta α

Różnica sygnałów (y_I) jest zależna od natężenia promieniowania I_s oraz zastosowanych fotodiod w czujniku co opisuje współczynnik k_I , konstrukcji czujnika, czyli kąta α i odchylenia kierunku padania promieniowania od normalnej czujnika ε . Natężenie strumienia promieniowania słonecznego w warunkach klimatu i usytuowaniu powierzchni recepcyjnej może się zmieniać w zakresie od 0 do około 1100 ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$). Jednak te zmiany opisano modelami o różnym stopniu odwzorowania. Jednym z takich modeli jest model zaproponowany przez Liu i Jordana [140]. Model ten stał się podstawą do określenia strumienia energii słonecznej na potrzeby zysków energetycznych w budownictwie [141], jak również termicznych instalacji solarnych [142], czy termofotowoltaicznych instalacji solarnych [139]. Wielkość strumienia energii słonecznej, docierającej do powierzchni nachylonej pod dowolnym kątem do poziomu, opisuje zależność (6.5);

$$I_\beta = I_b \cdot R_b + I_d \cdot R_d + (I_b + I_d) \cdot \rho_0 \cdot R_0 \quad (6.5)$$

gdzie:

- I_b – gęstość strumienia promieniowania bezpośredniego na płaszczyznę poziomą ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$),
- I_d – gęstość strumienia promieniowania rozproszonego na płaszczyznę poziomą ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$),
- R_b – współczynnik korekcyjny dla promieniowania bezpośredniego (-),

- R_d – współczynnik korekcyjny dla promieniowania rozproszonego, który jest współczynnikiem widzenia niebosłonu przez powierzchnię recepcyjną (–),
- R_0 – współczynnik korekcyjny dla promieniowania rozproszonego, który jest współczynnikiem widzenia płaszczyzny poziomej, równoległej do powierzchni ziemi,
- ρ_0 – współczynnik refleksyjności podłoża (–).

Współczynnik korekcyny R_d opisuje zależność [142]:

$$R_d = \frac{1+\cos}{2} \quad (6.6)$$

natomiast współczynnik R_0 określający kąt widzenia horyzontu z zależności:

$$R_0 = \frac{1-\cos}{2} \quad (6.7)$$

a,

$$R_b = \frac{\cos\theta_\beta}{\cos\theta_z} \quad (6.8)$$

$$\begin{aligned} \cos\theta_\beta = & \sin\delta \cdot \sin\phi \cdot \cos\beta + \sin\delta \cdot \cos\phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \cos\phi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega \\ & + \cos\delta \cdot \cos\phi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma \cdot \cos\omega \\ & + \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\gamma \cdot \sin\omega \end{aligned} \quad (6.9)$$

gdzie:

θ_β – kąt odchylenia promieniowania słonecznego od prostej normalnej do dowolnie nachylonej powierzchni (°),

θ_z – kąt odchylenia promieniowania słonecznego od prostej normalnej do powierzchni poziomej (°),

β – kąt pochylenia płaszczyzny absorpcyjnej względem poziomu (°),

ϕ – szerokość geograficzna punktu położenia powierzchni absorpcyjnej, dodatnia dla półkuli północnej (°),

δ – deklinacja słoneczna – katowe położenie Słońca w południe astronomiczne względem płaszczyzny równika (°),

γ – azymut powierzchni absorpcyjnej (°),

ω – kąt godzinowy Słońca (°).

Współczynniki R_d i R_0 są zależne tylko od pochylenia powierzchni recepcyjnej czujnika, to znaczy, że dla konkretnego usytuowania powierzchni czujnika przyjmują stałą wartość niezależnie od położenia Słońca. W skrajnych położeniach płaszczyzny recepcyjnej

tj. dla ustawienia płaszczyzny poziomo $\beta=0$ ($^{\circ}$), a $R_d=1$, a $R_0=0$, natomiast dla płaszczyzny prostopadle ustawionej do poziomu – $\beta=90$ ($^{\circ}$), przyjmują odpowiednio wartości $R_d=0,5$ i $R_0=0,5$. Współczynnik korekcyjny R_b zależny tylko od czasu w przedziale rocznym. W przypadku granicznym wynikającym z wzajemnej orientacji powierzchni poziomej i pochylonej to jest gdy kąt pochylenia płaszczyzny $\beta=0$ ($^{\circ}$), to $\theta_\beta=\theta_z$ to $R_b=1$, niezależnie już od czasu.

Należy również zaznaczyć, że strumień promieniowania słonecznego padający na poziomą, równoległą do powierzchni Ziemi powierzchnię, przyjmuje postać sumy promieniowania bezpośredniego i dyfuzyjnego co opisano zależnością:

$$I_0 = I_b + I_d \quad (6.10)$$

Aby określić zmienność strumienia energii promieniowania słonecznego, docierającego do dowolnej powierzchni absorpcyjnej, należy znać wartości chwilowe promieniowania słonecznego bezpośredniego i rozproszonego w miejscu. Brak informacji o tych składowych promieniowania słonecznego (I_d i I_b) jest m.in. ograniczeniem możliwości zastosowania modelu (6.5), do określenia optymalnego położenia powierzchni recepcyjnej ze względu na maksymalny strumień promieniowania słonecznego. Wynika to z faktu, że promieniowanie bezpośrednie i rozproszone na powierzchnię poziomą jest również zmienną losową wynikającą z właściwości parametrów klimatu w danym miejscu. Na tym etapie rozważań można tylko stwierdzić, że w przypadku rozpatrywania pracy czujnika w krótkich przedziałach czasu, wielkość strumienia promieniowania słonecznego jest „stała” co oznacza stan superpozycji.

Kolejnym parametrem w zależności (6.4) jest współczynnik proporcjonalności prądu nasycenia PV k_I . Wartość prądu nasycenia złącza (prądu zwarcia) dla ogniwa fotowoltaicznego jest wprost proporcjonalna do gęstości strumienia promieniowania słonecznego w zakresie od 0 do 4000 ($W \cdot m^{-2}$) [138]. Stąd zależność określająca prąd zwarcia ma postać:

$$I_{SC} = \beta_{PV} \cdot I_s \cdot A_{PV} \quad (6.11)$$

gdzie:

β_{PV} – wskaźnik proporcjonalności dla modułu PV ($A \cdot W^{-1}$),

I_s – natężenie promieniowania słonecznego na powierzchnię PV ($W \cdot m^{-2}$),

A_{PV} – pole powierzchni fotodiody PV (m^2).

Po przekształceniu zależności (6.11) i przy założeniu stałej powierzchni fotodiody dla zastosowanych fotoczujników można zapisać:

$$\beta_{PV} \cdot A_{PV} = \frac{I_{SC}}{I_s} = k_I \quad (6.11)$$

stąd wymiar wskaźnika proporcjonalności prądu to ($A \cdot m^2 \cdot W^{-1}$).

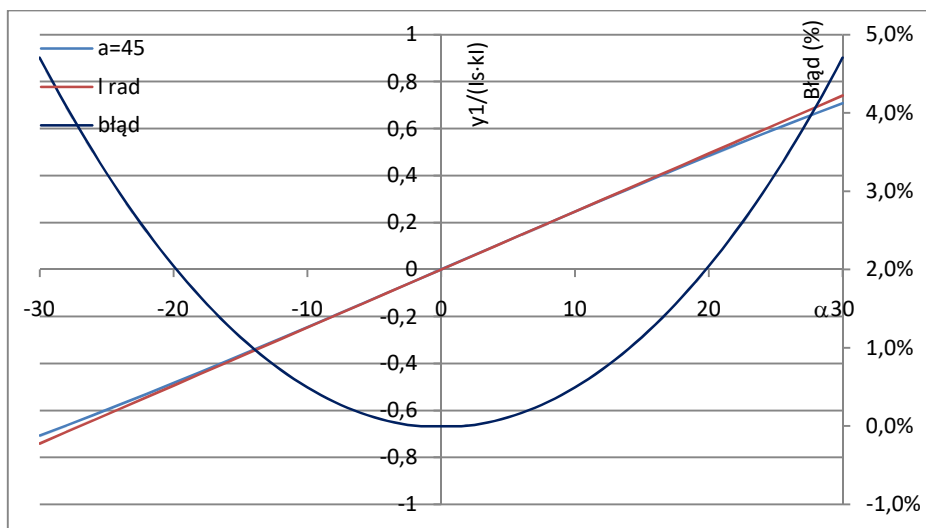
Kąt charakteryzujący konstrukcję czajnika kierunku maksymalnego promieniowania α ma istotny wpływ na wartość sygnału y_I który jest różnicą sygnałów z dwóch wzajemnie współpracujących fotoczuJNIKÓW. Dla skrajnych przypadków tj., gdy $\alpha \rightarrow 0$ ($^\circ$) to $y_I \rightarrow 0$ co oznacza brak właściwej informacji do korygowania położenia powierzchni recepcyjnej czujnika. Takie rozwiązanie należy odrzucić. Natomiast w drugim skrajnym przypadku $\alpha \rightarrow 90$ ($^\circ$) to y_I osiągnie maksymalną wartość, czyli będzie posiadał największą czułość, jednak wtedy czujnik przyjmie kształt walca, w którym fotoczułe elementy będą rozmieszczone na wewnętrznej powierzchni. Czujnik o takiej konstrukcji osiągnie największą czułość w zakresie promieniowania bezpośredniego przy minimalnej obserwacji nieboskłonu w zakresie promieniowania rozproszonego co również nie jest najlepszym rozwiązaniem. Można również rozpatrzyć rozmieszczenie fotoczuJNIKÓW na zewnątrz walca, ale w tym przypadku konstrukcja czujnika nie pozwoli na obserwację wspólnej części nieboskłonu co jest istotne w przypadku promieniowania rozproszonego lub promieniowania o znacznym udziale tej składowej promieniowania. Mając na uwadze, że czujnik powinien wykazywać dobrą skuteczność tak w zakresie promieniowania rozproszonego jak i bezpośredniego przyjęto kąt charakterystyczny dla konstrukcji czujnika $\alpha = 45$ ($^\circ$). Stąd zależność (6.4) przyjmie postać:

$$y_1 = 1,414 \cdot I_s \cdot k_I \cdot \sin \varepsilon \quad (6.12)$$

Czujnik kierunku maksymalnego promieniowania będzie podążał za tym kierunkiem to można przyjąć, że kąty odchylenia promieniowania słonecznego do normalnej czujnika będą stosunkowo o niewielkiej wartości, to $\sin(\varepsilon)$ możemy wyrazić poprzez kąt ε w mierze łukowej. Czyli zależność (6.12) przyjmuje postać:

$$y_1 = 1,414 \cdot I_s \cdot k_I \cdot \varepsilon \quad (6.12a)$$

Interpretację graficzną otrzymanej zależności (6.12) i jej przybliżenia (6.12a) przedstawiono na wykresie (Rys. 6.13), po podzieleniu tych zależności przez $I_s \cdot k_I$. Na wykresie został również przedstawiony teoretyczny błąd względny nieliniowości (przybliżenia kąta ε miarą łukową). W zakresie od -15 ($^\circ$) do $+15$ ($^\circ$) teoretyczny błąd względny nie przekracza wartości 1 (%) co jest zadowalające mając na uwadze stosunkowo małe kąty ε , przy których będzie pracował czujnik.



Rys. 6.13. Wykres składowej sygnału zależny od kąta odchylenia promieniowania od normalnej do czujnika i parametru konstrukcyjnego czujnika – kąta $\alpha=45$ ($^{\circ}$)

Obecnie efektywność energetyczna jest bardzo szerokim pojęciem i odnosi się do efektywnego wykorzystania energii w celu minimalizacji zużycia jej przy zachowaniu maksymalnych korzyści. Jest to również kluczowy element strategii mających na celu zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, ochronę środowiska oraz oszczędność kosztów w tym energetycznych. Istnieje wiele sposobów, aby zwiększyć efektywność energetyczną, zarówno na poziomie układów, podukładów, systemów czy całych procesów. Jednym z nich jest efektywność źródła energii. Wybór bardziej efektywnych źródeł energii czy procesów pozyskania energii finalnej z tych źródeł, takich jak energia słoneczna, wiatrowa czy geotermalna, może znacznie obniżyć zużycie energii produkowanej z paliw kopalnych. Stąd obecnie jednym z istotniejszych, a może najistotniejszych wskaźników rozpatrywanych w odniesieniu do układów czy systemów technicznych, na wielu poziomach jest efektywność energetyczna. Skwantyfikowanie tego wskaźnika jest niezbędne do porównania systemów czy układów wytwórczych lub określenia stanów granicznych korzystnych dla środowiska ze względu na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Jednak w zależności od obszaru badań może być różnie definiowany. W systemach czy układach energetycznych wytwórczych takich jak np.: pompy ciepła czy instalacje fotowoltaiczne może odnosić się do parametrów chwilowych (strumienia energii), czy samej energii odnoszący się do przedziałów czasu o różnej jego długości (perspektywie). Na potrzeby niniejszej pracy przyjęto dwie definicje odpowiednio sformalizowane w zapisie poniżej:

$$W_{ES} = \frac{P_{PV}}{P_{st}} \quad (6.13)$$

$$W_E = \frac{\int_{t=0}^t P_{PV} dt}{\int_{t=0}^t P_{st} dt} \quad (6.14)$$

gdzie:

W_{ES} – chwilowy wskaźnik efektywności energetycznej (-),
 W_E – wskaźnik efektywności energetycznej liczony w przedziale czasu t (-),
 P_{PV} – moc generowana przez instalację fotowoltaiczną (W),
 P_{st} – moc pobierana przez układ sterowania (W),
 t – czas (s).

Moc pobierana przez układ sterownia jest iloczynem prądu i napięcia, przy czym w przypadku zasilania z sieci napięciem przemiennym należy uwzględnić współczynnik dobroci. W analizowanym układzie wykorzystano zasilanie stałoprądowe (DC) bezpośrednio z akumulatora stąd moc pobierana na odpowiednie pozycjonowanie powierzchni recepcyjnej zapisano zależnością:

$$P_{st} = U_{st} \cdot (I_{st} + I_{sn}) \quad (6.15)$$

gdzie:

U_{st} – napięcie zasilania układu sterowania – napięcie akumulatora 12 (V),
 I_{st} – prąd podtrzymania sterownika (A),
 I_{sn} – prąd zasilania układu napędowego (A).

Na potrzeby analizy prąd był wyznaczony niezależnie dla pracy podtrzymania sterowania i procesu przemieszczania płaszczyzny recepcyjnej PV to jest napędu odpowiednich silników napięcia stałego. Prąd dla układu napędowego był wyznaczany doświadczalnie w próbie wymuszenia jednostkowego co dało podstawę do przeliczenia jego wartości na wskaźnik kąta obrotu ($A \cdot ^\circ^{-1}$). Na tej podstawie każde przemieszczenie niezależnie od wybranej osi obrotu na podstawie kąta było przeliczane na wartości poboru prądu dla poszczególnych osi.

Natomiast moc generowana przez badane moduły fotowoltaiczne została wyznaczona doświadczalnie na podstawie iloczynu prądu i napięcia zgodnie z zależnością:

$$P_{PV} = U_{pp} \cdot I_{pp} \quad (6.16)$$

dla potrzeb modelowania i analiz teoretycznie moc modułów można wyznaczyć z zależności:

$$P_{PV} = I_s \cdot A_{PV} \cdot \eta_{PV} \quad (6.17)$$

gdzie:

U_{pp} – napięcie generowane przez moduł w punkcie pracy (V),
 I_{pp} – prąd generowane przez moduł w punkcie pracy (A),
 I_s – natężenie promieniowania słonecznego na powierzchnię PV ($W \cdot m^{-2}$),
 A_{PV} – pole powierzchni modułu PV (m^2),
 η_{PV} – sprawność modułu PV (-).

Moc generowana przez moduły fotowoltaiczne opisana zależnością (6.17) jest iloczynem powierzchni czynnej PV, natężenia promieniowania słonecznego I_s oraz sprawności η_{PV} . W praktyce trudnością może być określenie sprawności PV, ponieważ ten parametr jest wielkością dynamicznie zmieniającą się i zależy od temperatury pracy PV, która z kolei w największym stopniu wynika bezpośrednio z natężenia promieniowania słonecznego. Dlatego do określenia sprawności modułu, a dokładanie jej zmienności wykorzystano zależność podaną przez Klugman–Radziemska [137], [143]:

$$\eta_{PV} = \eta_{PV(25)} \cdot (1 + \beta_T(T_{PV} - 25)) \quad (6.18)$$

gdzie:

$\eta_{PV(25)}$ – sprawność modułów PV w temperaturze odniesienia (25°C),

β_T – temperaturowy współczynnik sprawności (1·K⁻¹),

T_{PV} – temperatura pracy modułów PV (°C).

Na potrzeby opracowania temperaturowy współczynnik sprawności β_T został wyznaczony doświadczalnie na podstawie zależności (6.18). Współczynnik ten dla krzemowych modułów fotowoltaicznych został już wyznaczony i przedstawiony w wielu opracowaniach m. in. Radziemska (2003) [143] Klugman-Radziemska (2010) [137] jednak jego zmienność jest znaczna i zawiera się w przedziale $(-8 \cdot 10^{-3} \div -4,710^{-3} \text{ 1} \cdot \text{K}^{-1})$. Stąd na podstawie (6.16, 6.17, 6.18), oraz pomiarów podstawowych w tym temperatury modułów PV, parametrów energii generowanej przez te moduły i przy znanym natężeniu promieniowania słonecznego po przekształceniu zależności otrzymano równanie:

$$\beta_T = \frac{\frac{U_{pp} \cdot I_{pp}}{I_s \cdot A_{PV} \cdot \eta_{PV(25)}} - 1}{T_{PV} - 25} \quad (6.19)$$

Temperaturowy współczynnik sprawności został wyznaczony na przykładzie dnia o stabilnej słonecznej pogodzie tak aby pominąć dynamiczne zmiany wynikające z różnych stałych czasowych dla generowania energii elektrycznej i ciepła, które się indukuje wewnątrz konstrukcji modułu.

Zdefiniowane wskaźniki efektywności energetycznej dla przedmiotowego układu w postaci zależności (6.13) i (6.14) wykorzystano do określenia stanów granicznych promieniowania słonecznego lub wielkości samej nadążnej instalacji PV. Przy tak zdefiniowanych wskaźnikach praca instalacji staje się nieefektywna po osiągnięciu wartości 1 przez te wskaźniki. Stąd dla stworzenia monogramów przyjęto stan graniczny $W_{ES}=1$ co dało podstawę do określenia wielkości strumienia promieniowania słonecznego w zależności do powierzchni instalacji PV. Czyli w takim przypadku moc generowana przez instalację PV przeznaczona jest tylko na sterownię i pozycjonowanie układu:

$$P_{st} = I_s \cdot A_{PV} \cdot \eta_{PV(25)} \cdot (1 + \beta_T \cdot (T_{PV} - 25)) \quad (6.20)$$

Temperaturę T_{PV} można oszacować na podstawie podawanego w katalogach parametru NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) oznaczającego temperaturę modułu dla warunków: $I = 800 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2}\text{)}$, AM1.5 z zależności:

$$T_{PV} = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot I_s \quad (6.21)$$

gdzie:

T_a – temperatura otoczenia ($^{\circ}\text{C}$).

Po podstawieniu zależności 6.21, 6.15 oraz 6.20 otrzymano równanie opisujące teoretycznie związek natężenia promieniowania słonecznego i powierzchni dla przedmiotowego układu PV nadążnego w zależności od parametrów przyjętych modułów fotowoltaicznych:

$$A_{PV} = \frac{U_{st} \cdot (I_{st} + I_{sn})}{I_s \cdot \eta_{PV(25)} \cdot (1 + \beta_T \cdot (\frac{NOCT - 20}{800} \cdot I_s + T_a - 2))} \quad (6.22)$$

Aby nadążna instalacja PV stanowiąca przedmiot badań pracowała efektywnie to na etapie projektowania można skorzystać z zależności 6.22, jeżeli znamy co najmniej znamionowe parametry układu sterowania, w tym sterownika PLC i elementów napędowych dla poszczególnych osi, oraz parametry zastosowanych modułów PV. Natomiast wskaźnik opisany zależnością 6.14 będzie analizowany tylko doświadczalnie, ponieważ trudno symulować parametry klimatu w zakresie niskich wartości promieniowania, co się wiąże z dużą dynamiką kierunku jak i względną zmianą samego strumienia promieniowania słonecznego.

7. Analiza wyników badań

7.1. Opracowanie czujnika kierunku maksymalnego promieniowania

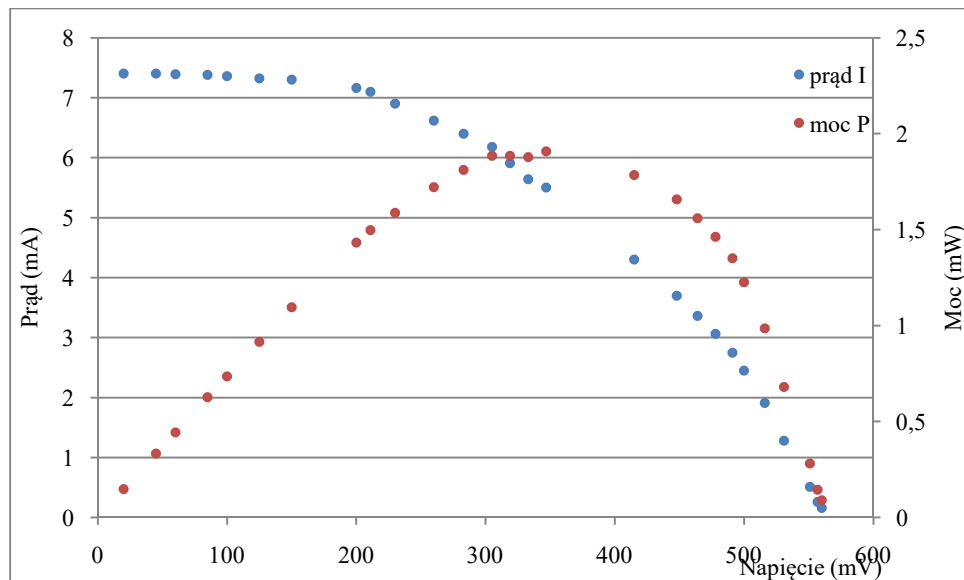
Czujnik kierunku maksymalnego promieniowania był opracowany doświadczalnie co zostało wstępnie opisane w rozdziale (5.2.1). Pierwsze prace były ukierunkowane na sprawdzenie tylko wstępnie przyjętej konstrukcji czujnika tj. kąta wierzchołkowego stożka (λ) i kąta pochylenia elementu fotoczułego (α), zgodnie z przedstawioną metodyką. W tym celu zdecydowano się na otwartą konstrukcję tego czujnika oznaczoną „wersją 0” (Rys. 6.1) wykonaną z profili metalowych wyłożonych tworzywem co zapewniło warstwę izolacyjną i równocześnie wystarczającą powierzchnię do przyklejenia modułów PV o wymiarach 25x50 (mm). W ten sposób czujnikowi w wersji „0” nadano kształt kwadratu wykonanego w formie rynny z profilu kątownika równoramiennego, w którym rozmieszczono cztery elementy fotoczułe odpowiadające czterem stronom świata. Wybór tak dużego fotoczułnika (o powierzchni 12,5 cm²) był podyktowany chęcią sprawdzenia współpracy tych elementów bezpośrednio z sterownikiem PLC. Przy czym sprawdzeniu poddano również możliwość pracy elementów fotoczułych w stanie jałowym i zwarcia. Sama konstrukcja czujnika w wersji „0” mając na uwadze wstępnie przyjęte kąty (λ) i (α) sprawdziła się w zadowalającym stopniu dając odpowiednie różnice w sygnałach z fotoczułników przy odchyleniu kierunku promieniowania od normalnej czujnika. Natomiast zauważono pewne ograniczenia otwartej konstrukcji czujnika tj. nadmierne starzenie elementów fotoczułych (matowienie) oraz problemy związane z jakością sygnałów w przypadku pracy fotoczułników w stanie jałowym (otwartego obwodu). Przyczynę pogarszającej się jakości sygnałów, szczególnie przy pracy fotoczułników w stanie jałowym można tłumaczyć wystąpieniem gradientu temperatury na obwodzie czujnika, a tym samym na elementach fotoczułych.

Kolejnym prototypem czujnika kierunku maksymalnego promieniowania była konstrukcja zamknięta wykonana w technologii druku 3D, przy zachowaniu wcześniej dobranych kątów i ograniczona gabarytowo do krążka o średnicy zewnętrznej nie przekraczającej 90 (mm). Ograniczenie gabarytów pozwoliło na mniejsze zróżnicowanie termiczne przestrzeni czujnika i dało możliwość łatwiejszego montażu na docelowych instalacjach PV typu nadążnego. Rozwiązanie takie zostało zaprezentowane na rysunku (6.2). Wstępnie do takiej zminiaturyzowanej konstrukcji czujnika w kształcie już figury obrotowej zastosowano fotoczułnik będący fotodiodą typu BPW20RF w obudowie OT-5. Wybrana fotodioda do testów posiadała powierzchnię recepcyjną 7,5 (mm²), co przełożyło się na prąd zwarcia na poziomie 60 (μA), oraz napięcie stanu jałowego 500 (mV). Wybór fotodiody o tak

niskim prądzie zwarcia wymusił zastosowanie wzmacniacza sygnału napięciowego. Aby uzyskać właściwy poziom sygnału dla sterownika PLC, wymagane wzmocnienie powinno być na poziomie około 1000 krotnym. Taki poziom wzmocnienia sygnału generował również znaczny poziom zakłóceń w postaci szumów co zostało stwierdzone po testach. W dalszym postępowaniu zastosowano filtry, które nie pozwoliły na uzyskanie właściwej jakości sygnałów dla sterownika PLC. Zastosowanie filtrów częściowo ograniczyło zakłócenia jednak nie zapewniło wymaganej czułości dla czujnika kierunku maksymalnego promieniowania. Przy ustawieniu czułości na poziomie 5 (°) układ wpadał w drgania obracając płaszczyznę recepcyjną np. w poziomie naprzemiennie „wschód” – „zachód”.

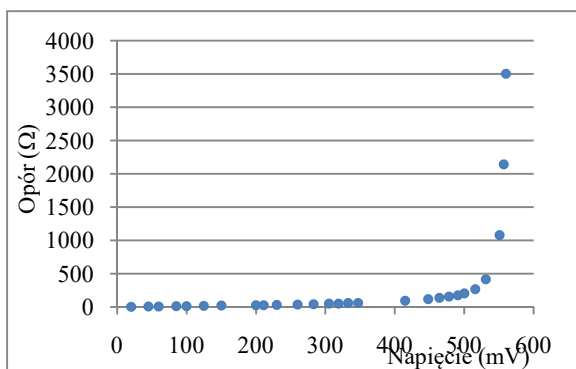
W kolejnym prototypowym rozwiązaniu czujnika zastosowano fotodiodę oznaczoną symbolem VTP4085H, której szczegółowe parametry zostały podane w podrozdziale 6.1.1. Zastosowanie fotodiody o powierzchni recepcyjnej 21 (mm²) i otwartej konstrukcji pozwoliło na uzyskanie sygnału 6 razy mocniejszego w odniesieniu do fotodiody BPW20RF. Natomiast zakres spektralny wybranej fotodiody jest porównywalny i zawiera się w przedziale od 400 do 1100 (nm) przy pikie na poziomie 925 (nm) co jest zgodne z zakresem pracy modułów krzemowych. Zastosowanie wstępnie wzmocnienia nie przekraczającego 250 razy przyniosło zadowalające efekty. W ramach prac konstrukcyjnych czujnika rozważano również zastosowanie fotodiod o większej powierzchni, np. 1 (cm²) w kształcie kwadratu. Jednak takie próby wymuszały powiększenie gabarytów czujnika lub zmiany kształtu konstrukcji związane z odejściem od figur obrotowych, co uznano za niekorzystne, ze względu na proces jego wykonania.

Badania szczegółowe tak samego czujnika jak i wybranej fotodiody, a dokładnie zestawu czterech fotodiod, które współpracowały w dwóch parach kontrolując dwa stopnie swobody przeprowadzono dla ostatecznej opracowanej konstrukcji czujnika kierunku maksymalnego promieniowania, która była trzecią wersją pomijając drobne zmiany np. mocowania fotodiod. Prace badawcze rozpoczęto od wyznaczenia charakterystyki prądowo-napięciowej fotodiody VTP4085H, którą zamieszczono na wykresie (Rys. 7.1). Ze względu na ograniczoną powierzchnię fotodiody 21 (mm²) charakterystyka od strony prądu zwarcia jest stosunkowo o krótkim wypłaszczeniu i szybko przechodzi do stanu jałowego. Analizując wartość mocy jak i sprawności można stwierdzić, iż jest to typowa charakterystyka ogniwa krzemowego. Mając na uwadze, iż przedmiotowa fotodioda będzie pracować w stanie zwarcia sporządzono charakterystykę rezystancji obciążenia (Rys. 7.2a) oraz rezystancji w zakresie ustalonego prądu na poziomie prądu nasycenia (Rys. 7.2b).

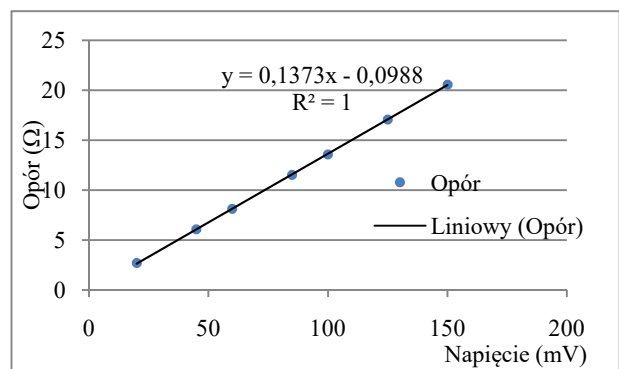


Rys. 7.1. Charakterystyka prądowo-napięciowa i mocy dla fotodiody VTP4085H sporządzona przy natężeniu promieniowania $755 \pm 10 \text{ (W}\cdot\text{m}^{-2}\text{)}$

a)



b)



Rys. 7.2. Charakterystyka rezystancji obciążenia fotodiody VTP4085H: a) dla zakres pełnej charakterystyki napięcia, b) dla ustalonej wartości prądu – prądu nasycenia

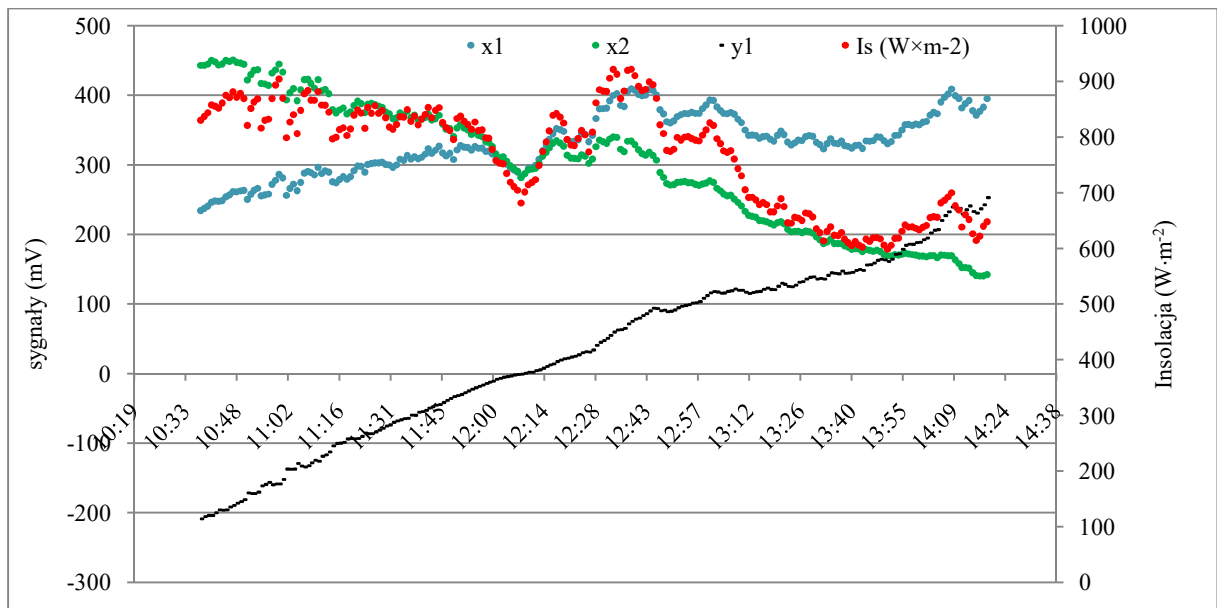
Oczywiście nie osiągnięto w warunkach eksploatacyjnych pomiarów stanu idealnego zwarcia co wynika z oporności przewodów i połączeń. Jednak zmierzając do stanu zwarcia od strony lewej rezystancja obciążenia jest liniową zależnością i można stwierdzić, że zastosowanie rezystancji o wartości $1 \text{ (}\Omega\text{)}$ nie zakłóci pracy fotodiody w stanie zwarcia, a pozwoli na przejście z sygnału prądowego na sygnał napięciowy.

7.1.1.Charakterystyka czujnika kierunku maksymalnego promieniowania

Po zoptymalizowaniu konstrukcji przedmiotowego czujnika i wyborze właściwej fotodiody przeprowadzono kalibrację dla czterech torów pomiarowych wyposażonych w układ wzmacniacza napięcia opartych na układzie AD620 ($\mu\text{V}\cdot\text{mV}^{-1}$). Kalibrację przeprowadzono w dwóch wariantach tj. w laboratorium oraz w warunkach eksploatacyjnych po zamontowaniu czujnika na docelowym stanowisku. W laboratorium zastosowano sztuczne

oświetlenie typu LED w zakresie promieniowania ciepłego. Nad powierzchnią czujka na prostej normalnej do tej powierzchni umieszczono lampę LED w odległości 0,5 (m). Przy zamkniętym wejściu na wzmacniacz skalibrowano przesunięcie charakterystyki (wartość zerową) niezależnie dla każdego kanału. Następnie po podłączeniu fotodiody zgodnie z schematem (Rys. 6.3) przeprowadzona została kalibracja wzmocnienia każdego kanału do stanu uzyskania identycznych sygnałów na każdym kanale na poziomie 1000 (mV). Kalibracja laboratoryjna była przeprowadzona celem sprawdzenia poprawności działania czujnika wraz z układem wzmacniaczy i oceny utrzymania zadanych nastaw na stałym zadanym poziomie w zakresie ± 4 (mV).

Następnie przeprowadzona została korekta kalibracji laboratoryjnej w warunkach eksploatacyjnych na stanowisku docelowym z uwzględnieniem wartości natężenia promieniowania słonecznego. Czujnik przez układ wzmacniaczy został podłączony do sterownika PLC, który w tym przypadku został wykorzystany jako czterokanałowy miernik napięcia. Korekta kalibracji została przeprowadzona w czasie, gdy było dostępne promieniowanie bezpośrednie przy stabilnym natężeniu tego promieniowania. Wykorzystując kalkulator słoneczny ustawiono powierzchnię recepcyjną czujnika prostopadle do padającego promieniowania słonecznego i po ustaleniu się warunków termicznych w przestrzeni czujnika, przystąpiono do korekty tylko wzmocnienia dla poszczególnych kanałów, tak aby wartości z sygnałów z fotodiod ustawionych naprzeciw siebie były sobie równe. Założono przy tym, że w danej chwili czujnik jest w położeniu prostopadłym do kierunku promieniowania słonecznego, więc sygnały z poszczególnych fotodiod powinny się równoważyć. Przedstawiony proces kalibracji korekcyjnej może być również zastosowany do kalibracji przedmiotowego czujnika w warunkach eksploatacyjnych – naturalnych, o ile wcześniej zostanie zdefiniowana wartość sygnału dla zastosowanych fotodiod. Po korekcie kalibracji przeprowadzono pomiary celem wyznaczenia iloczynu ($k_I \cdot k$) współczynnika proporcjonalności prądu nasycenia k_I i wartości wzmocnienia k z uwzględnieniem różnicy sygnałów z fotodiod współpracujących w danej płaszczyźnie detekcji. Wyniki obserwacji w płaszczyźnie azymutu zostały przedstawione na wykresie (Rys. 7.3).



Rys. 7.3. Przebiegi czasowe sygnałów w układzie detekcji w płaszczyźnie azymutu

Z przebiegów czasowych (Rys. 7.3) można zauważyć stabilny praktycznie liniowy przebieg różnicy sygnałów y_1 pomimo znacznych zmian poziomu sygnałów składowych x_1 i x_2 pochodzących z fotodiod umieszczonych w czujniku, a wywołanych znacznymi zmianami promieniowania w zakresie $600 \div 900 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$. Charakterystyka ta posiada nieznaczną nieliniowość co oczywiście wynika z okresu przyjętego do analizy i z faktu, że Słońce nie wykonuje pozornego ruchu w płaszczyźnie prostopadłej do powierzchni recepcyjnej czujnika. Do szczegółowej analizy ze względu na dość znaczną zmienność natężenia promieniowania słonecznego w czasie próby wybrano okres dwóch godzin, gdy Słońce przechodzi przez zenit, co odpowiada zakresowi kąta $\varepsilon = \pm 15^\circ$. Wyniki analizy zostały zamieszczone na wykresie (Rys. 7.4). Przyjmując nastawy po korekcie kalibracji sporządzono zależność różnicy sygnałów y_1 w funkcji kąta odchylenia kierunku promieniowania słońca od prostej normalnej do czujnika i porównano tę zależność z teoretyczną wyznaczoną na podstawie trendu (Rys. 7.4). Ze względu użytecznych określono wartość błędu bezwzględnego, dla którego przyjęto granice na poziomie $\pm 7 \text{ (mV)}$ (po przeliczeniu na wartość kąta ε jest to $\pm 1^\circ$), co można wykorzystać jako histerezę w budowie algorytmu sterowania dla przedmiotowego czujnika ograniczając w ten sposób jego nadmierną czułość. Ponadto analiza błędów w zakresie przejścia przez „zero” będzie zawsze dawała znaczne błędy względne.

Zgodnie z przyjętą metodyką wykorzystując zależność (6.12a) wyznaczono k_I – współczynnik proporcjonalności prądu nasycenia PV (zwarcia fotodiody), jednak ze względu na niski poziom sygnału z fotodiody współczynnik ten skorygowano o wartość

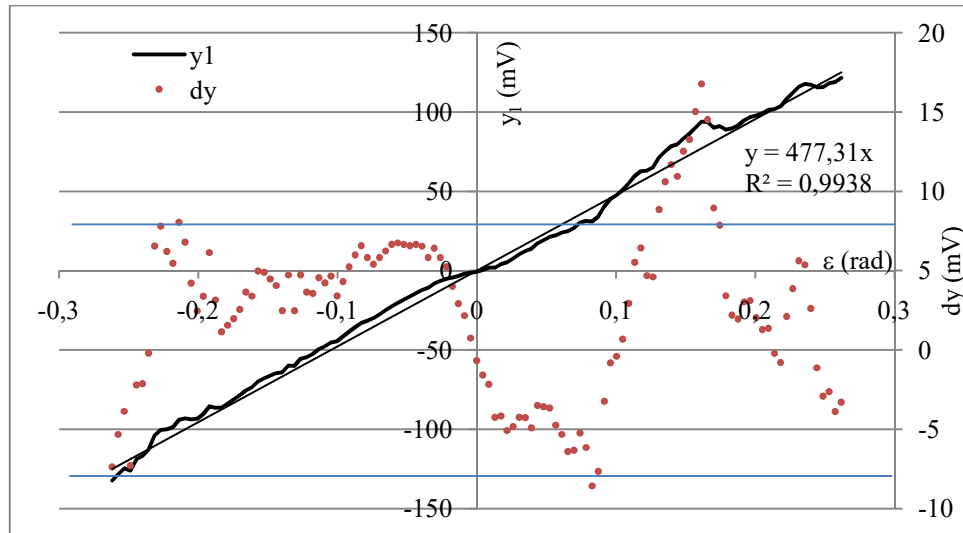
wzmocnienia oznaczając go symbolem $(k_I \cdot k)$, co da podstawę do zamodelowania wartości sygnału y_I . Stąd zależność (6.12a) przekształcono do postaci (7.1):

$$(k_I \cdot k) = \frac{y_1}{I_s \cdot 1,414 \cdot \varepsilon} \quad (7.1)$$

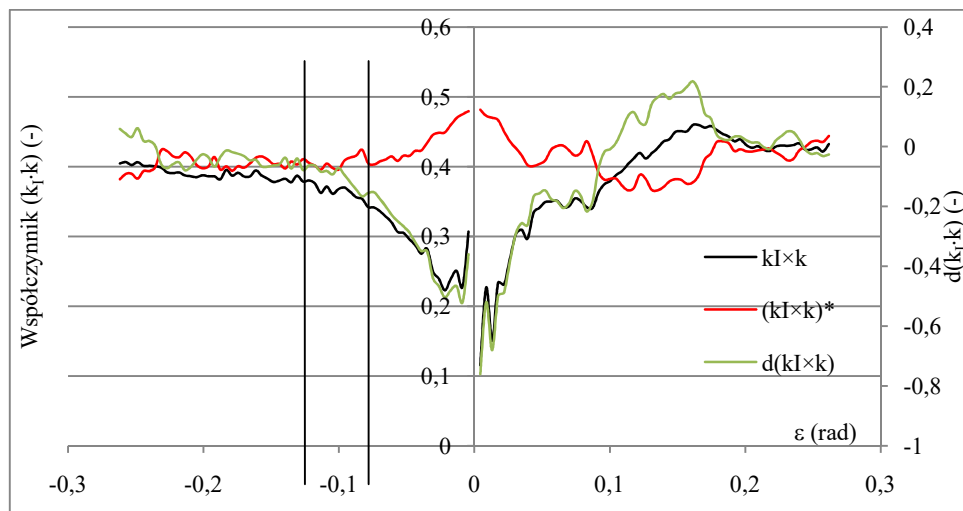
dla wyznaczenia współczynnika w warunkach rzeczywistych oraz do postaci (7.2):

$$(k_I \cdot k)^* = \frac{y_1^*}{I_s \cdot 1,414 \cdot \varepsilon} \quad (7.2)$$

dla wyznaczenia teoretycznego współczynnika.



Rys. 7.4. Zależność różnicy sygnałów w płaszczyźnie detekcji kąta azymutu y_1 w funkcji odchylenia promieniowania od prostej normalnej do czujnika



Rys. 7.5. Porównanie zmienności współczynnika iloczynu $(k_I \cdot k)$ wyznaczonego w warunkach eksploatacji z współczynnikiem $(k_I \cdot k)^*$ wyznaczonym teoretycznie

Wyniki obliczeń współczynników odpowiednio rzeczywistego $(k_I \cdot k)$ i zamodelowanego $d(k_I \cdot k)^*$ oraz błąd względy zostały przedstawione na wykresie (Rys. 7.5). Analiza przedstawionych zależności wskazuje na znaczne błędy w przedziale kąta ε od -0,1 do +0,1 (rad) to jest w zakresie przejścia sygnału y_I przez „0”, początek układu współrzędnych. Błąd względny w tym zakresie osiąga wartość 0,5. Błąd ten może wynikać z faktu przejścia przez

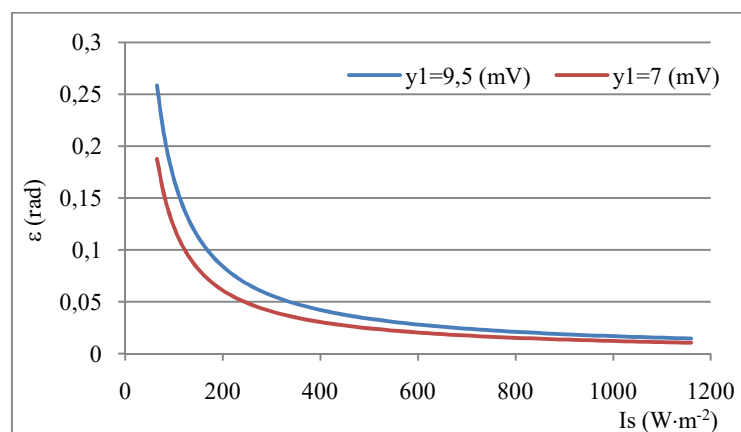
„0”, dość znacznych zmian promieniowania słonecznego a co z tym jest związane zmiany temperatury czujnika, z niedokładności samego ustawienia położenia czujnika w punkcie zenitu Słońca, oraz luzów w mechanizmach napędowych poszczególnych osi. Ze względu na znaczne błędy postanowiono zwiększyć wartość histerezy wcześniej przyjętej na poziomie ± 7 (mV) do wartości $\pm 9,5$ (mV) co odpowiada $\pm 0,02$ (rad). Po uwzględnieniu obszaru odpowiadającego przyjętej wartości histerezy, obliczono wartości odpowiednio rzeczywistego współczynnika $(k_I \cdot k) = 0,387$ i zamodelowanego $(k_I \cdot k)^* = 0,406$, przy czym z obliczeń wartości tych współczynników usunięto przedział $\pm 0,02$ (rad). Otrzymane średnie wartości tych współczynników nie różnią się więcej niż 5 (%) co jest zadowalające. Należy również zaznaczyć iż zakres histerezy obejmuje kąt $\varepsilon = \pm 1,14$ (°) co odpowiada kątowni godzinowemu 4,5 (min). Po podstawieniu wyznaczonych wartości współczynnika do wzoru 7.1 i przy wartości histerezy 9,5 (mV) otrzymano charakterystykę czujnika w tym przypadku wyznaczoną dla detekcji azymutu, a opisaną zależnością (7.3):

$$16,8 = I_s \cdot \varepsilon \quad (7.3)$$

stąd zależność kąta ε od natężenia promieniowania opisano zależnością:

$$\varepsilon = \frac{16,8}{I_s} \quad (7.4)$$

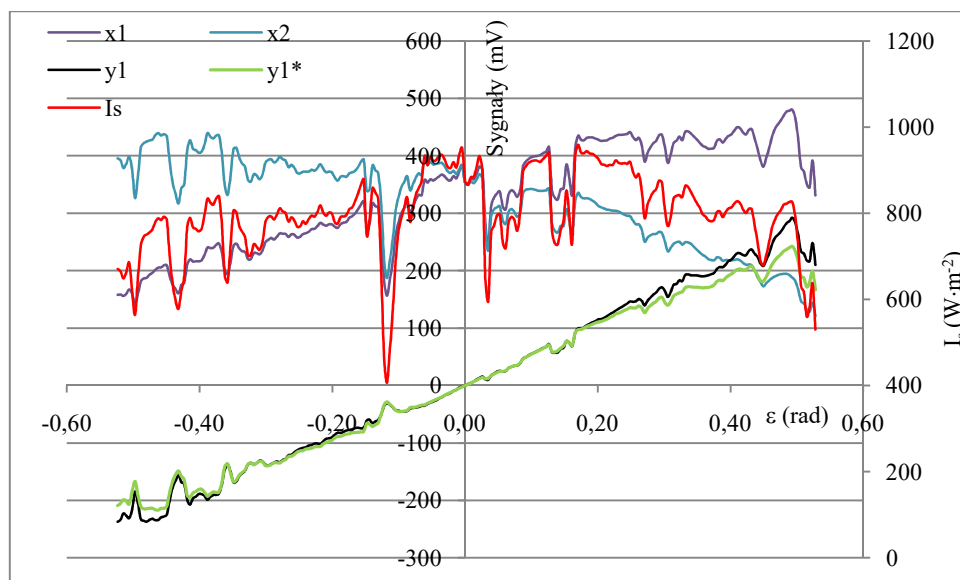
Wartość kąta ε w zależności (7.4) należy interpretować jako kąt bezczynności układu nadążnego w płaszczyźnie azymutu. Wartość tego kąta opisuje hiperbola (Rys. 7.6) w funkcji promieniowania słonecznego przy stałej czujnika 16,8, w której również zostały uwzględnione parametry toru pomiarowego.



Rys. 7.6. Charakterystyka czujnika wraz z torem pomiarowym w układzie detekcji kąta azymutu

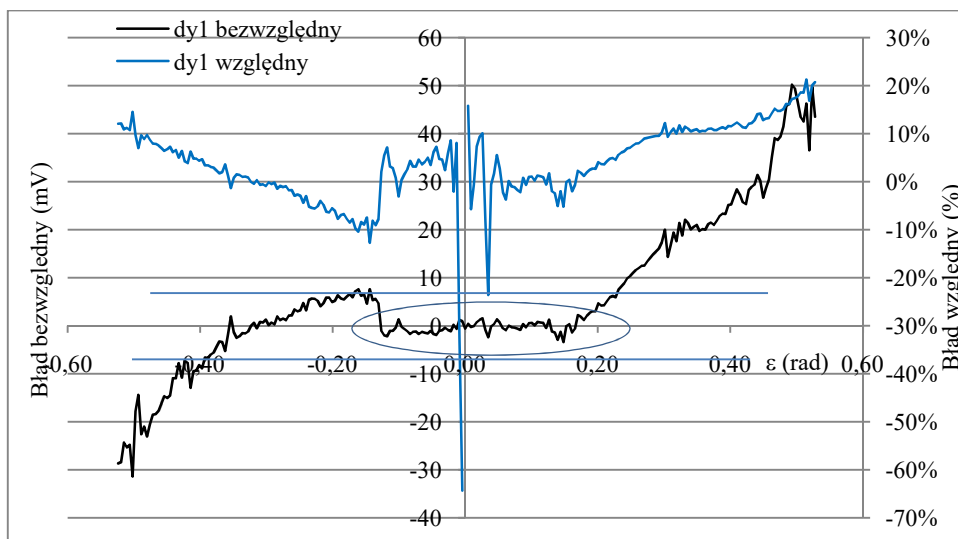
Analizę jakości pracy przedmiotowego czujnika oraz opracowanych zależności przedstawiono wykorzystując zasadę superpozycji. Na tym etapie pracy ograniczono się do analizy w dwóch przypadkach tj. odpowiednio dla przypadku promieniowania ze znacznym udziałem składowej bezpośredniej traktując je jako bezpośrednie (szacowany udział

promieniowania rozproszonego na poziomie 10 (%) [139], oraz dla promieniowania rozproszonego, w którym udział promieniowania bezpośredniego można pominąć. W pierwszym przypadku do weryfikacji jakości pracy czujnika posłużono się danymi z dnia 18 marca 2023 z okresu czterech godzin, w którym to natężenie promieniowania słonecznego było większe od wartości $400 \text{ (W}\cdot\text{m}^{-2}\text{)}$ (Rys. 7.7). Okres ten również został tak dobrany, aby zenit Słońca przypadł na środek tego przedziału.



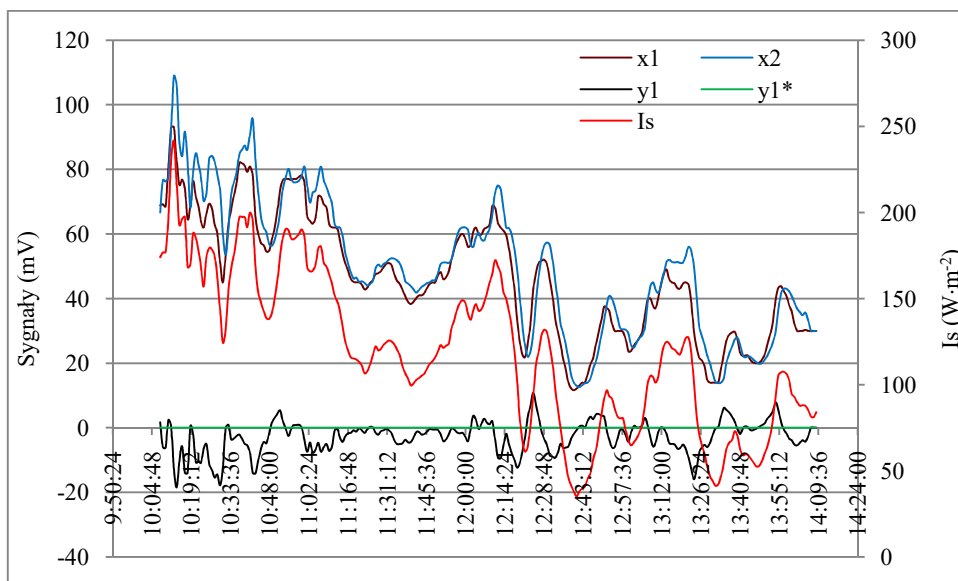
Rys. 7.7. Wartości sygnałów i zamodelowanej różnicy y_1^* dla danych z dnia 18-03-2023 przy ustawieniu czujnika w położeniu zenitu Słońca

Na podstawie wykresów (Rys. 7.7) można stwierdzić, iż opracowana zależność opisująca wartość różnicy sygnałów y_1^* w płaszczyźnie azymutu dla przedmiotowego czujnika jest dobrze dopasowana do wartości rzeczywistych y_1 zarejestrowanych w układzie statycznym. Potwierdzeniem tego jest wartość błędu bezwzględnego przedstawiona na wykresie (Rys. 7.8), która w przedziale od $-0,15$ do $+0,15$ (rad) nie przekracza ± 3 (mV). Natomiast w przedziale od $-0,3$ do $+0,3$ (rad) nie przekracza wartości ± 7 (mV), co potwierdza wstępną konkluzję, iż wartość histerezy nie powinna być mniejsza niż 7 (mV). Należy zaznaczyć, iż na wartość sygnału y_1 nie ma większego wpływu zmiana natężenia promieniowania słonecznego w zakresie promieniowania bezpośredniego tj. do 400 do 900 ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$). Natomiast błąd względy w przedziale od $-0,15$ do $+0,15$ (rad) znacznie zwiększa wartości w obszarze przejścia przez 0 co nie ma większego wpływu na pracę czujnika.



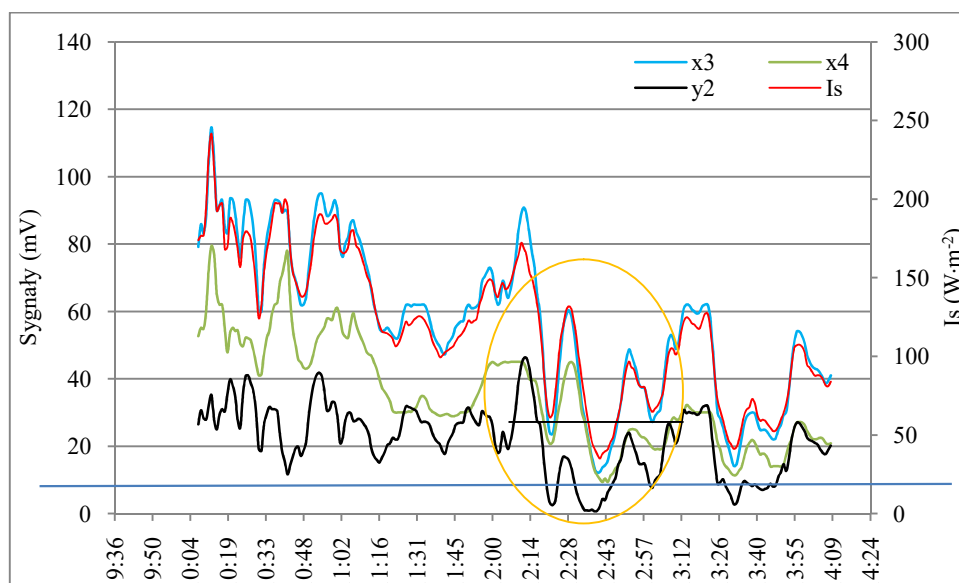
Rys. 7.8. Wartości błędów modelu dla danych z dnia 18-03-2023 przy ustawieniu czujnika w położeniu zenitu Słońca

Podobną analizę przeprowadzono w drugim przypadku tj. dla promieniowania słonecznego w zakresie rozproszonym. Przebiegi surowych sygnałów w układzie czasowym zostały zamieszczone na wykresie (Rys. 7.9). W tym przypadku wybrano przedział czasowy czterogodzinny odpowiadający zakresowi kąta od $-0,5$ do $+0,5$ (rad), w którym to natężenie promieniowania słonecznego nie przekroczyło $250 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$, co daje podstawę do przyjęcia, iż promieniowanie jest rozproszone i dociera ze wszystkich stron o takiej samej intensywności. Stąd kąt odchylenia tego promieniowania od prostej normalnej można przyjąć, że jest równy „zero” ($\varepsilon=0$), a przy obrotowej konstrukcji czujnika można przyjąć, że kąt obserwacji nieboskłonu dla wybranych fotodiod są równe.



Rys. 7.9. Przebiegi czasowe sygnałów generowanych i zamodelowanej różnicy $y1^*$ dla danych z dnia 23-03-2023 przy ustawieniu czujnika w położeniu zenitu Słońca

Z wykresu (Rys. 7.9) wynika, iż uzyskany sygnał sterujący y_1 (linia czarna) jest na niskim poziomie i w okresie od 10:50 do 12:30 nie przekracza wartości ± 5 (mV) w zakresie promieniowania od 100 do 200 ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$), co jest korzystne w przypadku detekcji w płaszczyźnie azymutu. Nieco większe wartości sygnału $y_1 \pm 10$ (mV) pojawiają się przy spadkach promieniowania poniżej 100 ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) przy czym należy zaznaczyć, iż przy takim promieniowaniu słonecznym występują opady, które w tym przypadku nie zakłócają pracy czujnika i układu sterowania.



Rys. 7.10. Przebieg czasowy sygnałów generowanych w układzie kontroli płaszczyzny pionowej w dniu 23-03-2023 przy ustawieniu czujnika w położeniu zenitu Słońca

W ostatniej części analizy pracy czujnika, a dokładnie sygnałów wprowadzanych na sterownik PLC oceniono przebiegi tych sygnałów generowanych przez czujnik, które będą wymuszały przestawianie płaszczyzny recepcyjnej instalacji PV w układzie pionowym. Przebiegi czasowe surowych sygnałów przedstawiono na wykresie (Rys. 7.10). Można zauważyć, że y_2 wyraźnie nie jest zrównoważony, a jego wartość jest w całym okresie dodatnia i wskazuje na to, że położenie płaszczyzny czujnika nie jest optymalne pomimo ustawienia czujnika w położeniu zenitu Słońca na dzień 23-marca (tj. pochylenie 41° i azymut południowy). Dodatnia wartość y_1 wynika z niezrównoważenia x_3 i x_4 , co w tym przypadku, gdy mamy do czynienia z promieniowaniem dyfuzyjnym jest właściwe i wskazuje na to, że powinna być przeprowadzona korekta płaszczyzny recepcyjnej w kierunku mniejszego kąta pochylenia. W przypadku analizy sygnałów w układzie superpozycji można stwierdzić, iż przy założeniu histerezy na poziomie 7 (mV) (co zaznaczono linią niebieską) układ nadążny wyposażony w przedmiotowy czujnik przejdzie w stan stagnacji przy granicznym natężeniu promieniowania słonecznego poniżej 60 ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) (linia znaczone na

czarno w owalu), a stanem tym będzie ustawienie płaszczyzny recepcyjnej poziomo. Stan ten będzie przejściowy do momentu, gdy promieniowanie nie przekroczy wartości granicznej.

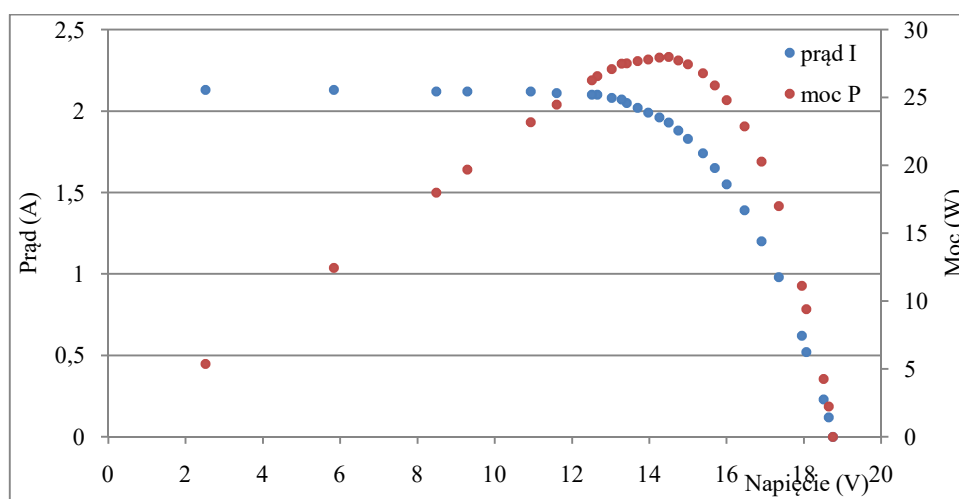
7.2. Analiza efektywności pracy instalacji nadążnej

Analizę wyników badań nadążnej instalacji solarnej, która ma podążać za kierunkiem maksymalnego promieniowania słonecznego z nieboskłonu rozpoczęto od identyfikacji wybranych parametrów pracy modułów wybranych do badań przeprowadzonych w układzie porównawczym. Do badań wybrano dwa moduły, których parametry podane wg producenta zamieszczono w tabeli 7.1. Moduły te poddano badaniom wstępnym w układzie stacjonarnym celem zweryfikowania ich parametrów w warunkach eksploatacyjnych oraz powtarzalności tych modułów.

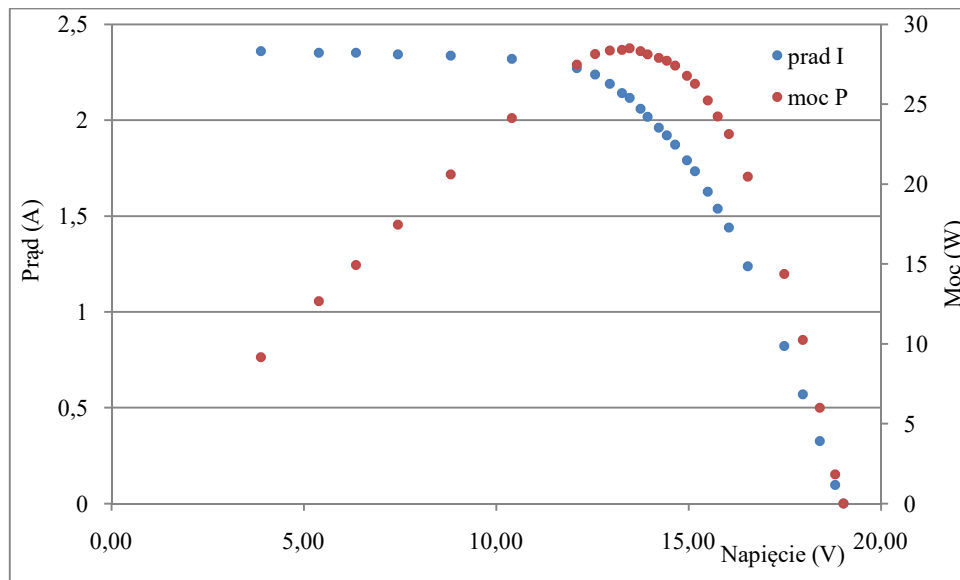
Tabela 7.1. Specyfika modułu PV wybranego do badań

Wyszczególnienie	Wartość	Jednostka
Rodzaj ogniwa	polikrystaliczne	-
Moc maksymalna w (STC)	50	W
Napięcie mocy maksymalnej	18,0	V
Napięcie jałowe	21,4	V
Prąd zwarcia	3,1	A
Prąd mocy maksymalnej	3,06	A
Sprawność	15,4	%
Wysokość	0,70	m
Szerokość	0,54	m

Sporządzone charakterystyki modułów stanowiących przedmiot badania zostały przedstawione na wykresach odpowiednio (Rys. 7.11) stacjonarnego i (Rys. 7.12) nadążnego.



Rys. 7.11. Charakterystyka prądowo-napięciowa i mocy dla modułu stacjonarnego sporządzona w warunkach naturalnych, przy natężeniu promieniowania $862 \pm 9 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$ i temperaturze modułu $45 \text{ (}^\circ\text{C)}$



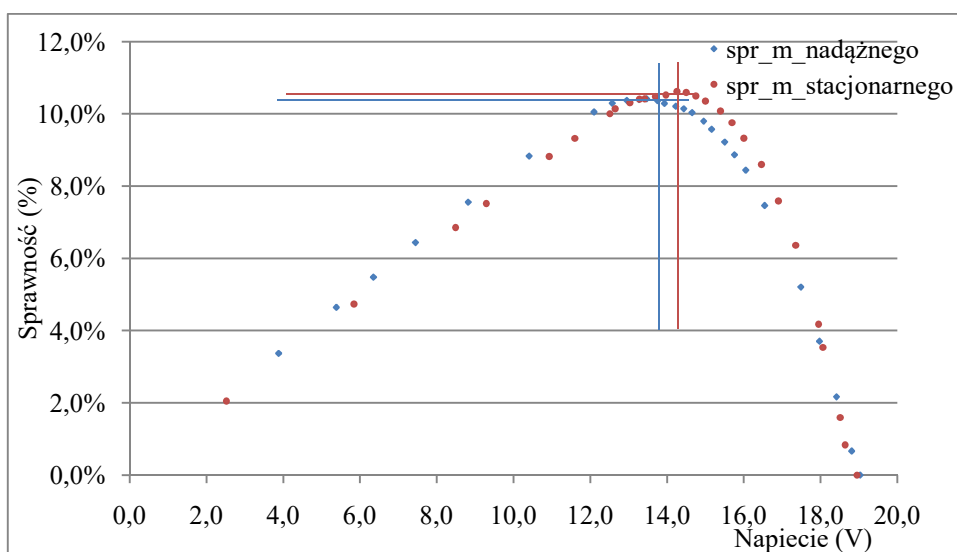
Rys. 7.12. Charakterystyka prądowo-napięciowa i mocy dla modułu nadążnego sporządzona w warunkach naturalnych, przy natężeniu promieniowania $892 \pm 9 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$ i temperaturze modułu $50 \text{ (}^\circ\text{C)}$

Do wyznaczenia charakterystyk wybrano stabilne warunki solarne tj. natężenie promieniowania na poziomie $860 \div 890 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$ przy zmienności tego promieniowania $\pm 9 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$ w czasie poszczególnych prób, co zapewnia błąd w granicach $\pm 1,05 \text{ (}\%)$. W trakcie wyznaczania charakterystyk zauważono różnicę temperatury na poziomie $5 \text{ (}^\circ\text{C)}$ pomiędzy modułami co zostało zweryfikowane po wcześniejszym sprawdzeniu skalowania czujników temperatury. Okazało się, że efekt, powstałej różnicy temperatur wynika z sposobu usytuowania modułów, a dokładnie z tego, że moduł nadążny został zamocowany powyżej kolektora słonecznego, co przyczyniło się do ograniczenia naturalnych skutków chłodzenia modułu nadążnego. Usytuowanie modułów zostało przedstawione na ilustracji (Rys. 7.13).



Rys. 7.13. Usytuowanie badanych modułów PV na stanowisku laboratoryjnym WIPiE

Następnie sporządzono charakterystyki sprawności dla badanych modułów co zostało zamieszczone na wykresie (Rys. 7.14).



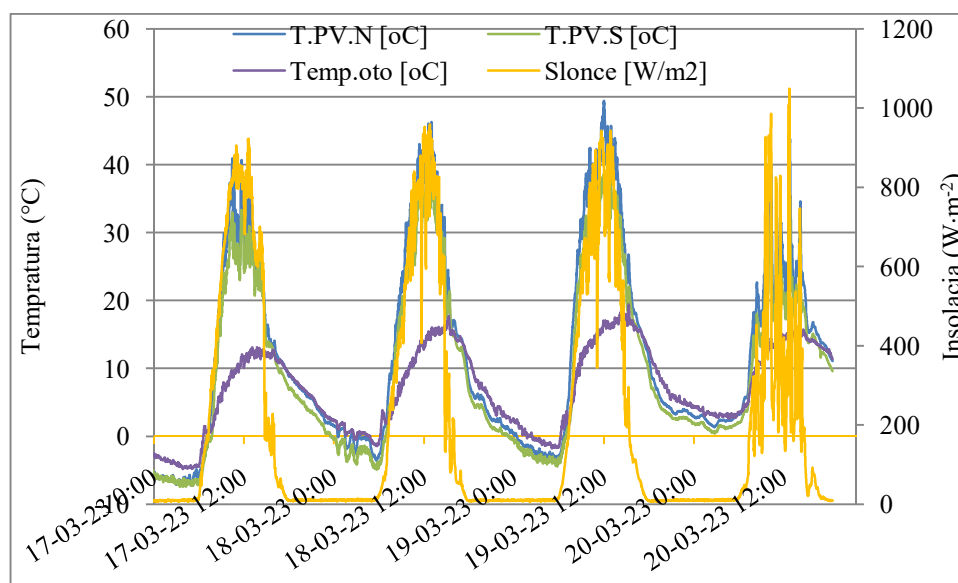
Rys. 7.14. Porównanie charakterystyki sprawności badanych modułów PV pracujących w układzie stacjonarnym i nadążnym

Na podstawie sporządzonych charakterystyk sprawności (Rys 7.14) można zauważyć, że sprawność modułu PV pracującego w układzie stacjonarnym jest wyższa 0,15 (%) przy przesunięciu tego punktu o 3,1 (V) w kierunku wyższych napięć w odniesieniu do modułu pracującego w układzie nadążnym. Wyższa sprawność modułu stacjonarnego wynika w głównej mierze z niższej jego temperatury pracy o 5 (°C). Niższą temperaturę można też tłumaczyć niższym natężeniem promieniowania słonecznego o 30 ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) co przekłada się na 3,4 (%) różnicę, przy 10 (%) różnicy temperatur. Oczywiście nie można tłumaczyć tak znacznej różnicy temperatury tylko różnicą natężenia promieniowania. Stąd m.in. w dalszej części opracowania posłużono się modelami opisującymi ilość generowanej energii przez poszczególne moduły.

7.2.1. Temperaturowy współczynnik sprawności paneli PV

Zgodnie z metodyką na potrzeby opracowania modelu efektywności energetycznej nadążnej instalacji solarnej wyznaczono temperaturowy współczynnik sprawności dla testowych ogniw PV. Do tego celu wybrano dane z okresu równonocy tj. do 17-03-2023 do 21-03-2023 co zostało przedstawione na wykresie (Rys. 7.15), który przedstawia przebiegi czasowe temperatury i natężenia promieniowania słonecznego. Wybrano dni o znacznym zróżnicowaniu natężenia promieniowania słonecznego, które nie tylko generowało energię elektryczną ale również ciepło w panelach PV co zostało opisane temperaturą, odpowiednio

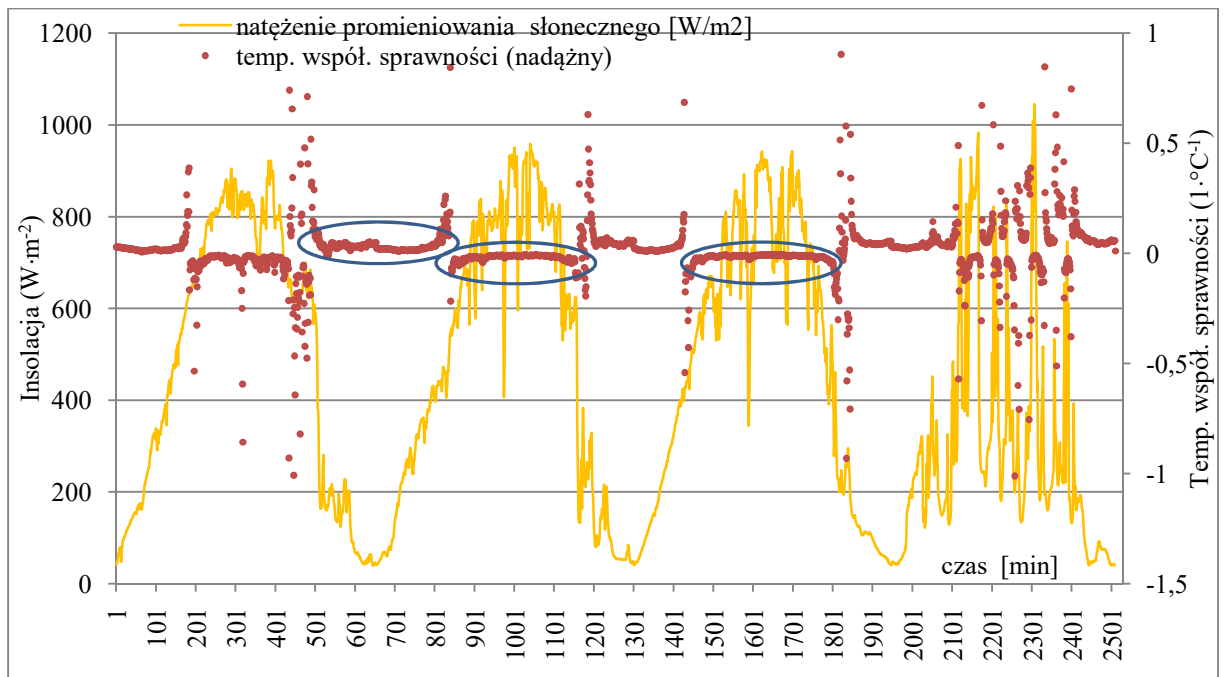
oznaczoną na wykresie (Rys. 7.15) dla panelu stacjonarnego i nadążnego. Jednak w tym badaniu panele tak stacjonarny jak i nadążny były ustawione dokładnie tak samo.



Rys. 7.15 Przebiegi czasowe parametrów klimatu i pracy paneli PV na stanowisku badawczym

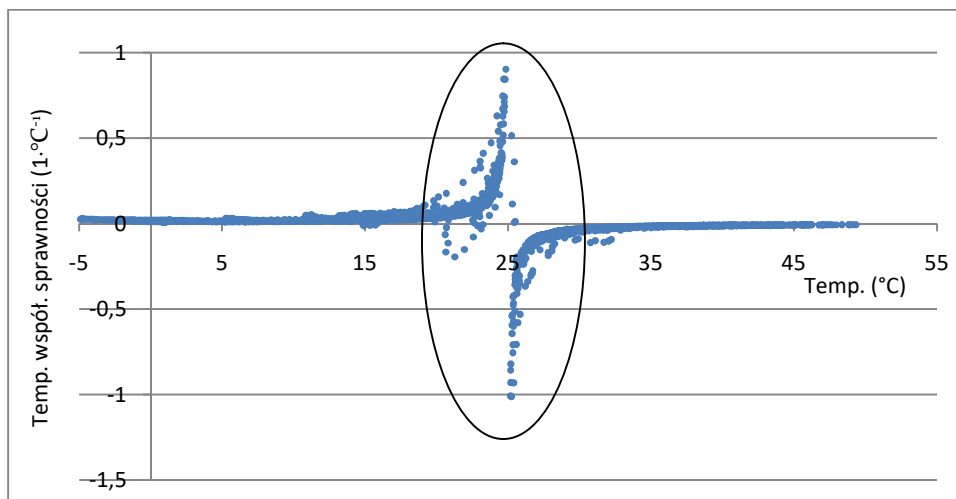
Z przedstawionego przebiegu temperatur można zauważyć, że temperatura pracy paneli PV była około 30 (°C) wyższa od otoczenia, która w tym badaniu nie przekraczała wartości 16÷17 (°C). Można również zauważyć, iż panel PV nadążny pracował przy temperaturze wyższej o około 5 (°C) niż panel stacjonarny, co wynika z usytuowania jego na stanowisku badawczym (Rys. 7.13).

Zgodnie z zależnością (6.19) obliczono temperaturowy współczynnik sprawności dla uśrednionych wartości do przedziału minuty. Obliczenia te wykonano dla panelu objętego badaniem tj. panelu, który będzie pracował w układzie nadążnym, przy czym na potrzeby wyznaczenia tego parametru badania przeprowadzono w układzie stacjonarnym. Wyniki obliczeń w postaci przebiegów czasowych określających zmienność temperaturowego współczynnika sprawności β_T przedstawiono na wykresie (Rys. 7.16).



Rys. 7.16. Przebieg zmienności temperaturowego współczynnika sprawności dla wybranych obserwacji dziennych

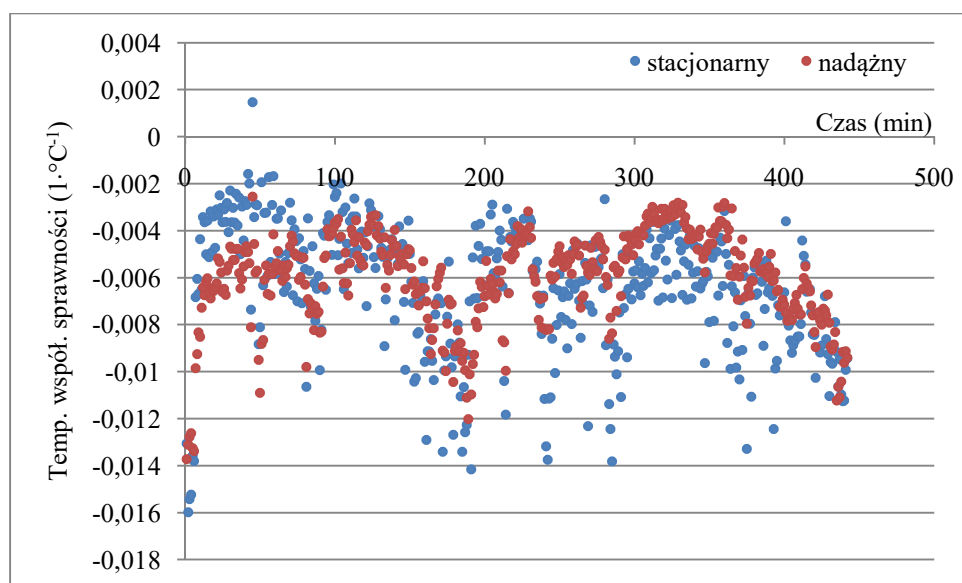
Na wykresie (Rys. 7.16) zaznaczono obserwacje dla których temperaturowy współczynnik sprawności dla panelu PV przyjmuje stałą wartość. Jest to wyraźnie obserwowalne dla promieniowania powyżej 600 ($\text{W}\cdot\text{m}^2$). Natomiast przy znacznej zmienności promieniowania słonecznego współczynnik ten wykazuje dużą zmienność. Stąd do dalszej analizy wybrano obserwacje z dwóch dni i sporządzono zależność tego współczynnika od temperatury dla panelu nadążnego co zostało przedstawione na wykresie (Rys. 7.17).



Rys. 7.17. Temperaturowy współczynnik sprawności dla panelu PV (nadążnego) w funkcji temperatury

Analizując charakterystykę temp. współczynnika sprawności (Rys. 7.17) można zauważyć, iż jest nieliniowa i posiada asymptotę poziomą i pionową. Asymptota pionowa przypada na punkt nieciągłości, dla którego wartość temperatury wynosi 25 ($^{\circ}\text{C}$), i jest to temperatura

odniesienia dla modułów fotowoltaicznych w punkcie STC (standaryzowane warunki testowe, ang. *Standard Test Conditions*). Natomiast asymptota pozioma pokrywa się z osią temperatury co oznacza, że dla temperatury zmierzającej do $\pm\infty$ temperaturowy współczynnik sprawności teoretycznie zmierza do „0”. Przy czym dla temperatur większych od 25 (°C) sprawność maleje wraz ze wzrostem temperatury pracy paneli PV natomiast w przypadku temperatur mniejszych od 25 (°C) sprawność wzrasta wraz z obniżaniem się temperatury. Jednak praktycznie temperatura pracy paneli PV dla położenia Polski nie powinna przekroczyć wartości 75 (°C). Stąd do wyznaczenia tego współczynnika posłużono się zakresem 35÷50 (°C) co zostało przedstawione na wykresie (Rys. 7.18), który został wykonany w układzie czasowym z obserwacjami uśrednionymi do minuty.



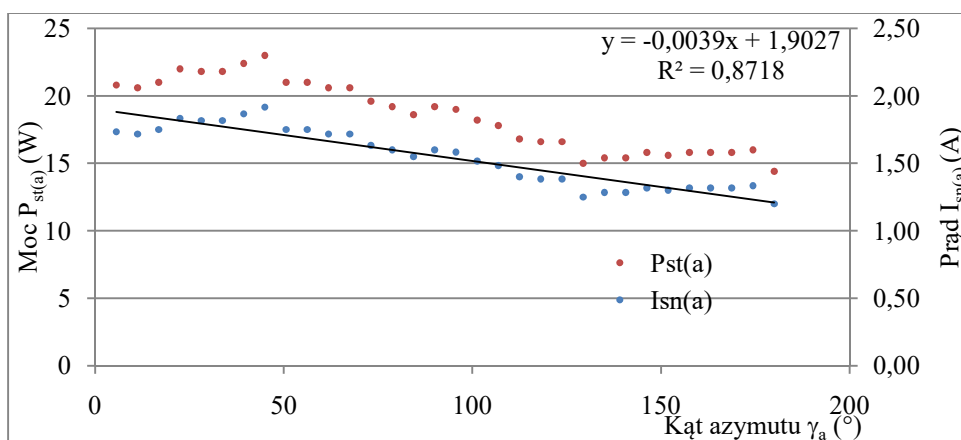
Rys. 7.18. Obserwacje na podstawie, których wyznaczono β_T

Dla tak zdefiniowanego obszaru pomiarowego średnie wartości temperaturowego współczynnika sprawności wynoszą odpowiednio; dla panelu nadażnego $-6,00 \cdot 10^{-3}$ ($1 \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$) przy odchyleniu standardowym $1,90 \cdot 10^{-3}$ ($1 \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$), a dla panelu stacjonarnego $-6,39 \cdot 10^{-3}$ ($1 \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$) przy odchyleniu standardowym $2,70 \cdot 10^{-3}$ ($1 \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$). Wyznaczone wartości cechują się znaczną zmiennością, ale należy zauważyć, iż zostały wyznaczone w warunkach naturalnych przy pomiarze temperatury na powierzchni podstawy ogniw. W literaturze przedmiotu m.in. Klugman–Radziemska [137] podaje znacznie większy przedział ($-8 \cdot 10^{-3} \div -4,7 \cdot 10^{-3} 1 \cdot \text{K}^{-1}$) dla ogniw krzemowych, w którym zawiera się temperaturowy współczynnik sprawności.

7.2.2. Analiza energetyczna pozycjonowania układu nadażnego

Analiza energetyczna układu pozycjonowania powierzchni recepcyjnej obejmuje sterownik PLC, oraz układy wykonawcze w dwóch osiach odpowiednio pionowej i poziomej. Przy czym jest to analiza dodatkowa na potrzeby wyznaczenia efektywności energetycznej.

Obrót wokół osi pionowej odpowiada za położenie powierzchni recepcyjnej w płaszczyźnie azymutu, natomiast w osi poziomej za obrót w płaszczyźnie pionowej prostopadłej do azymutu. Niezależnie do tego czy układ pozycjonuje w płaszczyźnie pionowej czy poziomej to możemy w nim wyróżnić część mechaniczną, napędową tj. silnik, oraz elektryczną związaną z ograniczeniem zakresu obrotu tj. wyłączników krańcowych. Ze względu na to, że układ był wykonany w wersji laboratoryjnej to do pozycjonowania w płaszczyźnie pionowej zastosowano przekładnię łańcuchową, a dla pozycjonowania w płaszczyźnie azymutu przekładnię zębatą jednostopniową. Odpowiednio przekładnie poszczególnych układów były napędzane silnikiem napięcia stałego (DC) 12 (V) w konstrukcji, którego to była jeszcze przekładnia typu samohamownego (ślimakowa), co pozwoliło na uzyskanie znacznych przełożeń i braku potrzeby stosowania zespołu hamulca. Analizę energetyczną sprowadzono do prądów pobieranych przez poszczególne urządzenia układu tj. sterownik PLC oraz silniki (DC). Sterownik PLC pobierał prąd na uaktywnienie magistrali sterującej. W dokumentacji technicznej takich sterowników można znaleźć informacje o poborze prądu przez sterowniki. W zależności od stopnia wykorzystania urządzeń wejścia i wyjścia średni pobór podawany jest na poziomie kilkuset (mA), natomiast w przypadku, który był wykorzystany w badaniach to jego pobór nie przekraczał 150 (mA) przy obciążeniu dwóch wyjść przekładnikowych.



Rys. 7.19. Zależność obciążenia prądowego oraz mocy od kąta położenia w płaszczyźnie azymutu

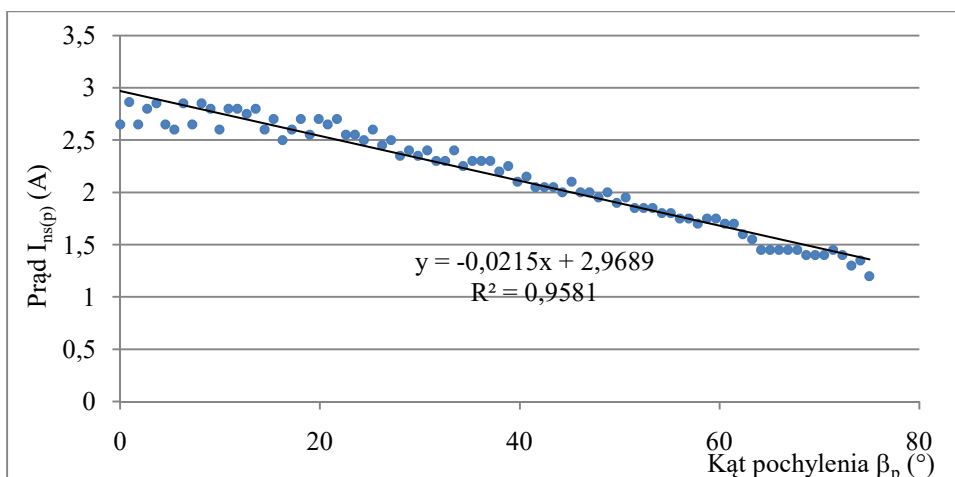
Układ pozycjonowania w płaszczyźnie azymutu pobierał prąd w zależności do kąta położenia co zostało przedstawione na wykresie (Rys. 7.19). Jak z przedstawionej charakterystyki wynika, wartość prądu zależy od kąta położenia i jest to związane z własnością przekładni mechanicznej zastosowanej. Stąd wartość prądu można opisać równaniem empirycznym (7.5).

$$I_{sn(a)} = -0,0039 \cdot \gamma_a + 1,9 \quad (7.5)$$

gdzie:

γ_a – doświadczalny kąt azymutu dla układu badawczego (°).

W dalszych obliczeniach do zależności (7.5) dodano wartość prądu na podtrzymanie pracy sterownika PLC. Natomiast charakterystkę pracy przekładni pozycjonującej położenie powierzchni recepcyjnej w płaszczyźnie pionowej przedstawiono na wykresie (Rys. 7.20). Przedstawiona charakterystyka cechuje się znacznie większym zróżnicowaniem poboru prądu na przestawienie powierzchni recepcyjnej w właściwe położenie i jest bardziej zależna od kąta pochylenia płaszczyzny recepcyjnej mierzonego doświadczalnie (β_p).



Rys. 7.20. Zależność obciążenia prądowego od kąta położenia powierzchni recepcyjnej w płaszczyźnie pionowej

Wartość prądu można opisać zależnością liniową (7.6)

$$I_{ns(p)} = -0,0215 \cdot \beta_p + 2,97 \quad (7.6)$$

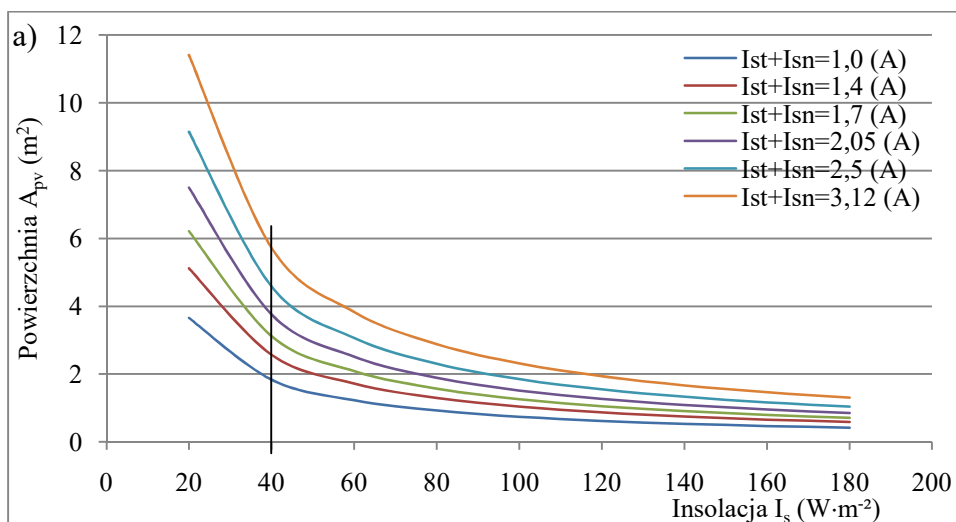
gdzie:

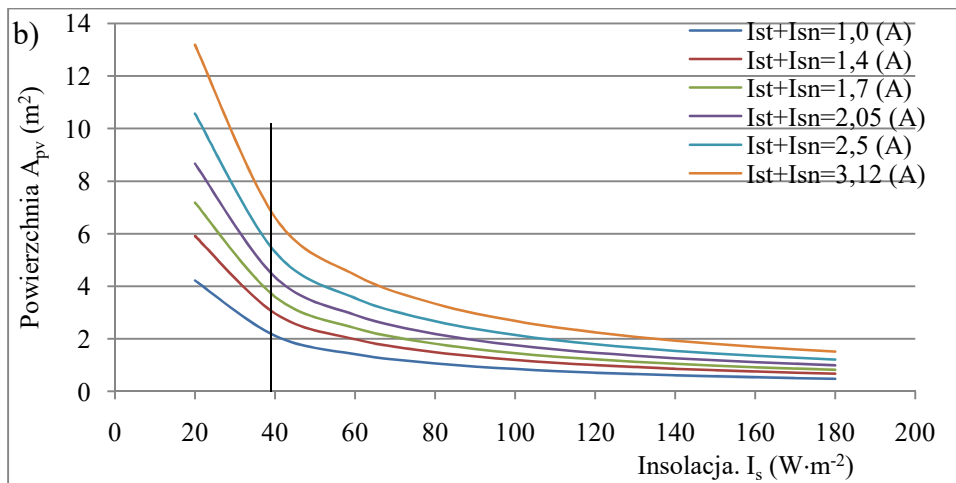
β_p –doświadczalny kąt pochylenia powierzchni recepcyjnej dla układu badawczego (°).

Tak jak wyżej w dalszych obliczeniach do zależności (7.6) została dodana wartość prądu na podtrzymanie pracy sterownika PLC. Należy zaznaczyć iż podane charakterystyki prądowe są sporządzone dla wartości średnich wyznaczonych z co najmniej trzech powtórzeń. Znacznie większe wartości poboru prądu dla pozycjonowania w płaszczyźnie pionowej wynikają z niewyważenia elementów powierzchni recepcyjnej. Jest to związane z tym, że konstrukcja dla posadowienia paneli PV została dobudowana już do istniejącego rozwiązania co przyczyniło się od powstania niewyważenia. Do symulacji w zakresie energetycznym zostały wykorzystane zależności zgodne z opisem (7.5 i 7.6) natomiast do wyznaczenia charakterystyk efektywności na podstawie mocy zostały przyjęte skrajne oraz uśrednione wartości z charakterystyk (Rys. 7.19 i 7.20).

7.2.3. Wyznaczenie granicznych parametrów efektywnej pracy układu nadążnego

Jednym z kryteriów projektowania instalacji PV nadążnych jest ich efektywność, która może być definiowana w zależności od wyzwań stawianych tym instalacjom. W pracy zaproponowano m.in. efektywność odniesioną do mocy pobieranej przez układ pozycjonowania. Na podstawie analizy układu nadążnego (roz. 7.2.2) określono zakres poboru prądu przy ustalonym napięciu DC 12 (V), przez elementy wykonawcze układu nadążnego dla poszczególnych osi, oraz doświadczalnie określonego temperaturowego współczynnika sprawności (β_T), wyznaczono monogramy określające powierzchnię instalacji PV w zależności od promieniowania przy ustalonym poborze prądu na pozycjonowanie. W pierwszym wariancie przyjęto sprawność badanych paneli PV zgodnie z danymi znamionowymi, natomiast w drugim wariancie założono sprawność dla obecnie dostępnych krzemowych paneli PV na poziomie 20 (%). Stąd do obliczeń w pierwszym wariancie przyjęto sprawność w warunkach STC 14,7 (%), przy założeniu stałej temperatury otoczenia na poziomie 5 (°C) i 30 (°C) co zostało odpowiednio przedstawione na wykresach (Rys. 7.21 a i b). Przyjmując odpowiednio napęd układu nadążnego, a co zatym idzie nominalne obciążenie prądowe przy zasilaniu DC 12 (V), można określić minimalną wartość promieniowania słonecznego przy zadanej powierzchni instalacji PV, dla której układ będzie pracował efektywnie.

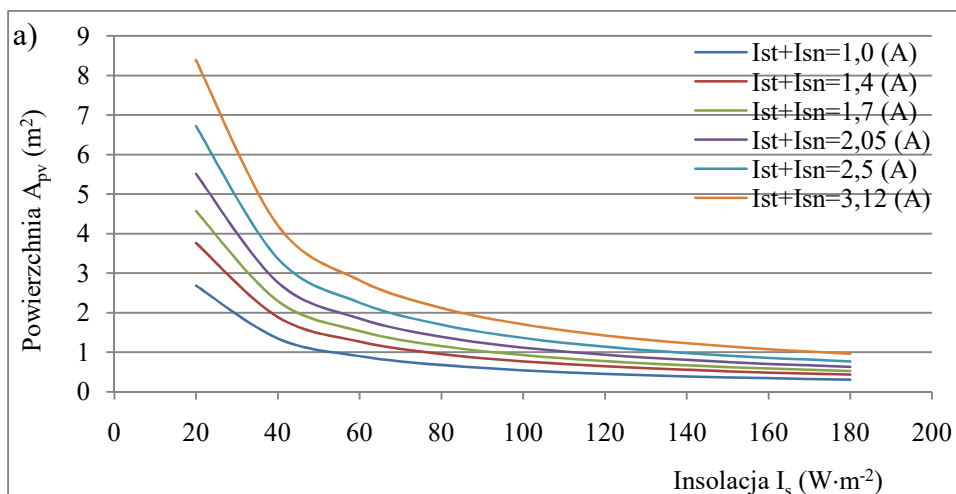


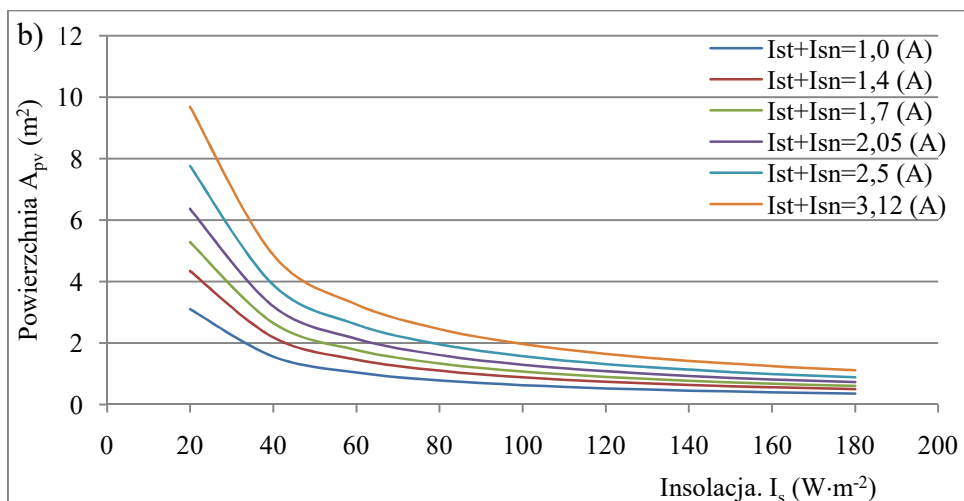


Rys. 7.21. Zależność powierzchni instalacji PV od natężenia promieniowania przy ustalonym obciążeniu prądowym układu nadążnego dla zachowania efektywnej pracy, odpowiednio dla temperatury otoczenia; a) 5 (°C), b) 30 (°C)

Z wyznaczonych charakterystyk można zauważyć iż praca układu nadążnego będzie efektywna niezależnie od obciążenia prądowego jeżeli natężenie promieniowania słonecznego przekroczy wartość 40 ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$). Przy czym w zależności od temperatury otoczenia minimalna powierzchnia instalacji powinna wynieść co najmniej 7 (m^2) dla temperatury otoczenia 30 (°C), a przy obniżeniu jej do 5 (°C) powierzchnia wystarczająca do efektywnej pracy układu nadążnego wynosi 6 (m^2).

Dla drugiego wariantu obliczenia zostały zilustrowane graficznie odpowiednio na wykresach (Rys. 7.22. a i b). Wzrost sprawność do 20 (%) dla przyjętych paneli PV przyczynił się zmniejszenia wymaganej powierzchni instalacji PV do jej efektywnej pracy, odpowiednio do 4 (m^2) przy temperaturze otoczenia 5 (°C) i 5 (m^2) przy temperaturze 30 (°C), przy zachowaniu pozostałych parametrów z wariantu I.



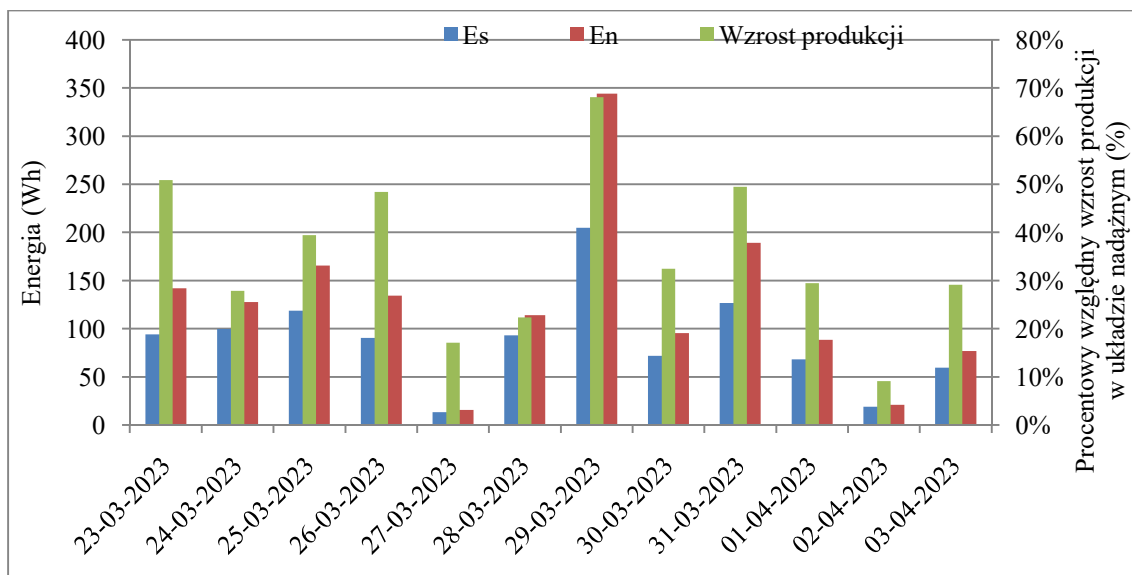


Rys. 7.22. Zależność powierzchni instalacji PV dla wariantu II od natężenia promieniowania przy ustalonym obciążeniu prądowym układu nadążnego dla zachowania efektywnej pracy, odpowiednio dla temperatury otoczenia; a) 5 (°C), b) 30 (°C)

Wskazana minimalna powierzchnia instalacji PV do jej efektywnej pracy w układzie nadążnym ma nie tylko wymiar praktyczny przy projektowaniu takich instalacji ale pozwala również na wskazanie/ewentualnie sprawdzenie minimalnego natężenia promieniowania słonecznego przy którym układ sterowania przejdzie w stan stagnacji. Odnosząc się do analiz zawartych w podrozdziale (7.1.1) w którym to określono że dla przyjętego rozwiązania czujnika kierunku maksymalnego promieniowania układ sterowania przechodzi w stan stagnacji przy promieniowaniu słonecznym poniżej wartości 60 ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$), co w kontekście bieżącej analizy zmierzającej do określenia minimalnej powierzchni recepcyjnej instalacji PV do jej efektywnego działania jest zasadne. Oznacza to że układ sterowania wcześniej przejdzie w stan stagnacji zanim osiągnie minimalne promieniowanie słoneczne do efektywnego działania samej instalacji PV, mając na uwadze prądowe obciążenie układu sterowania.

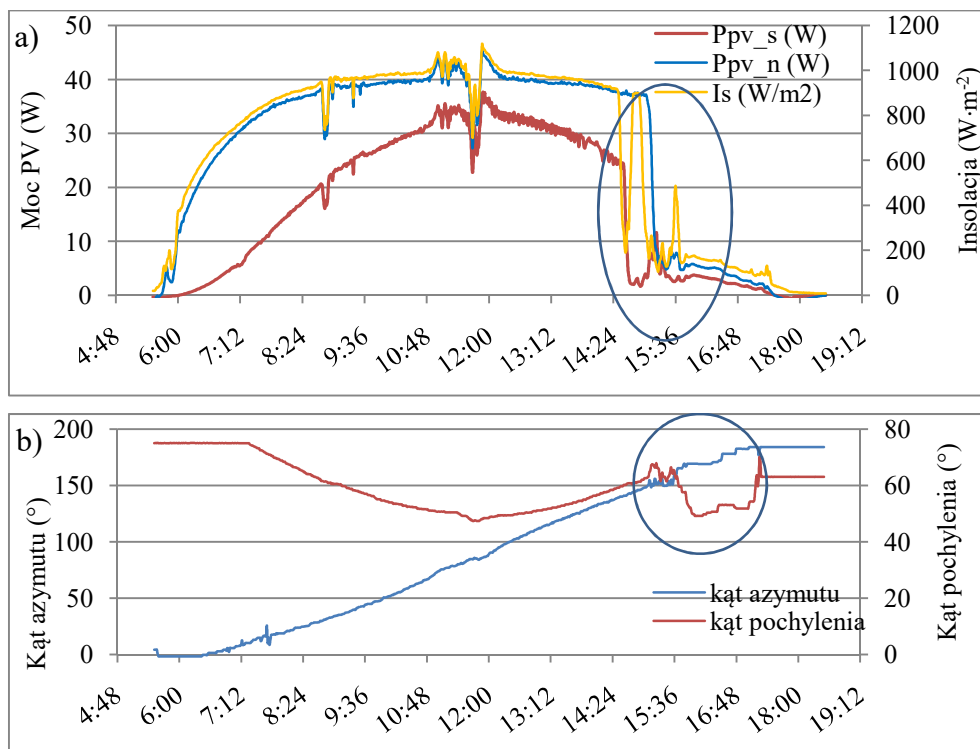
7.2.4. Ocena efektywności energetycznej układu nadążnego

Analizę oceny efektywności nadążnego układu PV wykonano w odniesieniu do pracy takiego samego układu pracującego stacjonarnie. Do analizy wybrano okres 12-to dniowy tuż po przesileniu wiosennym. Podyktowane było to ograniczeniem kąta azymutu do 180 (°), oraz naturalnym otoczeniem stanowiska badawczego. Ograniczeniami były otaczające budynki o dużych przeszkleniach i drzewostan. Analizę rozpoczęto od ogółu do szczegółu, wyznaczając dzienną ilość energii produkowanej z poszczególnych instalacji na podstawie uśrednionych wartości do minuty z danych, które były rejestrowane w interwale 1 (Hz). Wyniki tych obliczeń zostały przedstawione graficznie na wykresie (Rys. 7.23).



Rys. 7.23. Porównanie dziennej wielkości produkcji energii elektrycznej w instalacji PV nadążnej i stacjonarnej

Niezależnie od dziennej ilości produkcji energii elektrycznej w przedmiotowych instalacjach można stwierdzić, iż instalacja nadążna generowała więcej energii od stacjonarnej. Wzrost produkowanej energii w instalacji nadążnej był w zakresie od 10 (%) do 68 (%). Największy wzrost zaobserwowano 29 kwietnia, w tym dniu instalacja nadążna wyprodukowała niespełna 350 (Wh), a instalacja stacjonarna 205 (Wh). Natomiast najmniejsza różnica wystąpiła 2 kwietnia, kiedy produkcja energii nie przekroczyła 20 (Wh) dla instalacji stacjonarnej i 22 (Wh) nadążnej. W dalszej kolejności dokonano analizy szczegółowej dla wybranych dni poczynając od obserwacji o największej produkcji energii. Na wykresach (Rys. 7.24 a i b) przedstawiano odpowiednio przebieg mocy generowanej przez moduły i wymuszenie w postaci insolacji, oraz kąty ustawiane płaszczyzny recepcyjnej modułu nadążnego. Przebiegi mocy jak i insolacji są parabolami, co jest zgodne z oczekiwaniem. Insolacja była mierzona w układzie nadążnym, stąd moc dla modułu nadążnego praktycznie pokrywa się z przebiegiem insolacji. Natomiast w przebiegu mocy dla instalacji stacjonarnej obserwujemy nieznaczną asymetrię, co może wynikać z układu magazynowania energii elektrycznej, z którym współpracują instalacje. Można również zauważyć gładki przebieg tak kąta azymutu jak i pochylenia płaszczyzny recepcyjnej, co potwierdza wstępnie, że czujnik wraz z układem sterowania poprawnie identyfikują kierunek maksymalnego promieniowania, który w tym przypadku pokrywa się z położeniem Słońca na nieboskłonie. Należy również zwrócić uwagę na obserwowalne zakłócenia po godzinie 14:30, które pochodzą od naturalnych przeszkód, które w tym przypadku obciążają analizę dodatkowymi błędami identyfikowalnymi co do pochodzenia lecz niemierzalnymi.



Rys. 7.24. Przebieg czasowy z dnia 29 marca: a) mocy generowanej przez moduły PV i insolacji, b) kątów ustawienia instalacji nadążnej

Następnie na podstawie danych sekundowych wyznaczono drogę kątową przebytą w każdym kierunku dla poszczególnych osi obrotu i energię pobraną na przebycie tej drogi, co został przedstawione w tabeli 7.2.

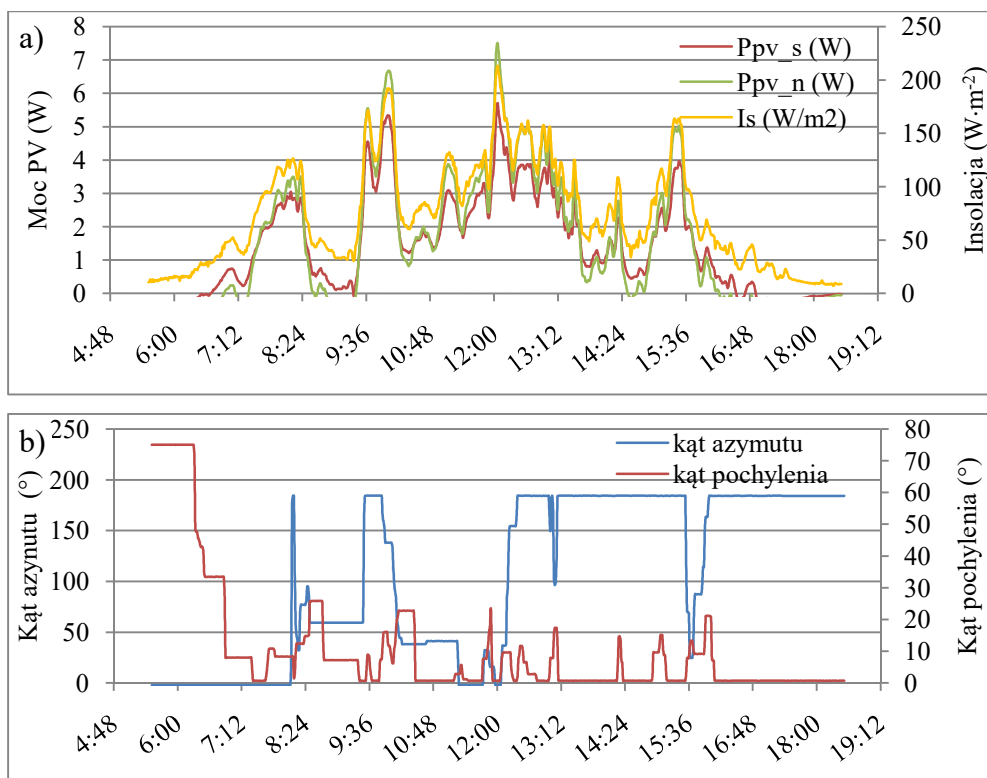
Tabela 7.2. Zestawienie drogi kątowej oraz energii na przebycie tej drogi

Data	Kąt obr. na zachód ($^{\circ}$)	Kąt obr. na wschód ($^{\circ}$)	Kąt obr. do poziomu ($^{\circ}$)	Kąt obr. do pionu ($^{\circ}$)	Energia dla azym. (Wh)	Energia dla pion (Wh)
29.03.2023	1160	950	56	52	375	29
02.04.2023	728	503	99	152	268	105

Obliczona droga kątowa w dniu 29 marca dla układu pozycjonowania w płaszczyźnie azymutu wynosiła 2110 ($^{\circ}$) (1160+950), a w płaszczyźnie pionowej 108 ($^{\circ}$), co przełożyło się na pobranie energii elektrycznej o łącznej wartości 404 (Wh). Przyczyną nadmiernego zużycia energii na podążanie modułu za pozornym ruchem Słońca jest układ pozycjonowania w płaszczyźnie azymutu, a dokładnie przekładnia wraz z zastosowanym silnikiem DC, która pracowała przy prędkości kątowej 0,11 ($rad \cdot s^{-1}$) co odpowiada 6,3 ($^{\circ} \cdot s^{-1}$). Taka prędkość kątowa w płaszczyźnie azymutu powoduje wpadanie układu pozycjonowania okresowo w drgania. Natomiast prędkość kątowa $19,2 \cdot 10^{-3}$ ($rad \cdot s^{-1}$) [$1,1$ ($^{\circ} \cdot s^{-1}$)] pozycjonowania w płaszczyźnie pionowej w tym przypadku została dobrana odpowiednio.

Podobną analizę przeprowadzono dla dnia 2 kwietnia o stosunkowo niskiej produkcji energii elektrycznej, co przedstawiono na wykresach (Rys. 7.25). W tym dniu natężenie

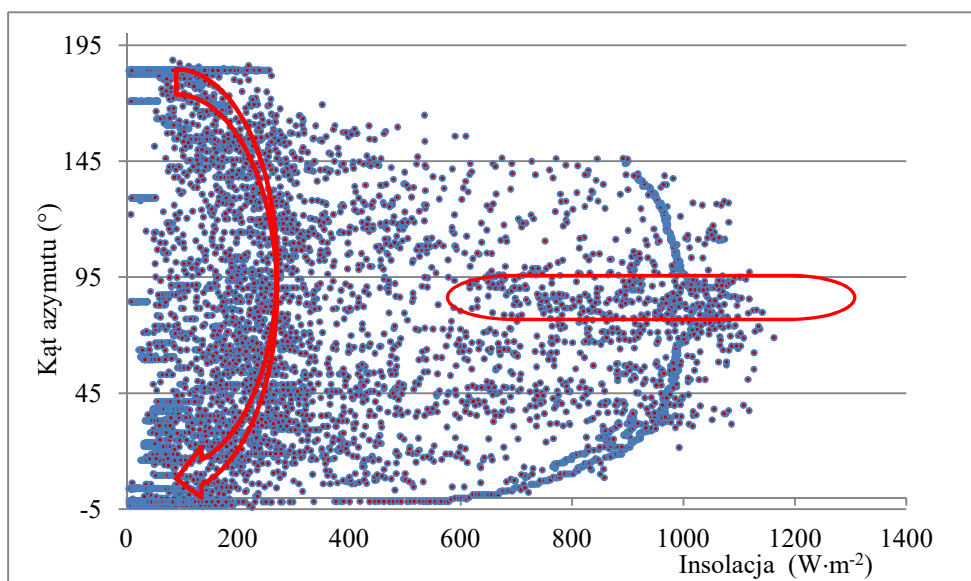
promieniowania słonecznego uśrednione do minuty nie przekroczyło wartości $250 \text{ (W}\cdot\text{m}^{-2}\text{)}$, co daje podstawę do stwierdzenia, iż było ono tylko dyfuzyjne (analiza modelu 6.5). Przy tak niskim promieniowaniu obserwujemy, iż moc generowana przez moduł PV nadążny jest wyraźnie wyższa (maksymalnie 2 (W)) niż moc generowana przez PV stacjonarny (Rys. 7.25a linia „zielona” i „czerwona”), co pozwala na stwierdzenie, iż układ nadążny efektywniej pracuje.



Rys. 7.25. Przebieg czasowy z dnia 2 kwietnia: a) mocy generowanej przez moduły PV i insolacji, b) kątów ustawienia instalacji nadążnej

Wynika to z położenia powierzchni recepcyjnej modułu nadążnego co możemy zaobserwować na wykresie (Rys. 7.25b). Na wykresie przebiegu kąta pochylenia płaszczyzny zmienia się on w niewielkim zakresie tj. od 0 do 20° maksymalnie, poza początkowym położeniem. Obserwowane piki dają podstawę do stwierdzenia, iż chwilowo wystąpił wzrost składowej bezpośredniej w całkowitym strumieniu insolacji. Natomiast położenie modułu w płaszczyźnie azymutu staje się całkowicie dowolne, a jego zmiany są dość znaczne ograniczone wyłącznikami krańcowymi. Efektem pozycjonowania jest wzrost drogi kątowej w płaszczyźnie pionowej do wartości 251° i zmniejszeniu drogi w płaszczyźnie azymutu do wartości 1231° w odniesieniu do przypadku z dnia 29 marca. Zmniejszenie drogi kątowej w płaszczyźnie azymutu wynika z faktu, iż układ przy tak niskim promieniowaniu przechodził w stan stagnacji. Efekt ten jest obserwowalny również w pozycjonowaniu w płaszczyźnie pionowej. Ze względu, że układ mechaniczny pozycjonowania w płaszczyźnie

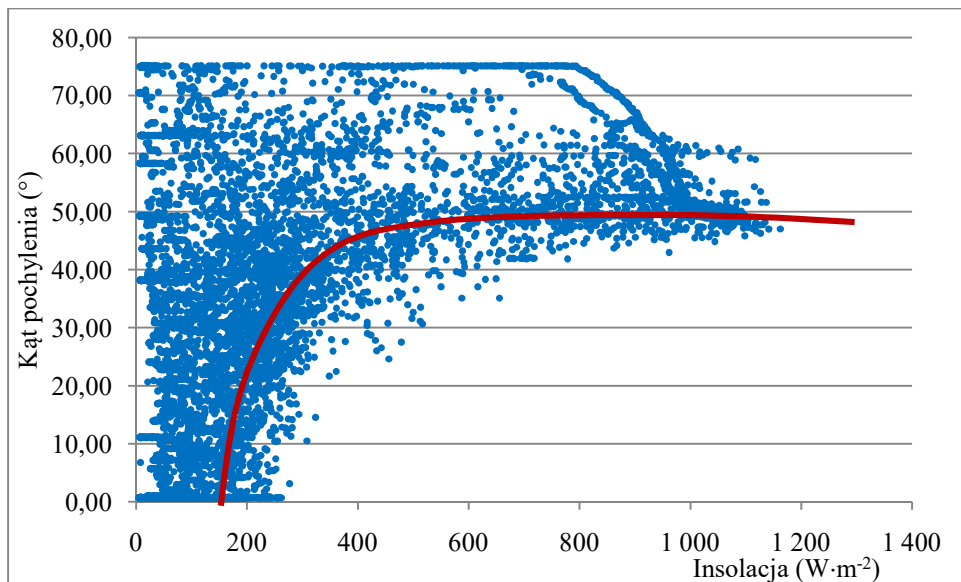
azymutu jest źle dobrany dalszą analizę sprowadzono do określenia zależności pomiędzy natężeniem promieniowania słonecznego a odpowiednio kątami pozycjonowania. Wyniki tej analizy zostały przedstawione odpowiednio na wykresach (Rys. 7.26) dla kąta azymutu i (Rys. 7.27) kąta pochylenia płaszczyzny recepcyjnej modułu.



Rys. 7.26. Zależność kąta azymutu od natężenia promieniowania słonecznego

Na wykresie (Rys 7.27) jest widoczna obwiednia w postaci paraboli obróconej, która pokazuje położenie modułu w płaszczyźnie azymutu przy maksymalnym natężeniu promieniowania słonecznego w danym przedziale czasowym. Obwiednia ta nie jest pełna, ponieważ w drugiej części dnia wstąpiły naturalne przeszkody. Można jeszcze zwrócić uwagę na dwa obszary zgęszczenia punktów tj. obszar punktów zakreślony „owalem czerwonym”, który pokazuje kąt azymutu, gdy Słońce jest w zenicie, oraz łukowe zagęszczeniu punktów odcinające się przy insolacji 350 ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$), a zaznaczone strzałką „czerwoną”, co oczywiście świadczy, że w zakresie niskich insolacji położenie modułu w płaszczyźnie kąta azymutu nie ma znaczenia na wzrost produkowanej energii. W praktyce można wykorzystać fakt ten do wcześniejszego przejścia układu w stan stagnacji dla kąta azymutu.

Odminną charakterystykę obserwujemy na wykresie (Rys. 7.27), przedstawiającą zależność kąta pochylenia modułu od insolacji. Można zaobserwować wyraźne zagęszczeniu punktów, co zostało zaznaczone linią czerwoną. Można stwierdzić, że wzrost insolacji powyżej 400 ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) tj., przy znacznym udziale promieniowania bezpośredniego wymusza kąt pochylenia zmierzający do wartości, około 50 ($^{\circ}$) co jest wysokością Słońca dla położenia geograficznego Krakowa i okresu prowadzonych badań.



Rys. 7.27. Zależność kąta pochylenia od natężenia promieniowania słonecznego

Natomiast dla niższych wartości insolacji do $400 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2}\text{)}$, optymalne pochylenie płaszczyzny recepcyjnej zmierza do 0° , co oznacza, że powierzchnia recepcyjna modułu powinna być poziomo, czyli równoległe do powierzchni ziemi. W tym przypadku praktyczne wykorzystanie tej zależności powinno sprowadzić się do wcześniejszego ustawienia powierzchni modułu w położeniu poziomym tzn. przy natężeniu promieniowania poniżej $200 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2}\text{)}$. Sformułowane wnioski są komplementarne w odniesieniu do przeprowadzonej analizy modelu (6.5), opisującego insolację na powierzchnię dowolnie usytuowaną.

8. Dyskusja

Globalne prognozy zapotrzebowania na energię wskazują, że na przestrzeni kolejnych lat utrzymana będzie tendencja wzrostowa w zakresie konsumpcji energii elektrycznej. Pokrycie rosnącego zapotrzebowania będzie wymagało nie tylko inwestycji w nowe moce wytwórcze, ale również działań w zakresie poprawy efektywności pracy już istniejących źródeł. Z raportu Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) [144] wynika, że do roku 2030 odnawialne źródła energii będą miały ok. 80 (%) udział w nowych mocy wytwórczych, a połowę tego udziału będą stanowiły systemy fotowoltaiczne co już stało się w warunkach krajowych. W dłuższej perspektywie przewiduje się, że globalna produkcja energii elektrycznej do roku 2050r. może potroić się. W tym czasie ma nastąpić dynamiczny rozwój systemów OZE i będą one w stanie wygenerować 90 (%) całkowitej produkcji energii elektrycznej na świecie [12]. Oczekuje się dynamicznego rozwoju szczególnie w zakresie systemów fotowoltaicznych i energetyki wiatrowej, które będą odpowiedzialne za 60 (%) całkowitej produkcji energii ze źródeł odnawialnej [145].

Dynamicznie rozwijające się w ostatnich latach systemy fotowoltaiczne pozwalają na generację energii elektrycznej przy niskich wskaźnikach emisji zanieczyszczeń i niskim koszcie [12]. Niestety, dużym ich ograniczeniem jest niska sprawność konwersji energii promieniowania słonecznego, co wymusza wzrost powierzchni czynnej paneli PV oraz uzależnienie skali produkcji energii elektrycznej od warunków meteorologicznych. Potrzeba ograniczania powierzchni wykorzystywanej przez system PV oraz maksymalizacji wykorzystania dostępnej energii promieniowania słonecznego przyczyniła się do wzrostu zainteresowania rozwiązaniami pozwalającymi na wzrost uzysku energii z danej powierzchni czynnej paneli PV. W literaturze są dostępne doniesienia o poprawie sprawności konwersji energii m.in. poprzez wykorzystanie nowych materiałów do produkcji ogniw fotowoltaicznych, obniżenie temperatury powierzchni czynnej [146], usuwanie kurzu i innych zabrudzeń [147], czy eliminację zacielenia. Wymienione działania związane z eksploatacją siłowni PV jednak pozwalają tylko na wzrost sprawności konwersji energii w ograniczonym zakresie, najczęściej oscylującym wokół kilku procent. Dodatkowo nakłady np. energetyczne na chłodzenie paneli czy zużycie wody są często zbyt duże by w praktyce były one realizowane na dużych instalacjach. W rozwiązaniach komercyjnych wzrost uzysk energii coraz częściej jest osiągany dzięki wykorzystaniu systemów nadążnych. Pozwalają one na zmiany położenia powierzchni recepcyjnej w jednej lub dwóch osiach w czasie pozornego ruchu Słońca. Systemy te nie zmieniają sprawności jednak umożliwiają zwiększenie uzysku energii elektrycznej w porównaniu do systemów stacjonarnych na poziomie kilkudziesięciu

procent [148], [149], [150], [151],[152]. Na efektywność prezentowanych w literaturze i stosowanych w praktyce rozwiązań wpływa m.in. sposób sterowania położeniem paneli PV. Do realizacji tego zadania konieczna jest informacja o kierunku maksymalnego strumienia promieniowania słonecznego. Najprostszym rozwiązaniem jest określenie pozycji Słońca na podstawie danych kalendarzowych i obliczeń matematycznych dotyczących trajektorii pozornego ruchu Słońca. Niestety, ale rozwiązanie to nie uwzględnia aktualnych warunków meteorologicznych. W literaturze dostępne są liczne rozwiązania konstrukcyjne czujnika kierunku promieniowania słonecznego, których wady i zalety zostały przedstawione w przeglądzie literatury. Do najważniejszych ograniczeń znanych rozwiązań należą: śledzenie pozycji Słońca przy natężeniu promieniowania powyżej określonego poziomu, np. $140 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$, złożony proces jego produkcji [84], [91] i/lub kalibracji [65], [102], ograniczone pole widzenia nieboskłonu [85], czy też praca w wąskim zakresie zmian natężenia promieniowania słonecznego [92], wrażliwość na korozję oraz zanieczyszczenia np. czujników kolimacyjnych. Mając na uwadze przedstawione ograniczenia opracowano czujnik kierunku maksymalnego promieniowania słonecznego nieboskłonu, który charakteryzował się prostą konstrukcją mechaniczną i elektryczną. Jego konstrukcja opierała się na stożku o kącie wierzchołkowym 90° , którego podstawa została wyciągnięta do góry, a całość zamknięto walcem z przezroczystą przesłoną od góry i puszką elektryczną również o kształcie walca od dołu. Konstrukcyjnie czujnik zbliżony jest do rozwiązania przedstawionego w pracach [72], [105], [95], [96], lecz istotną różnicą polegającą na rozmieszczeniu czterech sensorów promieniowania (fotodiody) na wewnętrznej powierzchni stożka zewnętrznego. Fotodiody rozmieszczono symetrycznie w taki sposób by kąt pełny podzielić na cztery równe części. Celowe rozmieszczenie elementów na części stożka pozwoliło na zachowanie dobrej odporności czujnika na zakłócenia związane z odbiciem promieniowania od podłoża i innych przeszkód co stanowiło istotną jego przewagę nad dotychczas eksploatowanymi czujnikami. Cennym osiągnięciem jest również uzyskanie zwartej konstrukcji czujnika, którego średnica wynosi 90 (mm) a wysokość 63 (mm). Cztery fotodiody zabudowane na czujniku generują prąd elektryczny, który w stanie jałowym jest liniowo zależny od natężenia promieniowania słonecznego i charakteryzuje się bardzo małym współczynnikiem zmiany w funkcji temperaturowej. Dzięki wykorzystaniu rezystora o małej rezystancji i podłączeniu go do sensora równolegle, możliwe było przejście na cztery sygnały napięciowe, proporcjonalnie do prądu nasycenie fotodiod. Po wzmocnieniu uzyskano sygnały o napięciu w zakresie od 200 do 450 (mV) przy natężeniu promieniowania słonecznego w zakresie $600\text{--}900 \text{ (W} \cdot \text{m}^{-2})$. Dla rejestrowanych sygnałów uzyskano napięcie niezrównoważenia na poziomie $\pm 300 \text{ (mV)}$. Był to wystarczający zakres zmian by uzyskany sygnał wykorzystać do sterowania pracą układu

napędowego, którego zadaniem było zminimalizować niezrównoważenie sygnałów poprzez niezależne, naprzemienne sterowanie w dwóch osiach i ustawienie czujnika prostopadle do kierunku maksymalnego strumienia promieniowania słonecznego. W celu eliminacji drgań w układzie budując algorytm sterowania ograniczono nadmierną jego czułość poprzez przyjęcie histerezy (braku reakcji) układu na poziomie $\pm 9,5$ (mV) co stanowi wartość kąta $\varepsilon = \pm 0,02$ (rad). W literaturze są prezentowane rozwiązania o wyższej czułości [79], [85], [92], [102], lecz mając na uwadze przeznaczenie urządzenia do celów utylitarnych, uznano za stosowne ograniczenie jego czułości. Wykonane badania potwierdziły poprawność działania czujnika zarówno w warunkach, w których dominuje promieniowanie bezpośrednie (natężenie promieniowania słonecznego większe niż $400 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$) jak i dla promieniowania rozproszonego (natężenie promieniowania słonecznego poniżej $200 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$) zarówno w czasie sterowania płaszczyzną pionową jak i poziomą. Opracowane bowiem w pracy zależność opisujące teoretyczne wartości różnicy sygnałów y_1^* oraz y_2^* (odpowiednio w płaszczyźnie poziomej i pionowej) dla przedmiotowego czujnika były porównywalne z wartościami rzeczywistymi zarejestrowanymi w czasie pracy układu przy ustawieniu czujnika w położeniu zenitu Słońca. Wartości błędu bezwzględnego dla promieniowania bezpośredniego były na poziomie nie przekraczającym $\pm 9,5$ (mV), który był jednocześnie poziomem przyjętej czułości.

Przeprowadzone testy wykazały, że układ nadążny wyposażony w przedmiotowy czujnik przechodzi w stan stagnacji przy granicznym natężeniu promieniowania słonecznego poniżej $60 (\text{W} \cdot \text{m}^{-2})$ a płaszczyzna recepcyjna w tym stanie jest ustawiana poziomo. Taka orientacja dla niskich natężeń promieniowania słonecznego wynika m.in. z modelu (6.5) promieniowania na dowolną płaszczyznę.

Z wykonanych badań wynika, że wykorzystanie zbudowanego czujnika oraz opracowanego autorskiego algorytmu do sterowania położeniem powierzchni czynnej modułów PV pozwoliło na wzrost uzysku energii elektrycznej o 43 (%). Jest to poziom zbliżony [153], [154] a w niektórych przypadkach lepszy od rezultatów doniesień prezentowanych w literaturze [155], [156], [157]. Warto podkreślić, że badania były realizowane w warunkach rzeczywistych pracy układu, lecz o nieoptymalizowanych parametrach konstrukcyjnych samej instalacji PV. W czasie badania zidentyfikowano, że prędkość kątowa przemieszczania się płaszczyzny recepcyjnej w osi pionowej była na poziomie $0,11 (\text{rad} \cdot \text{s}^{-1})$. Wartość ta wynika z cech konstrukcyjnych mechanizmu napędowego i była ona zbyt duża. Potwierdzeniem jest analiza przeprowadzona w podrozdziale 7.2.4 Ponadto w miejscu lokalizacji stanowiska badawczego występowało w godzinach popołudniowych częściowe zacienianie powierzchni czynnej modułów PV. W tej sytuacji wykonywanie analizy dla całego dobowego cyklu pracy było obciążone dodatkowymi

błędami. Ograniczeniem wykorzystanego w badaniu stanowiska było również przewymiarowanie mocy układów napędowych do potrzeb energetycznych. Z badań zawartych w ostatnim podrozdziale 7.2.4 wynika, że zastosowanie układów napędowych pracujących przy prędkościach kątowych powyżej $19,2 \cdot 10^{-3} \text{ (rad} \cdot \text{s}^{-1})$ może generować drgania układu i nadmiernie obciążać wytrzymałościowo jego konstrukcję. Dalsze prace badawcze powinny zmierzać w kierunku lepszego dobrania układów napędowych czy ich opracowania, w szczególności dla osi pionowej. Przyczyniłoby się to ograniczenia zużycia energii na własne potrzeby nadążnej instalacji PV.

9. Wnioski

Przedstawiony w pracy proces modelowania efektywności energetycznej małych instalacji fotowoltaicznych (PV) podążających za kierunkiem maksymalnego promieniowania z nieboskłonu niezależnie od natężenia promieniowania słonecznego jest zagadnieniem złożonym, obejmującym kilka elementów przedmiotowego układu, które muszą efektywnie współdziałać, aby osiągnąć zakładany cel. Wyniki zrealizowanych badań laboratoryjnych oraz eksploatacyjnych potwierdziły sformułowane w rozprawie hipotezy, zakładające, że istnieje możliwość skonstruowania czujnika, który będzie identyfikował poprawnie ten kierunek, przy zachowaniu dużej odporności na zakłócenia pochodzące z bliskich odbić punktowych (H1), a autorski algorytm sterowania oparty na sygnałach z czujnika zapewni poprawne działanie układu pozycjonowania również przy niskich wartościach promieniowania słonecznego (H2). Współdziałanie opracowanego czujnika kierunku maksymalnego strumienia energii promieniowania słonecznego i algorytmu sterującego położeniem powierzchni czynnej modułów PV pozwoliło na pozytywne zweryfikowanie hipotezy (H3) o efektywności energetycznej przedmiotowej instalacji dla niskich wartości natężenia promieniowania w powiązaniu z parametrami konstrukcyjnymi nadążnego układu.

Realizacja interdyscyplinarnego celu pracy wymusiła konieczność analizy wszystkich elementów/zespołów układu nadążnego i opisanie ich działania zależnościami matematycznymi czy empirycznymi stosując przy tym zróżnicowany stopień uproszczenia. Opracowane empirycznie zależności mogą być podstawą do projektowania tego typu układów o różnych wielkościach. Przedstawiona w pracy analiza opracowanych zależności determinujących efektywność energetyczną nadążnej instalacji PV, w powiązaniu z procesem konstruowania czujnika kierunku maksymalnego promieniowania z nieboskłonu pozwala na sformułowanie następujących wniosków:

1. Opracowana konstrukcja czujnika kierunku maksymalnego promieniowania słonecznego, oparta na modelach matematycznych sygnałów pochodzących z elementów fotoczułych pozwoliła na detekcję kierunku maksymalnego promieniowania przy histerezie kąt $\varepsilon = \pm 1,14$ (°), co odpowiada kątowi godzinowemu 4,5 min, a zarazem potwierdza hipotezę H1.
2. Średni błąd wyznaczonego doświadczalnie skorygowanego współczynnika proporcjonalności prądu nasycenia PV fotodiody był zadowalająco niski i kształtował się na poziomie 5 (%). Wyznaczona teoretycznie wartość przedmiotowego współczynnika $((k_I \cdot k)^* = 0,406)$ i zweryfikowana doświadczalnie $((k_I \cdot k) = 0,387)$, dają

- podstawę do stwierdzenia, że opracowane zależności matematyczne dobrze identyfikują zjawiska i mogą być wykorzystane w jego skalowaniu.
3. Konstrukcja czujnika kierunku maksymalnego promieniowania słonecznego oparta na dwóch stożkach (wewnętrznym i zewnętrznym) o kącie wierzchołkowym 90° , zamknięta od góry przezroczystą przysłoną, a na zewnątrz powierzchnią walcową wyposażoną w cztery elementy fotoczule rozmieszczone na stożku zewnętrznym w podziałce 90° dała zadowalające efekty w badaniach eksploatacyjnych i potwierdziła hipotezę H1. Opracowana konstrukcja czujnika jest przedmiotem zgłoszenia patentowego – załącznik 1.
 4. Opracowany algorytm sterowania, a modyfikowany w trakcie badań, którego ostateczną wersję przedstawiono na schemacie blokowym (Rys. 6.6), oparty na czterech sygnałach z elementów fotoczulych i definiowanej histerezie Δ , która została wyznaczona na poziomie 7 (mV) w podrozdziale 7.1.1, pozwala na identyfikację kierunku maksymalnego promieniowania przy wartości insolacji na poziomie od $60 \text{ (W}\cdot\text{m}^{-2})$, co jest potwierdzeniem hipotezy H2. Opracowany algorytm sterowania jest przedmiotem zgłoszenia patentowego – załącznik 2.
 5. Podstawą do określenia efektywności energetycznej układu nadążnego zgodnie z zależnościami (6.13 i 6.14) jest temperaturowy współczynnik sprawności, który został wyznaczony doświadczalnie dla badanych modułów PV, a jego wartość wynosi $-6,00\cdot 10^{-3} \text{ (}^\circ\text{C}^{-1})$.
 6. Na podstawie zależności (6.22) wyprowadzonej z (6.13), opracowano monogramy opisujące zależność powierzchni instalacji PV od insolacji przy założonym poborze prądu na pozycjonowanie powierzchni recepcyjnej, tak aby praca takiej instalacji była efektywna. Dla przykładu: praca układu nadążnego będzie efektywna niezależnie od obciążenia prądowego na sterowanie jeżeli natężenie promieniowania słonecznego przekroczy wartość $40 \text{ (W}\cdot\text{m}^{-2})$, pod warunkiem że powierzchnia instalacji PV będzie co najmniej $7 \text{ (m}^2)$, a temperatura otoczenia nie przekroczy $30 \text{ (}^\circ\text{C)}$. Opracowane zależności są również potwierdzeniem hipotezy H3.
 7. Na podstawie analizy określającej nakłady energetyczne na pozycjonowanie w poszczególnych płaszczyznach stwierdzono, iż układ mechaniczny pozycjonowania w płaszczyźnie pionowej przedstawiający powierzchnię recepcyjną z prędkością kątową $19,2\cdot 10^{-3} \text{ (rad}\cdot\text{s}^{-1})$ jest właściwie dobrany w przeciwieństwie do układu pozycjonowania w płaszczyźnie azymutu dla której zastosowany mechanizm o prędkości kątowej $0,11 \text{ (rad}\cdot\text{s}^{-1})$ wywołuje drgania.

8. W analizowanym okresie instalacja PV nadążna wyprodukowała 43% więcej energii niż stacjonarna, przy czym największy wzrost produkcji wystąpił w dniu słonecznym i wyniósł on 68 (%). Natomiast najmniejszy wzrost produkcji energii z nadążnej instalacji był na poziomie 10 (%) i wystąpił w dniu, gdy energia promieniowania słonecznego nie przekroczyła 1 (kWh·m⁻²).

Literatura

- [1] Natural Gas EU Dutch TTF, „Natural Gas EU Dutch TTF”. [Online]. Dostępne na: <https://pl.tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>
- [2] „Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia”. Dostęp: 10 marzec 2023. [Online]. Dostępne na: https://www.wnp.pl/gornictwo/notowania/ceny_wegla/
- [3] J. Berrisch, S. Pappert, F. Ziel, i A. Arsova, „Modeling volatility and dependence of European carbon and energy prices”, *Finance Res. Lett.*, t. 52, s. 103503, mar. 2023, doi: 10.1016/j.frl.2022.103503.
- [4] „Raport ONZ: Liczba ludności na świecie osiągnie w tym roku 8 miliardów”. Dostęp: 12 grudzień 2022. [Online]. Dostępne na: <https://forsal.pl/gospodarka/demografia/artykuly/8489345,liczba-ludnosci-na-swiecie-onz-raport.html>
- [5] „Global coal consumption, 2000-2025 – Charts – Data & Statistics”, IEA. Dostęp: 23 maj 2023. [Online]. Dostępne na: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-coal-consumption-2000-2025>
- [6] „Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE) – Global Energy and Climate Model – Analysis”, IEA. Dostęp: 24 luty 2023. [Online]. Dostępne na: <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model/net-zero-emissions-by-2050-scenario-nze>
- [7] „Announced Pledges Scenario (APS) – Global Energy and Climate Model – Analysis”, IEA. Dostęp: 24 luty 2023. [Online]. Dostępne na: <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model/announced-pledges-scenario-aps>
- [8] „Chiny i Indie stawiają potrzeby gospodarki nad klimatem”, Rzeczpospolita. Dostęp: 24 maj 2023. [Online]. Dostępne na: <https://klimat.rp.pl/energia/art38079951-chiny-i-indie-stawiaja-potrzeby-gospodarki-nad-klimatem>
- [9] „CO2 Emissions in 2022 – Analysis”, IEA. Dostęp: 23 maj 2023. [Online]. Dostępne na: <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>
- [10] „Ekonomiczne aspekty inwestycji jądrowych w Polsce – wpływ na biznes, rynek pracy i społeczności lokalne”, *Pol. Inst. Ekon.*, 2022, [Online]. Dostępne na: https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2022/08/PIE-Raport_Ekonomiczne-aspekty-inwestycji-jadrowych-w-Polsce.pdf
- [11] V. Masson-Delmotte, P. Zhai, A. Pirani, S. L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M. I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T. K.

Maycock, i T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, *IPCC. Podsumowanie dla Decydentów. W: Zmiana Klimatu 2021: Fizyczne Podstawy Naukowe. Wkład I Grupy Roboczej do Szóstego Raportu Oceny Międzyrządowego Zespołu ds. Zmiany Klimatu*. Warszawa: Cambridge University Press, 2021. [Online]. Dostępne na: https://informacje.pan.pl/images/2021/Raport_IPCC_2021_11_04_T%C5%81UMACZENIE_FINAL.pdf

[12] „Renewable power generation costs in 2021”, 2021.

[13] G. E. Monitor i in., „Boom and Bust Coal ’22: Tracking the Global Coal Plant Pipeline”, kwi. 2022, Dostęp: 24 maj 2023. [Online]. Dostępne na: <https://globalenergymonitor.org/report/boom-and-bust-coal-2022/>

[14] J. Mazur, „Eurostat: W UE już 37% energii pochodzi z odnawialnych źródeł”, Magazyny energii. Dostęp: 24 maj 2023. [Online]. Dostępne na: <https://e-magazyny.pl/zielone-wiadomosci/eurostat-w-ue-juz-37-energii-pochodzi-z-odnawialnych-zrodel/>

[15] *Energia elektryczna wytworzona z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacjach (w tym przez prosumentów) i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej w 2022 r.* 2023. [Online]. Dostępne na: https://zielona-energia.cire.pl/files/porta1/186/news/331119/1ba4afa41d53d786c58432b995e4b80dc4f4f8d8b5947396e24162d5e69ea27e.pdf?_gl=1*dsvpzc*_ga*NTQ2OTU0NTkwLjE2ODQ5MDY5ODU.*_ga_Z138K7DC27*MTY4NDkwNjk4NS4xLjEuMTY4NDkwNzI3MS4wLjAuMA..

[16] „DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2018/ 2001 - z dnia 11 grudnia 2018 r. - w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych”.

[17] „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 - Ministerstwo Klimatu i Środowiska - Portal Gov.pl”, Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Dostęp: 24 maj 2023. [Online]. Dostępne na: <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>

[18] „China’s National Energy Administration says the country installed 58 gigawatts of solar capacity in the first 10 months of 2022”. Dostęp: 24 maj 2023. [Online]. Dostępne na: <https://ieefa.org/articles/chinas-national-energy-administration-says-country-installed-58-gigawatts-solar-capacity>

[19] „New report reveals EU solar power soars by almost 50% in 2022 - SolarPower Europe”. Dostęp: 24 maj 2023. [Online]. Dostępne na: <https://www.solarpowereurope.org/press-releases/new-report-reveals-eu-solar-power-soars-by-almost-50-in-2022>

- [20] S. Takyar, „Top 10 European solar power markets of 2022 - REGlobal - Mega Trends & Analysis”, REGlobal. Dostęp: 24 maj 2023. [Online]. Dostępne na: <https://reglobal.co/top-10-european-solar-power-markets-of-2022/>
- [21] „European Union To Exit 2022 With Over 41 GW Solar Installed | TaiyangNews”. Dostęp: 24 maj 2023. [Online]. Dostępne na: <https://taiyangnews.info/markets/european-union-to-exit-2022-with-over-41-gw-solar-installed/>
- [22] „W centrum uwagi: Energia słoneczna – wykorzystanie potencjału energii słonecznej”. Dostęp: 24 maj 2023. [Online]. Dostępne na: https://commission.europa.eu/news/focus-solar-energy-harnessing-power-sun-2022-09-13_pl
- [23] *Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii*. w Dz.U. 2015 poz. 478. [Online]. Dostępne na: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu20150000478>
- [24] „Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE Tekst mający znaczenie dla EOG”.
- [25] N. AL-Rousan, N. A. M. Isa, i M. K. M. Desa, „Advances in solar photovoltaic tracking systems: A review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, t. 82, s. 2548–2569, luty 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.077.
- [26] R. Singh, S. Kumar, A. Gehlot, i R. Pachauri, „An imperative role of sun trackers in photovoltaic technology: A review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, t. 82, s. 3263–3278, luty 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.018.
- [27] J. P. Enright i Godard, „Design Optimization of a Digital Sun Sensor for Use With Parametric Processing”, *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, t. 57, nr 10, s. 2188–2195, paź. 2008, doi: 10.1109/TIM.2008.919972.
- [28] S. Ni i C. Zhang, „Attitude Determination of Nano Satellite Based on Gyroscope, Sun Sensor and Magnetometer”, *Procedia Eng.*, t. 15, s. 959–963, 2011, doi: 10.1016/j.proeng.2011.08.177.
- [29] M. M. Teshnizi i A. Shirazi, „Attitude estimation and sensor identification utilizing nonlinear filters based on a low-cost MEMS magnetometer and sun sensor”, *IEEE Aerosp. Electron. Syst. Mag.*, t. 30, nr 12, s. 20–33, grudz. 2015, doi: 10.1109/MAES.2015.150069.
- [30] P. Visconti, P. Costantini, C. Orlando, A. Lay-Ekuakille, i G. Cavalera, „Software solution implemented on hardware system to manage and drive multiple bi-axial solar trackers by PC in photovoltaic solar plants”, *Measurement*, t. 76, s. 80–92, grudz. 2015, doi: 10.1016/j.measurement.2015.08.024.

- [31] „OpenAGH e-podręczniki | 5. Generacje ogniw fotowoltaicznych”. [Online]. Dostępne na:
https://www.google.com/url?sa=i&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=0CAIQw7AJahcKEwjYn97x5Y3_AhUAAAAAHQAAAAAQAg&url=https%3A%2F%2Fpre-epodreczniki.open.agh.edu.pl%2Fopenagh-download.php%3Fname%3Dchapter_id_2747%26type%3Dpdf&psig=AOvVaw33ALHLT2UFgGMcA3aerKgQ&ust=1685012230196472
- [32] S. Mathew *i in.*, „Dye-sensitized solar cells with 13% efficiency achieved through the molecular engineering of porphyrin sensitizers”, *Nat. Chem.*, t. 6, nr 3, s. 242–247, mar. 2014, doi: 10.1038/nchem.1861.
- [33] P. Kumar, *Organic Solar Cells*, 0 wyd. CRC Press, 2016. doi: 10.1201/9781315370774.
- [34] Z. Lin i J. Wang, Red., *Low-cost Nanomaterials: Toward Greener and More Efficient Energy Applications*. w Green Energy and Technology. London: Springer London, 2014. doi: 10.1007/978-1-4471-6473-9.
- [35] NREL, „Best Research-Cell Efficiency Chart”. Dostęp: 24 luty 2023. [Online]. Dostępne na: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- [36] „OpenAGH e-podręczniki | 5.2 Zmiany efektywności konwersji”. Dostęp: 24 luty 2023. [Online]. Dostępne na: https://pre-epodreczniki.open.agh.edu.pl/openagh-podreczniki_view.php?mode=view&categId=143&handbookId=107&moduleId=1479
- [37] D. Toumi *i in.*, „Optimal design and analysis of DC–DC converter with maximum power controller for stand-alone PV system”, *Energy Rep.*, t. 7, s. 4951–4960, lis. 2021, doi: 10.1016/j.egy.2021.07.040.
- [38] A. Chauhan i R. P. Saini, „A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, t. 38, s. 99–120, paź. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.05.079.
- [39] E. Golisz, K. Korpysz, O. Rutkowska, S. Głowacki, i A. Bryś, „Efficiency analysis of photovoltaic systems”, *E3S Web Conf.*, t. 154, s. 05003, 2020, doi: 10.1051/e3sconf/202015405003.
- [40] Maciej Wesołowski, Aldona Skotnicka-Siepsiak, Maciej Neugebauer, Piotr Sołowiej, i Marcin Tejszowski, *An analysis of electricity gains from horizontal polycrystalline and vertical monocrystalline photovoltaic installations under the real-world conditions of north-eastern Poland*, t. 17. w 43, vol. 17. [Online]. Dostępne na: <https://www.sgem.org/sgemlib/spip.php?article11177&lang=en>

- [41] H. Latała, K. Nęcka, A. Karbowniczak, S. Kurpaska, i J. Knaga, „The influence of orientation of photovoltaic panels on the amount of electric energy production for consumers”, *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, t. 214, s. 012032, sty. 2019, doi: 10.1088/1755-1315/214/1/012032.
- [42] H. Dinesh i J. M. Pearce, „The potential of agrivoltaic systems”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, t. 54, s. 299–308, luty 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.10.024.
- [43] S. Nonhebel, „Renewable energy and food supply: will there be enough land?”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, t. 9, nr 2, s. 191–201, kwi. 2005, doi: 10.1016/j.rser.2004.02.003.
- [44] K. S. Hayibo i J. M. Pearce, „Optimal inverter and wire selection for solar photovoltaic fencing applications”, *Renew. Energy Focus*, t. 42, s. 115–128, wrz. 2022, doi: 10.1016/j.ref.2022.06.006.
- [45] W. Trzasko, „Performance Analysis of Dual-Axis Solar Tracking System”, *Pomiary Autom. Robot.*, t. 22, nr 1, s. 11–17, mar. 2018, doi: 10.14313/PAR_227/11.
- [46] H. Moradi, A. Abtahi, i R. Messenger, „Annual performance comparison between tracking and fixed photovoltaic arrays”, w *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Portland, OR, USA: IEEE, cze. 2016, s. 3179–3183. doi: 10.1109/PVSC.2016.7750252.
- [47] H. Fathabadi, „Novel high efficient offline sensorless dual-axis solar tracker for using in photovoltaic systems and solar concentrators”, *Renew. Energy*, t. 95, s. 485–494, wrz. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.04.063.
- [48] S. Seme i G. Štumberger, „A novel prediction algorithm for solar angles using solar radiation and Differential Evolution for dual-axis sun tracking purposes”, *Sol. Energy*, t. 85, nr 11, s. 2757–2770, lis. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.08.031.
- [49] S. Skouri, A. Ben Haj Ali, S. Bouadila, M. Ben Salah, i S. Ben Nasrallah, „Design and construction of sun tracking systems for solar parabolic concentrator displacement”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, t. 60, s. 1419–1429, lip. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.03.006.
- [50] L. Zaghba, M. Khennane, S. Mekhilef, A. Fezzani, i A. Borni, „Experimental outdoor performance assessment and energy efficiency of 11.28 kWp grid tied PV systems with sun tracker installed in saharan climate: A case study in Ghardaia, Algeria”, *Sol. Energy*, t. 243, s. 174–192, wrz. 2022, doi: 10.1016/j.solener.2022.07.045.
- [51] B. M.L. i in., „Developing a dual axis photoelectric tracking module using a multi quadrant photoelectric device”, *Energy Rep.*, t. 8, s. 1426–1439, lis. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.07.095.

- [52] Point Load Power, *PV Booster Rooftop Solar Tracker*, (2 grudzień 2019). Dostęp: 24 luty 2023. [Online Video]. Dostępne na: https://www.youtube.com/watch?v=_gOa7dBEs9E
- [53] T. Hong i in., „A Preliminary Study on the 2-axis Hybrid Solar Tracking Method for the Smart Photovoltaic Blind”, *Energy Procedia*, t. 88, s. 484–490, cze. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.06.067.
- [54] „Tracker - fotowoltaiczny system nadążny”, CORAB. Dostęp: 24 luty 2023. [Online]. Dostępne na: <https://corab.pl/aktualnosci/tracker-fotowoltaiczny-system-nadazny>
- [55] „Systemy PV ruchome - instalacje nadążne”, [Online]. Dostępne na: <https://prepodreczniki.open.agh.edu.pl/tiki-index.php?page=9.5+Systemy+PV+ruchome+-+instalacje+nad%C4%85%C5%BCne>
- [56] Konstanty Marszałek, Gabriela Lewińska, i Katarzyna Dyndał, „Systemy PV ruchome - instalacje nadążne”, [Online]. Dostępne na: https://prepodreczniki.open.agh.edu.pl/openagh-podreczniki_view.php?mode=view&categId=143&handbookId=107&moduleId=1504
- [57] G. C. Lazaroiu, M. Longo, M. Roscia, i M. Pagano, „Comparative analysis of fixed and sun tracking low power PV systems considering energy consumption”, *Energy Convers. Manag.*, t. 92, s. 143–148, mar. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2014.12.046.
- [58] O. Z. Sharaf i M. F. Orhan, „Concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collector systems: Part II – Implemented systems, performance assessment, and future directions”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, t. 50, s. 1566–1633, paź. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.215.
- [59] J.-H. Chen, H.-T. Yau, i T.-H. Hung, „Design and implementation of FPGA-based Taguchi-chaos-PSO sun tracking systems”, *Mechatronics*, t. 25, s. 55–64, luty 2015, doi: 10.1016/j.mechatronics.2014.12.004.
- [60] R. Abu-Malouh, S. Abdallah, i I. M. Muslih, „Design, construction and operation of spherical solar cooker with automatic sun tracking system”, *Energy Convers. Manag.*, t. 52, nr 1, s. 615–620, sty. 2011, doi: 10.1016/j.enconman.2010.07.037.
- [61] H. Bentaher, H. Kaich, N. Ayadi, M. Ben Hmouda, A. Maalej, i U. Lemmer, „A simple tracking system to monitor solar PV panels”, *Energy Convers. Manag.*, t. 78, s. 872–875, luty 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2013.09.042.
- [62] C.-K. Lin, C.-Y. Dai, i J.-C. Wu, „Analysis of structural deformation and deformation-induced solar radiation misalignment in a tracking photovoltaic system”, *Renew. Energy*, t. 59, s. 65–74, lis. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2013.03.031.

- [63] F. Sallaberry, R. Pujol-Nadal, M. Larcher, i M. H. Rittmann-Frank, „Direct tracking error characterization on a single-axis solar tracker”, *Energy Convers. Manag.*, t. 105, s. 1281–1290, lis. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.08.081.
- [64] S. Rustemli, F. Dincer, E. Unal, M. Karaaslan, i C. Sabah, „The analysis on sun tracking and cooling systems for photovoltaic panels”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, t. 22, s. 598–603, cze. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.02.014.
- [65] G. M. Tina, F. Arcidiacono, i A. Gagliano, „Intelligent sun-tracking system based on multiple photodiode sensors for maximisation of photovoltaic energy production”, *Math. Comput. Simul.*, t. 91, s. 16–28, maj 2013, doi: 10.1016/j.matcom.2012.07.020.
- [66] J. Wood, T. Muneer, i J. Kubie, „Evaluation of a New Photodiode Sensor for Measuring Global and Diffuse Irradiance, and Sunshine Duration”, *J. Sol. Energy Eng.*, t. 125, nr 1, s. 43–48, luty 2003, doi: 10.1115/1.1531149.
- [67] F. R. Rubio, M. G. Ortega, F. Gordillo, i M. López-Martínez, „Application of new control strategy for sun tracking”, *Energy Convers. Manag.*, t. 48, nr 7, s. 2174–2184, lip. 2007, doi: 10.1016/j.enconman.2006.12.020.
- [68] Z. Yan i Z. Jiaying, „Application of Fuzzy Logic Control Approach in a Microcontroller-Based Sun Tracking System”, w *2010 WASE International Conference on Information Engineering*, Beidaihe, Hebei: IEEE, sie. 2010, s. 161–164. doi: 10.1109/ICIE.2010.134.
- [69] J. Song, Y. Yang, Y. Zhu, i Z. Jin, „A high precision tracking system based on a hybrid strategy designed for concentrated sunlight transmission via fibers”, *Renew. Energy*, t. 57, s. 12–19, wrz. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2013.01.022.
- [70] A. Al-Mohamad, „Efficiency improvements of photo-voltaic panels using a Sun-tracking system”, *Appl. Energy*, t. 79, nr 3, s. 345–354, lis. 2004, doi: 10.1016/j.apenergy.2003.12.004.
- [71] A. Samanta, A. Dutta, i S. Neogi, „A simple and efficient sun tracking mechanism using programmable logic controller”, *Appl. Sol. Energy*, t. 48, nr 3, s. 218–227, lip. 2012, doi: 10.3103/S0003701X12030140.
- [72] İ. Sefa, M. Demirtas, i İ. Çolak, „Application of one-axis sun tracking system”, *Energy Convers. Manag.*, t. 50, nr 11, s. 2709–2718, lis. 2009, doi: 10.1016/j.enconman.2009.06.018.
- [73] J. M. G. Figueiredo i J. M. G. Sá da Costa, „Intelligent sun-tracking system for efficiency maximization of photovoltaic energy production”, *Renew. Energy Power Qual. J.*, t. 1, nr 06, s. 80–84, mar. 2008, doi: 10.24084/repqj06.224.

- [74] H. Arbab, B. Jazi, i M. Rezagholizadeh, „A computer tracking system of solar dish with two-axis degree freedoms based on picture processing of bar shadow”, *Renew. Energy*, t. 34, nr 4, s. 1114–1118, kwi. 2009, doi: 10.1016/j.renene.2008.06.017.
- [75] W. Batayneh, A. Owais, i M. Nairoukh, „An intelligent fuzzy based tracking controller for a dual-axis solar PV system”, *Autom. Constr.*, t. 29, s. 100–106, sty. 2013, doi: 10.1016/j.autcon.2012.09.006.
- [76] Y. Oner, E. Cetin, H. K. Ozturk, i A. Yilanci, „Design of a new three-degree of freedom spherical motor for photovoltaic-tracking systems”, *Renew. Energy*, t. 34, nr 12, s. 2751–2756, grudz. 2009, doi: 10.1016/j.renene.2009.04.025.
- [77] T. Böhnke, M. Edoff, i L. Stenmark, „Development of a MOEMS sun sensor for space applications”, *Sens. Actuators Phys.*, t. 130–131, s. 28–36, sie. 2006, doi: 10.1016/j.sna.2005.09.025.
- [78] P. Rodrigues, „Design and Characterization of a Sun Sensor for the SSETI-ESEO Project”.
- [79] A. L. Luque i A. Viacheslav, Red., „Inspira’s CPV Sun Tracking”, w *Concentrator Photovoltaics*, t. 130, w Springer Series in Optical Sciences, vol. 130. , Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2007, s. 221–251. doi: 10.1007/978-3-540-68798-6_11.
- [80] A. Scholz, J.-J. Miao, J.-C. Juang, i H.-L. Chiu, „Development of miniature digital sun sensors at NCKU”, w *4th Asian Space Conference & Formosat-3/COSMIC International Workshop*, 2008.
- [81] Z. Wen, J. Jiang, G. Zhang, i Q. Fan, „A circular aperture-array structure optical system for digital sun sensor”, *Optoelectron. Lett.*, t. 4, nr 1, s. 62–65, sty. 2008, doi: 10.1007/s11801-008-7072-0.
- [82] A. Minor i G. Alejandro, „High-Precision Solar Tracking System”, *Lect. Notes Eng. Comput. Sci.*, t. 2, cze. 2010.
- [83] M. Serhan i L. EL-Chaar, „Two Axes Sun Tracking System: Comparision with a Fixed System”, *Renew. Energy Power Qual. J.*, t. 1, s. 79–84, kwi. 2010, doi: 10.24084/repqj08.227.
- [84] Y. Sai, R. Ma, i X. Yang, „Design and Analysis of a Sun Tracking System”, w *Advanced Research on Computer Science and Information Engineering*, t. 152, G. Shen i X. Huang, Red., w Communications in Computer and Information Science, vol. 152. , Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011, s. 8–14. doi: 10.1007/978-3-642-21402-8_2.
- [85] M.-S. Wei, F. Xing, B. Li, i Z. You, „Investigation of Digital Sun Sensor Technology with an N-Shaped Slit Mask”, *Sensors*, t. 11, nr 10, s. 9764–9777, paź. 2011, doi: 10.3390/s111009764.

- [86] Y.-N. Chang, „Cubic Composite Sensor with Photodiodes for Tracking Solar Orientation”, *J. Nanomater.*, t. 2013, s. 1–7, 2013, doi: 10.1155/2013/619105.
- [87] J.-M. Wang i C.-L. Lu, „Design and Implementation of a Sun Tracker with a Dual-Axis Single Motor for an Optical Sensor-Based Photovoltaic System”, *Sensors*, t. 13, nr 3, s. 3157–3168, mar. 2013, doi: 10.3390/s130303157.
- [88] M. Wei, F. Xing, i Z. You, „An implementation method based on ERS imaging mode for sun sensor with 1 kHz update rate and 1" precision level”, *Opt. Express*, t. 21, nr 26, s. 32524, grudz. 2013, doi: 10.1364/OE.21.032524.
- [89] N. Xie i A. J. P. Theuwissen, „Low-power high-accuracy micro-digital sun sensor by means of a CMOS image sensor”, *J. Electron. Imaging*, t. 22, nr 3, s. 033030, wrz. 2013, doi: 10.1117/1.JEI.22.3.033030.
- [90] B. M. de Boer i M. Durkut, „A low-power and high-precision miniaturized digital sun sensor”, zaprezentowano na SPIE Optical Engineering + Applications, E. W. Taylor i D. A. Cardimona, Red., San Diego, California, United States, wrz. 2013, s. 88760F. doi: 10.1117/12.2023292.
- [91] M. Haryanti, A. Halim, i A. Yusuf, „Development of two axis solar tracking using five photodiodes”, w *2014 Electrical Power, Electronics, Communications, Control and Informatics Seminar (EECCIS)*, Malang, Indonesia: IEEE, sie. 2014, s. 40–44. doi: 10.1109/EECCIS.2014.7003716.
- [92] J. Song, Y. Zhu, Z. Jin, i Y. Yang, „Daylighting system via fibers based on two-stage sun-tracking model”, *Sol. Energy*, t. 108, s. 331–339, paź. 2014, doi: 10.1016/j.solener.2014.07.021.
- [93] Y. Yao, Y. Hu, S. Gao, G. Yang, i J. Du, „A multipurpose dual-axis solar tracker with two tracking strategies”, *Renew. Energy*, t. 72, s. 88–98, grudz. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.07.002.
- [94] W. Y. W. Adrian, V. Durairajah, i S. Gobee, „Autonomous Dual Axis Solar Tracking System Using Optical Sensor and Sun Trajectory”, w *The 8th International Conference on Robotic, Vision, Signal Processing & Power Applications*, t. 291, H. A. Mat Sakim i M. T. Mustafa, Red., w *Lecture Notes in Electrical Engineering*, vol. 291. , Singapore: Springer Singapore, 2014, s. 507–520. doi: 10.1007/978-981-4585-42-2_58.
- [95] L. Cercos Pita, S. E. San Roman, J. M. Giron-Sierra, J. Rivas Barriga, P. Domingo de Vicente, i M. Angulo Jerez, „Getting More Performance From INTA NanoSat-1B Truncated Pyramid Sun Sensors”, *IEEE Sens. J.*, t. 14, nr 6, s. 1867–1877, cze. 2014, doi: 10.1109/JSEN.2014.2305471.

- [96] J. Barnes, C. Liu, i K. Ariyur, „A Hemispherical Sun Sensor for Orientation and Geolocation”, *IEEE Sens. J.*, t. 14, nr 12, s. 4423–4433, grudz. 2014, doi: 10.1109/JSEN.2014.2331319.
- [97] H. Wang, T. Luo, Y. Fan, Z. Lu, H. Song, i J. B. Christen, „A self-powered single-axis maximum power direction tracking system with an on-chip sensor”, *Sol. Energy*, t. 112, s. 100–107, luty 2015, doi: 10.1016/j.solener.2014.11.019.
- [98] S. Yilmaz, H. Riza Ozcalik, O. Dogmus, F. Dincer, O. Akgol, i M. Karaaslan, „Design of two axes sun tracking controller with analytically solar radiation calculations”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, t. 43, s. 997–1005, mar. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.090.
- [99] D. Welch i J. B. Christen, „MEMS optical position sensor for sun tracking”, w *2015 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS)*, Lisbon, Portugal: IEEE, maj 2015, s. 1874–1878. doi: 10.1109/ISCAS.2015.7169023.
- [100] H. G. Lee, S. S. Kim, S. J. Kim, S.-J. Park, C. Yun, i G. Im, „Development of a hybrid solar tracking device using a GPS and a photo-sensor capable of operating at low solar radiation intensity”, *J. Korean Phys. Soc.*, t. 67, nr 6, s. 980–985, wrz. 2015, doi: 10.3938/jkps.67.980.
- [101] D. Samajdar, „Microcontroller based Solar Tracker system using LDRs and Stepper Motor”, lip. 2015.
- [102] M. Burhan, S. J. Oh, K. J. E. Chua, i K. C. Ng, „Double lens collimator solar feedback sensor and master slave configuration: Development of compact and low cost two axis solar tracking system for CPV applications”, *Sol. Energy*, t. 137, s. 352–363, lis. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.08.035.
- [103] R. Garrido i A. Díaz, „Cascade closed-loop control of solar trackers applied to HCPV systems”, *Renew. Energy*, t. 97, s. 689–696, lis. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.06.022.
- [104] J. Parthipan, B. Nagalingeswara Raju, i S. Senthilkumar, „Design of one axis three position solar tracking system for paraboloidal dish solar collector”, *Mater. Today Proc.*, t. 3, nr 6, s. 2493–2500, 2016, doi: 10.1016/j.matpr.2016.04.167.
- [105] Y. Away i M. Ikhsan, „Dual-axis sun tracker sensor based on tetrahedron geometry”, *Autom. Constr.*, t. 73, s. 175–183, sty. 2017, doi: 10.1016/j.autcon.2016.10.009.
- [106] N. Kuttybay i in., „Optimized Single-Axis Schedule Solar Tracker in Different Weather Conditions”, *Energies*, t. 13, nr 19, s. 5226, paź. 2020, doi: 10.3390/en13195226.
- [107] C. Jamroen, C. Fongkerd, W. Krongpha, P. Komkum, A. Pirayawaraporn, i N. Chindakham, „A novel UV sensor-based dual-axis solar tracking system: Implementation and performance analysis”, *Appl. Energy*, t. 299, s. 117295, paź. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117295.

- [108] C.-H. Wu, H.-C. Wang, i H.-Y. Chang, „Dual-axis solar tracker with satellite compass and inclinometer for automatic positioning and tracking”, *Energy Sustain. Dev.*, t. 66, s. 308–318, luty 2022, doi: 10.1016/j.esd.2021.12.013.
- [109] M. I. Al-Amayreh i A. Alahmer, „On improving the efficiency of hybrid solar lighting and thermal system using dual-axis solar tracking system”, *Energy Rep.*, t. 8, s. 841–847, kwi. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2021.11.080.
- [110] E. T. Tchao i in., „An Implementation of an optimized dual-axis solar tracking algorithm for concentrating solar power plants deployment”, *Sci. Afr.*, t. 16, s. e01228, lip. 2022, doi: 10.1016/j.sciaf.2022.e01228.
- [111] A. B. Cristóbal López, A. Martí Vega, i A. Luque López, Red., *Next Generation of Photovoltaics: New Concepts*, t. 165. w Springer Series in Optical Sciences, vol. 165. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012. doi: 10.1007/978-3-642-23369-2.
- [112] „Solar tracking | Solar MEMS Sun Sensor”, Solar MEMS. Dostęp: 27 luty 2023. [Online]. Dostępne na: <https://www.solar-mems.com/solar-tracking/>
- [113] I. Maqsood i T. Akram, „Development of a low cost sun sensor using quadphotodiode”, w *IEEE/ION Position, Location and Navigation Symposium*, Indian Wells, CA, USA: IEEE, maj 2010, s. 639–644. doi: 10.1109/PLANS.2010.5507186.
- [114] S. Allgeier, M. Mahin, i N. Fitz-Coy, „Design and Analysis of a Coarse Sun Sensor for Pico-Satellites”, w *AIAA Infotech@Aerospace Conference*, Seattle, Washington: American Institute of Aeronautics and Astronautics, kwi. 2009. doi: 10.2514/6.2009-1837.
- [115] V. V. Unhelkar i H. B. Hablani, „Spacecraft Attitude Determination with Sun Sensors, Horizon Sensors and Gyros: Comparison of Steady-State Kalman Filter and Extended Kalman Filter”, w *Advances in Estimation, Navigation, and Spacecraft Control*, D. Choukroun, Y. Oshman, J. Thienel, i M. Idan, Red., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015, s. 413–437. doi: 10.1007/978-3-662-44785-7_22.
- [116] C.-Y. Lee, P.-C. Chou, C.-M. Chiang, i C.-F. Lin, „Sun Tracking Systems: A Review”, *Sensors*, t. 9, nr 5, s. 3875–3890, maj 2009, doi: 10.3390/s90503875.
- [117] M. Abdelkareem Yagoub, A. A. Elserougi, i T. H. Abdelhamid, „Closed-loop string current control for string optimizer circuits-based PV system to enhance extracted PV power during partial shading conditions”, *Alex. Eng. J.*, t. 61, nr 12, s. 11159–11170, grudz. 2022, doi: 10.1016/j.aej.2022.04.038.
- [118] Y. Zhu, J. Liu, i X. Yang, „Design and performance analysis of a solar tracking system with a novel single-axis tracking structure to maximize energy collection”, *Appl. Energy*, t. 264, s. 114647, kwi. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114647.

- [119] Zomeworks Corporation, „Track Racks – Solar Trackers – Photovoltaic Racks | Zomeworks Corporation”. Dostęp: 31 maj 2023. [Online]. Dostępne na: <http://www.zomeworks.com/photovoltaic-tracking-racks/>
- [120] M. J. Clifford i D. Eastwood, „Design of a novel passive solar tracker”, *Sol. Energy*, t. 77, nr 3, s. 269–280, wrz. 2004, doi: 10.1016/j.solener.2004.06.009.
- [121] W. Batayneh, A. Bataineh, I. Soliman, i S. A. Hafees, „Investigation of a single-axis discrete solar tracking system for reduced actuations and maximum energy collection”, *Autom. Constr.*, t. 98, s. 102–109, luty 2019, doi: 10.1016/j.autcon.2018.11.011.
- [122] A. Khanna, „Efficient vertical dual axis solar tracking system”, w *2016 International Conference on Industrial Informatics and Computer Systems (CIICS)*, Sharjah, Dubai, United Arab Emirates: IEEE, mar. 2016, s. 1–4. doi: 10.1109/ICCSII.2016.7462429.
- [123] A. G. Melo, D. Oliveira Filho, M. M. Oliveira Junior, S. Zolnier, i A. Ribeiro, „Development of a closed and open loop solar tracker technology”, *Acta Sci. Technol.*, t. 39, nr 2, s. 177, maj 2017, doi: 10.4025/actascitechnol.v39i2.29306.
- [124] N. H. Helwa, A. B. G. Bahgat, A. M., „Computation of the Solar Energy Captured by Different Solar Tracking Systems”, *Energy Sources*, t. 22, nr 1, s. 35–44, sty. 2000, doi: 10.1080/00908310050014199.
- [125] M. Koussa, A. Cheknane, S. Hadji, M. Haddadi, i S. Nouredine, „Measured and modelled improvement in solar energy yield from flat plate photovoltaic systems utilizing different tracking systems and under a range of environmental conditions”, *Appl. Energy*, t. 88, nr 5, s. 1756–1771, maj 2011, doi: 10.1016/j.apenergy.2010.12.002.
- [126] N. A. Kelly i T. L. Gibson, „Improved photovoltaic energy output for cloudy conditions with a solar tracking system”, *Sol. Energy*, t. 83, nr 11, s. 2092–2102, lis. 2009, doi: 10.1016/j.solener.2009.08.009.
- [127] F. M. Al-Naima i N. A. Yaghobian, „Design and construction of a solar tracking system”, *Sol. Wind Technol.*, t. 7, nr 5, s. 611–617, sty. 1990, doi: 10.1016/0741-983X(90)90072-A.
- [128] I. M. Michaelides *i in.*, „Comparison of performance and cost effectiveness of solar water heaters at different collector tracking modes in Cyprus and Greece”, *Energy Convers. Manag.*, t. 40, nr 12, s. 1287–1303, sie. 1999, doi: 10.1016/S0196-8904(99)00020-5.
- [129] R. Aparnathi i V. V. Dwivedi, „Maximum Power Point Tracking in PV System with Industry Applications”, t. 3, nr 4, 2013.
- [130] G. Quesada, L. Guillon, D. R. Rousse, M. Mehrtash, Y. Dutil, i P.-L. Paradis, „Tracking strategy for photovoltaic solar systems in high latitudes”, *Energy Convers. Manag.*, t. 103, s. 147–156, paź. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.06.041.

- [131] N. H. Helwa, A. B. G. Bahgat, A. M., „Maximum Collectable Solar Energy by Different Solar Tracking Systems”, *Energy Sources*, t. 22, nr 1, s. 23–34, sty. 2000, doi: 10.1080/00908310050014180.
- [132] E. Kiyak i G. Gol, „A comparison of fuzzy logic and PID controller for a single-axis solar tracking system”, *Renew. Wind Water Sol.*, t. 3, nr 1, s. 7, grudz. 2016, doi: 10.1186/s40807-016-0023-7.
- [133] A. E. Hammoumi, S. Motahhir, A. E. Ghzizal, A. Chalh, i A. Derouich, „A simple and low-cost active dual-axis solar tracker”, *Energy Sci. Eng.*, t. 6, nr 5, s. 607–620, paź. 2018, doi: 10.1002/ese3.236.
- [134] H. Kang, T. Hong, i M. Lee, „A new approach for developing a hybrid sun-tracking method of the intelligent photovoltaic blinds considering the weather condition using data mining technique”, *Energy Build.*, t. 209, s. 109708, luty 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.109708.
- [135] S. Abdallah, „The effect of using sun tracking systems on the voltage–current characteristics and power generation of flat plate photovoltaics”, *Energy Convers. Manag.*, t. 45, nr 11–12, s. 1671–1679, lip. 2004, doi: 10.1016/j.enconman.2003.10.006.
- [136] Y. Öner, „Microcontroller based solar-tracking system and its implementation”, ... *Univ. J.* ..., sty. 2011, Dostęp: 28 luty 2023. [Online]. Dostępne na: https://www.academia.edu/81066040/Microcontroller_based_solar_tracking_system_and_its_implementation
- [137] Klugmann-Radziemska Ewa, *Fotowoltaika w teorii i praktyce*. Legionowo: BTC, 2010.
- [138] Wawikow, W.C., Galkin G.N., Magowiecka W.M., „Zjawiska fotoelektryczne i optyczne w półprzewodnikach”, 1959.
- [139] Jarosław Knaga, *Modelowanie transferu energii elektrycznej i ciepła w małych, autonomicznych układach solarnych*, t. R. 17, nr 2 (144). Kraków: Inżynieria Rolnicza, 2013.
- [140] B. Y. H. Liu i R. C. Jordan, „The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation”, *Sol. Energy*, t. 4, nr 3, s. 1–19, lip. 1960, doi: 10.1016/0038-092X(60)90062-1.
- [141] D. Chwieduk, *Modelowanie i analiza pozyskiwania oraz konwersji termicznej energii promieniowania słonecznego w budynku*. Warszawa: Instytut Podstawowych Problemów Techniki Polskiej Akademii Nauk, 2006.
- [142] Pluta Z., *Słoneczne instalacje grzewcze*. Warszawa: Oficyna Wydawnicza PW.

- [143] E. Radziemska, „The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar cells”, *Renew. Energy*, t. 28, nr 1, s. 1–12, sty. 2003, doi: 10.1016/S0960-1481(02)00015-0.
- [144] „World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”, 2022.
- [145] T. Lu, P. Sherman, X. Chen, S. Chen, X. Lu, i M. McElroy, „India’s potential for integrating solar and on- and offshore wind power into its energy system”, *Nat. Commun.*, t. 11, nr 1, s. 4750, wrz. 2020, doi: 10.1038/s41467-020-18318-7.
- [146] T. Nabil i T. M. Mansour, „Enhancing photovoltaic panel efficiency with innovative cooling Technologies: An experimental approach”, *Appl. Therm. Eng.*, t. 253, s. 123846, wrz. 2024, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2024.123846.
- [147] T. A. M. Abdelwahab, A. E. M. Fodah, K. A. M. Ali, Y. K. O. T. Osman, M. F. A. Abuhussein, i G. G. Abd El-wahhab, „Innovative cooling technique to improve the performance of photovoltaic panels”, *Appl. Therm. Eng.*, t. 248, s. 123316, lip. 2024, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2024.123316.
- [148] A. Bahrami i C. O. Okoye, „The performance and ranking pattern of PV systems incorporated with solar trackers in the northern hemisphere”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, t. 97, s. 138–151, grudz. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.08.035.
- [149] M. Z. Jacobson i V. Jadhav, „World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels”, *Sol. Energy*, t. 169, s. 55–66, lip. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.04.030.
- [150] N. Naval i J. M. Yusta, „Comparative assessment of different solar tracking systems in the optimal management of PV-operated pumping stations”, *Renew. Energy*, t. 200, s. 931–941, lis. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.10.007.
- [151] S. S. Mohammad, S. J. Iqbal, i R. A. Lone, „Improved Utilization of Solar Energy Using Estimated Optimal Tilt Factor and Trackers”, *Energy Rep.*, t. 8, s. 175–183, grudz. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.10.392.
- [152] Ö. Gönül, F. Yazar, A. C. Duman, i Ö. Güler, „A comparative techno-economic assessment of manually adjustable tilt mechanisms and automatic solar trackers for behind-the-meter PV applications”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, t. 168, s. 112770, paź. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112770.
- [153] S. Perini, X. Tonnellier, P. King, i C. Sansom, „Theoretical and experimental analysis of an innovative dual-axis tracking linear Fresnel lenses concentrated solar thermal collector”, *Sol. Energy*, t. 153, s. 679–690, wrz. 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.06.010.

- [154] M. Rahimi, M. Banybayat, Y. Tagheie, i P. Valeh-e-Sheyda, „An insight on advantage of hybrid sun–wind-tracking over sun-tracking PV system”, *Energy Convers. Manag.*, t. 105, s. 294–302, lis. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.07.086.
- [155] H. Fathabadi, „Comparative study between two novel sensorless and sensor based dual-axis solar trackers”, *Sol. Energy*, t. 138, s. 67–76, lis. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.09.009.
- [156] S. Abdallah i S. Nijmeh, „Two axes sun tracking system with PLC control”, *Energy Convers. Manag.*, t. 45, nr 11–12, s. 1931–1939, lip. 2004, doi: 10.1016/j.enconman.2003.10.007.
- [157] C. Sungur, „Multi-axes sun-tracking system with PLC control for photovoltaic panels in Turkey”, *Renew. Energy*, t. 34, nr 4, s. 1119–1125, kwi. 2009, doi: 10.1016/j.renene.2008.06.020.

Spis rysunków

Rys. 1.1. Światowe zużycie węgla i jego prognoza do roku 2025 [5]	10
Rys. 1.2. Zmiany wielkości mocy zainstalowanej w system PV dla wybranych krajów Europy w latach 2021-2022 [20]	13
Rys. 1.3. Prognozy rocznego wzrostu mocy zainstalowanej w systemie fotowoltaicznym dla 27 krajów Unii Europejskiej [21]	14
Rys. 2.1. Podział ogniw fotowoltaicznych ze względu na ich generację [31]	17
Rys. 2.2. Podział ogniw fotowoltaicznych ze względu na użyte materiały do ich budowy [31]	19
Rys. 2.3. Zmiany wydajności wybranych rodzajów ogniw fotowoltaicznych w latach 1975 – 2022 [35]	20
Rys. 2.4. Zmiana ceny ogniwa fotowoltaicznego w latach 1975 – 2019 [36]	21
Rys. 2.5. Praca systemu PV bez połączenia z siecią elektroenergetyczną [37]	22
Rys. 2.6. Praca systemu PV bez połączenia z siecią elektroenergetyczną i lokalnym magazynem energii [37]	22
Rys. 2.7. Praca systemu PV w połączeniu z siecią elektroenergetyczną [37]	23
Rys. 2.8. Praca systemu PV w połączeniu z siecią elektroenergetyczną i lokalnym magazynem energii [37]	23
Rys. 2.9. Podział systemów ze względu na liczbę płaszczyzn, w których odbywa się ruch	26
Rys. 2.10. Płaszczyzny ruchu systemów nadążnych [54]	27
Rys. 3.1. Klasyfikacja czujników położenia słońca	30
Rys. 3.2. Podstawowe rodzaje czujników położenia słońca: (a) czujniki nasłonecznienia z prostym mocowaniu elementów fotoelektrycznych (b) czujniki nasłonecznienia z pochylonym mocowaniu elementów fotoelektrycznych (c); czujniki kolimacyjne [77] [109]	30
Rys. 3.3. Projekt koncepcyjny czujnika położenia słońca [82]	31
Rys. 3.4. Przykładowe rozwiązania konstrukcyjne czujników wykorzystujących efekt zacieniania a) [69] b) [63] c) [85] d)[96] e) [98] f [101]	32
Rys. 3.5. Przykłady czujników kierunku promieniowania słonecznego o pochylonym mocowaniu czujników fotoelektrycznych a) [70] b) [103] c) [93] d) [94]	34
Rys. 3.6. Czujniki położenia słońca zaprojektowane w technologii opartej na procesach wytwarzania MEMS, a) zasada działania [83], b) obiekt rzeczywisty [110]	34

Rys. 3.7. Czujnik położenia słońca: (A) schematyczny szkic przedstawiający część czujnika, (B) widok ogólny czujnika położenia słońca [77]	35
Rys. 3.8. Czujnik kolimacyjny z fotodiodami: a) wizualizacja, obiekt rzeczywisty [89]	36
Rys. 3.9. Czujnik kolimacyjny stożkowy [90]	36
Rys. 3.10. Czujnik kolimacyjny z soczewką [100]	37
Rys. 3.11. Czujnik położenia słońca wykorzystujący proces dyfrakcji [79]	38
Rys. 3.12. Czterokwadrantowe czujniki o okrągłej podstawie a) [89], b) [108]	39
Rys. 3.13. Szkic czujnika położenia słońca w kształcie piramid [76]	40
Rys. 3.14. Szkic sześciennego czujnika położenia słońca [112]	40
Rys. 4.1. Schemat układu sterowania w pętli a) otwartej, b) zamkniętej [26]	42
Rys. 4.2. Podział systemów sterowania ze względu na rodzaj elementu wykonawczego	43
Rys. 4.3. Algorytm sterowania jednoosiowego trackera na podstawie danych astronomicznych [104]	44
Rys. 4.4. Algorytm sterowania jednoosiowego trackera na podstawie danych z sensorów [104]	46
Rys. 4.5. Przykładowe struktury systemu śledzenia słońca w jednej osi [133]	49
Rys. 4.6. Przykładowe struktury systemu śledzenia słońca w dwóch osiach w oparciu o informację z czterech fotoogniw a) [57], b) [134]	49
Rys. 6.1. Schemat czujnika - prototyp „0”	53
Rys. 6.2. Rysunek techniczny czujnika kierunku maksymalnego promieniowania	54
Rys. 6.3. Schemat elektryczny układu czujnika	55
Rys. 6.4. Schemat układu sterowania	55
Rys. 6.5. Schemat układu sterowania zaimplementowanego na układzie z nadążnym modułem	56
Rys. 6.6. Schemat algorytmu sterowania podążaniem za maksymalnym kierunkiem promieniowania	56
Rys. 6.7. Schemat blokowy programu zaimplementowanego w sterowniku PCL	58
Rys. 6.8. Schemat stanowiska badawczego z wyszczególnieniem linii pomiarowych wybranych parametrów	59
Rys. 6.9. Algorytm realizacji badań	62
Rys. 6.10. Widok czujnika kierunku maksymalnego promieniowania słonecznego	63
Rys. 6.11. Układ czujnika i strumienia promieniowania w jednej z płaszczyzn a) kerunek promieniowania pokrywa się z normalną czujnika – stan równowagi, b) kerunek promieniowania jest odchylony od normalnej czujnika	63

Rys. 6.12. Rodzina charakterystyk składowej sygnału zależna od kąta odchylenia promieniowania od normalnej do czujnika i parametru konstrukcyjnego czujnika – kąta α	65
Rys. 6.13. Wykres składowej sygnału zależny od kąta odchylenia promieniowania od normalnej do czujnika i parametru konstrukcyjnego czujnika – kąta $\alpha=45^\circ$	69
Rys. 7.1. Charakterystyka prądowo-napięciowa i mocy dla fotodiody VTP4085H sporządzona przy natężeniu promieniowania $755 \pm 10 \text{ (W}\cdot\text{m}^{-2})$	75
Rys. 7.2. Charakterystyka rezystancji obciążenia fotodiody VTP4085H: a) dla zakres pełnej charakterystyki napięcia, b) dla ustalonej wartości prądu – prądu nasycenia	75
Rys. 7.3. Przebiegi czasowe sygnałów w układzie detekcji w płaszczyźnie azymutu	77
Rys. 7.4. Zależność różnicy sygnałów w płaszczyźnie detekcji kąta azymutu y_1 w funkcji odchylenia promieniowania od prostej normalnej do czujnika	78
Rys. 7.5. Porównanie zmienności współczynnika iloczynu $(k_I \cdot k)$ wyznaczonego w warunkach eksploatacji z współczynnikiem $(k_I \cdot k)^*$ wyznaczonym teoretycznie	78
Rys. 7.6. Charakterystyka czujnika wraz z torem pomiarowym w układzie detekcji kąta azymutu	79
Rys. 7.7. Wartości sygnałów i zamodelowanej różnicy y_1^* dla danych z dnia 18-03-2023 przy ustawieniu czujnika w położeniu zenitu Słońca	80
Rys. 7.8. Wartości błędów modelu dla danych z dnia 18-03-2023 przy ustawieniu czujnika w położeniu zenitu Słońca	81
Rys. 7.9. Przebiegi czasowe sygnałów generowanych i zamodelowanej różnicy y_1^* dla danych z dnia 23-03-2023 przy ustawieniu czujnika w położeniu zenitu Słońca	81
Rys. 7.10. Przebieg czasowy sygnałów generowanych w układzie kontroli płaszczyzny pionowej w dniu 23-03-2023 przy ustawieniu czujnika w położeniu zenitu Słońca	82
Rys. 7.11. Charakterystyka prądowo-napięciowa i mocy dla modułu stacjonarnego sporządzona w warunkach naturalnych, przy natężeniu promieniowania $862 \pm 9 \text{ (W)}$ i temperaturze modułu $45(^\circ\text{C})$	83
Rys. 7.12. Charakterystyka prądowo-napięciowa i mocy dla modułu nadążnego sporządzona w warunkach naturalnych, przy natężeniu promieniowania $892 \pm 9 \text{ (W)}$ i temperaturze modułu $50 (^\circ\text{C})$	84
Rys. 7.13. Usytuowanie badanych modułów PV na stanowisku laboratoryjnym WIPiE	84
Rys. 7.14. Porównanie charakterystyki sprawności badanych modułów PV pracujących w układzie stacjonarnym i nadążnym	85

Rys. 7.15 Przebiegi czasowe parametrów klimatu i pracy paneli PV na stanowisku badawczym	86
Rys. 7.16. Przebieg zmienność temperaturowego współczynnika sprawności dla wybranych obserwacji dziennych	87
Rys. 7.17. Temperaturowy współczynnik sprawności dla panelu PV (nadażnego) w funkcji temperatury	87
Rys. 7.18. Obserwacje na podstawie których wyznaczono β_T	88
Rys. 7.19. Zależność obciążenia prądowego oraz mocy od kąta położenia w płaszczyźnie azymutu	89
Rys. 7.20. Zależność obciążenia prądowego od kąta położenia powierzchni recepcyjnej w płaszczyźnie pionowej	90
Rys. 7.21. Zależność powierzchni instalacji PV od natężenia promieniowania przy ustalonym obciążeniu prądowym układu nadażnego dla zachowania afektywnej pracy, odpowiednio dla temperatury otoczenia; a) 5 (°C), b) 30 (°C)	92
Rys. 7.22. Zależność powierzchni instalacji PV od natężenia promieniowania przy ustalonym obciążeniu prądowym układu nadażnego dla zachowania afektywnej pracy, odpowiednio dla temperatury otoczenia; a) 5 (°C), b) 30 (°C)	93
Rys. 7.23. Porównanie dziennej wielkości produkcji energii elektrycznej w instalacji PV nadażnej i stacjonarnej	94
Rys. 7.24. Przebieg czasowy z dnia 29 marca: a) mocy generowanej przez moduły PV i insolacji, b) kątów ustawienia instalacji nadażnej	95
Rys. 7.25. Przebieg czasowy z dnia 2 kwietnia: a) mocy generowanej przez moduły PV i insolacji, b) kątów ustawienia instalacji nadażnej	96
Rys. 7.26. Zależność kąta azymut od natężenia promieniowania słonecznego	97
Rys. 7.27. Zależność kąta pochylenia od natężenia promieniowania słonecznego	98

Spis tabel

Tabela 1.1. Globalny średni ważony całkowity koszt budowy instalacji, zmiana wskaźnika wydajność i koszt produkcji energii elektrycznej dla wybranych technologii w latach 2021 i 2022 [12]	15
Tabela 3.1. Przegląd rozwiązań konstrukcyjnych w zakresie czujników kierunku promieniowania słonecznego	28
Tabela 6.1. Specyfikacja fotodiody VTP4085H	54
Tabela 6.2. Specyfikacja linii pomiarowych stanowiska badawczego	60
Tabela 7.1. Specyfika modułu PV wybranego do badań	83
Tabela 7.2. Zestawienie drogi kątowej oraz energii na przebycie tej drogi	95

Załączniki:

Załącznik 1.



URZĄD PATENTOWY
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ

al. Niepodległości 188/192
00-950 Warszawa, skr. poczt. 203
tel.: (+48) 22 579 05 55 | fax: (+48) 22 579 00 01
e-mail: kontakt@uprp.gov.pl | www.uprp.gov.pl

Kancelaria Ogólna

Warszawa, 2024-07-10

Nasz znak: POTWIERDZENIE/974221/P.449201

Wasz znak: Brak

POTWIERDZENIE

Urząd Patentowy RP stwierdza, że dnia 2024-07-10 przyjęto w formie elektronicznej wniosek o udzielenie patentu na wynalazek:

Czujnik kierunku maksymalnego promieniowania, zwłaszcza do systemów solarnych

Zgłoszenie oznaczono numerem: P.449201

[WIPO ST 10/C PL449201]

Zgłaszający: Uniwersytet Rolniczy im. Hugona Kollątaja w Krakowie, Kraków, Polska

Dokument wystawiony automatycznie przez system teleinformatyczny UPRP.

Pouczenie:

1. Strony oraz ich przedstawiciele i pełnomocnicy mają obowiązek zawiadomić Urząd o każdej zmianie swojego adresu. W razie zaniechania tego obowiązku doręczenie pisma pod dotychczasowym adresem ma skutek prawny (art. 41 kpa).
2. O zgłoszeniu wynalazku Urząd Patentowy dokonuje ogłoszenia niezwłocznie po upływie 18 miesięcy od daty pierwszeństwa do uzyskania patentu. Zgłaszający może w okresie 12 miesięcy od daty pierwszeństwa złożyć wniosek o dokonanie ogłoszenia w terminie wcześniejszym (art. 43 ustawy z dnia 30 czerwca 2000r. Prawo własności przemysłowej (Dz. U. z 2021 r. poz. 324).
3. W korespondencji należy powoływać się na nr P.449201.

Klauzula informacyjna:

Zgodnie z art. 13 ust. 1 i 2 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (dalej RODO) Urząd Patentowy Rzeczypospolitej Polskiej informuje, że:

1. Administratorem Pani/Pana danych osobowych jest Urząd Patentowy Rzeczypospolitej Polskiej z siedzibą w Warszawie, adres: al. Niepodległości 188/192, 00-950 Warszawa, skrytka pocztowa 203;
2. Inspektor Ochrony Danych, dane kontaktowe: adres: al. Niepodległości 188/192, 00-950 Warszawa, tel. bezpośredni (022) 579 00 25, fax (022) 579 00 01, e-mail: iod@uprp.pl;
3. Pani/Pana dane osobowe przetwarzane będą w celu realizowania zadań Urzędu Patentowego RP określonych przepisami ustawy z dnia 30 czerwca 2000 r. Prawo własności przemysłowej;
4. Podstawą prawną przetwarzania Pani/Pana danych osobowych jest ustawa z dnia 30 czerwca 2000 r. Prawo własności przemysłowej, rozporządzenia wykonawcze do ww. ustawy, umowy międzynarodowe oraz art. 6 ust. 1 lit. c RODO;
5. Pani/Pana dane osobowe mogą być przekazywane do podmiotów publicznych na zasadach obowiązujących w przepisach prawa oraz organizacjom międzynarodowym i organom unijnym, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa i umowami międzynarodowymi, po upływie terminów zastrzeżonych dla nieujawniania informacji o zgłoszeniu;
6. Pani/Pana dane osobowe będą przechowywane przez okres zgodny z zasadami archiwizacji dokumentów w Urzędzie Patentowym RP;
7. Posiada Pani/Pan prawo żądania dostępu do treści swoich danych osobowych, prawo ich sprostowania oraz prawo do ograniczenia ich przetwarzania;
8. Przysługuje Pani/Panu prawo wniesienia skargi do organu nadzorczego właściwego w zakresie ochrony danych osobowych gdy uzna Pani/Pan, że przetwarzanie Pani/Pana danych osobowych narusza przepisy RODO;

9. Podanie przez Panią/Pana danych osobowych jest wymogiem ustawowym niezbędnym do dalszego procedowania przez Urząd Patentowy RP.

UWAGA NA OSZUSTÓW!

Przed dokonaniem jakiegokolwiek opłaty do Urzędu Patentowego RP,
sprawdź czy numer rachunku zgadza się z numerem konta Urzędu:

NBP O/O Warszawa: 93 1010 1010 0025 8322 3100 0000

Urząd Patentowy RP posiada tylko jeden numer rachunku i pobiera opłaty wyłącznie w złotych!

W przypadku jakichkolwiek wątpliwości prosimy o kontakt z Centrum Informacji w Urzędzie Patentowym RP pod nr tel.: 22 579 05 55. Aktualne ostrzeżenia o próbach wyłudzeń publikowane są na stronach Urzędu Patentowego RP (uprp.gov.pl) oraz w komunikatach FinCERT.pl - Bankowego Centrum Cyberbezpieczeństwa Związku Banków Polskich (zbp.pl).



W celu weryfikacji autentyczności korespondencji zeskanuj podany kod QR lub przejdź na stronę weryfikacji korespondencji Urzędu Patentowego RP dostępnej pod adresem <https://pue.uprp.gov.pl/public/stamp/verify> i przepisz kod stempla.

Kod stempla: 507-fd89-f7c



Kancelaria Ogólna

Warszawa, 2024-07-10

Nasz znak: POTWIERDZENIE/974180/P.449200

Wasz znak: UR/czuj/01/2024

POTWIERDZENIE

Urząd Patentowy RP stwierdza, że dnia 2024-07-10 przyjęto w formie elektronicznej wnioszek o udzielenie patentu na wynalazek:

Sposób sterowania nadążną instalacją PV i układ do realizacji tego sposobu

Zgłoszenie oznaczono numerem: P.449200

[WIPO ST 10/C PL449200]

Zgłaszający: Uniwersytet Rolniczy im. Hugona Kollątaja w Krakowie, Kraków, Polska

Dokument wystawiony automatycznie przez system teleinformatyczny UPRP.

Pouczenie:

1. Strony oraz ich przedstawiciele i pełnomocnicy mają obowiązek zawiadomić Urząd o każdej zmianie swojego adresu. W razie zaniedbania tego obowiązku doręczenie pisma pod dotychczasowym adresem ma skutek prawny (art. 41 kpa).
2. O zgłoszeniu wynalazku Urząd Patentowy dokonuje ogłoszenia niezwłocznie po upływie 18 miesięcy od daty pierwszeństwa do uzyskania patentu. Zgłaszający może w okresie 12 miesięcy od daty pierwszeństwa złożyć wniosek o dokonanie ogłoszenia w terminie wcześniejszym (art. 43 ustawy z dnia 30 czerwca 2000r. Prawo własności przemysłowej (Dz. U. z 2021 r. poz. 324).
3. W korespondencji należy powoływać się na nr P.449200.

Klauzula informacyjna:

Zgodnie z art. 13 ust. 1 i 2 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (dalej RODO) Urząd Patentowy Rzeczypospolitej Polskiej informuje, że:

1. Administratorem Pani/Pana danych osobowych jest Urząd Patentowy Rzeczypospolitej Polskiej z siedzibą w Warszawie, adres: al. Niepodległości 188/192, 00-950 Warszawa, skrytka pocztowa 203;
2. Inspektor Ochrony Danych, dane kontaktowe: adres: al. Niepodległości 188/192, 00-950 Warszawa, tel. bezpośredni (022) 579 00 25, fax (022) 579 00 01, e-mail: iod@uprp.pl;
3. Pani/Pana dane osobowe przetwarzane będą w celu realizowania zadań Urzędu Patentowego RP określonych przepisami ustawy z dnia 30 czerwca 2000 r. Prawo własności przemysłowej;
4. Podstawą prawną przetwarzania Pani/Pana danych osobowych jest ustawa z dnia 30 czerwca 2000 r. Prawo własności przemysłowej, rozporządzenia wykonawcze do ww. ustawy, umowy międzynarodowe oraz art. 6 ust. 1 lit. c RODO;
5. Pani/Pana dane osobowe mogą być przekazywane do podmiotów publicznych na zasadach obowiązujących w przepisach prawa oraz organizacjom międzynarodowym i organom unijnym, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa i umowami międzynarodowymi, po upływie terminów zastrzeżonych dla nieujawniania informacji o zgłoszeniu;
6. Pani/Pana dane osobowe będą przechowywane przez okres zgodny z zasadami archiwizacji dokumentów w Urzędzie Patentowym RP;
7. Posiada Pani/Pan prawo żądania dostępu do treści swoich danych osobowych, prawo ich sprostowania oraz prawo do ograniczenia ich przetwarzania;
8. Przysługuje Pani/Panu prawo wniesienia skargi do organu nadzorczego właściwego w zakresie ochrony danych osobowych gdy uzna Pani/Pan, że przetwarzanie Pani/Pana danych osobowych narusza przepisy RODO;

9. Podanie przez Panią/Pana danych osobowych jest wymogiem ustawowym niezbędnym do dalszego procedowania przez Urząd Patentowy RP.

UWAGA NA OSZUSTÓW!

**Przed dokonaniem jakiegokolwiek opłaty do Urzędu Patentowego RP,
sprawdź czy numer rachunku zgadza się z numerem konta Urzędu:**

NBP O/O Warszawa: 93 1010 1010 0025 8322 3100 0000

Urząd Patentowy RP posiada tylko jeden numer rachunku i pobiera opłaty wyłącznie w złotych!

W przypadku jakichkolwiek wątpliwości prosimy o kontakt z Centrum Informacji w Urzędzie Patentowym RP pod nr tel.: 22 579 05 55. Aktualne ostrzeżenia o próbach wyłudzeń publikowane są na stronach Urzędu Patentowego RP (uwrp.gov.pl) oraz w komunikatach FinCERT.pl - Bankowego Centrum Cyberbezpieczeństwa Związku Banków Polskich (zbp.pl).



W celu weryfikacji autentyczności korespondencji zeskanuj podany kod QR lub przejdź na stronę weryfikacji korespondencji Urzędu Patentowego RP dostępnej pod adresem <https://pue.uwrp.gov.pl/public/stamp/verify> i przepisz kod stempla.

Kod stempla: 097-7b50-10e