

doi:10.15199/48.2025.01.26

## Analiza uzysku energii dla nadążnej oraz stacjonarnej instalacji fotowoltaicznej

**Streszczenie.** Instalacje fotowoltaiczne (PV) stały się bardzo powszechnym źródłem pozyskiwania energii elektrycznej. Obowiązujące w ostatnim okresie regulacje prawne w zakresie pozyskiwania „zielonej energii” oraz różne formy wsparcia finansowego, wpłynęły na bardzo dynamiczny przyrost budowanych i użytkowanych instalacji PV. W artykule porównano roczne uzyski energii z rzeczywistych instalacji PV zlokalizowanych w miejscowości Częstochowa – trzech instalacji PV stacjonarnych oraz jednej instalacji nadążnej. Instalacje PV wybudowane są w promieniu 2 km pomiędzy sobą.

**Abstract.** Photovoltaic (PV) installations have become a very common source of acquiring of electrical energy. The last legal regulations concerning of "green energy" acquisition and various forms of financial support have resulted in a very dynamic increase in the number of PV installations built and used. The paper compares the annual energy yields from real PV installations built in Częstochowa - three stationary PV installations and one follow-up installation. PV installations are built within a radius of 2 km between each other. (**Analysis of energy gain for a tracking and a stationary photovoltaic installation**).

**Słowa kluczowe:** instalacja fotowoltaiczna, energia słoneczna, analiza energetyczna, prosument.

**Keywords:** photovoltaic installation, solar energy, energy analysis, prosumer.

### Wstęp

Zmiany klimatyczne, postępująca degradacja oraz wzrastające zanieczyszczenie środowiska, wpływają na podejmowanie różnych inicjatyw politycznych w celu przyspieszenia transformacji energetycznej. Przykładem może być przyjęcie w grudniu 2019 roku przez Komisję Europejską – Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest osiągnięcie przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do 2050 roku. Aby zrealizować powyższe założenie, głównym zadaniem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych netto o co najmniej 55% do 2030 roku w porównaniu z poziomem z 1990 roku [1].

W Polsce udział energii produkowanej z paliw kopalnych do końca 2021 roku odpowiadał za 78,88% ogółu wytwarzanej energii, a tylko 21,12% było wytwarzane ze źródeł odnawialnych. Udział energii ze źródeł odnawialnych w krajowym bilansie sukcesywnie wzrasta (w 2017 roku wynosił 14,38%) [2]. Dominującą pozycję w wytwarzaniu energii ze źródeł odnawialnych zajmują biopaliwa stałe, głównie drewno oraz słoma. W analizowanym okresie, widoczny jest systematyczny wzrost udziału energii słonecznej w końcowym bilansie produkcji energii (tab. 1).

Tabela 1. Udział źródeł odnawialnych w produkcji energii w Polsce (w latach 2017-2021) [2]

Rok	2017	2018	2019	2020	2021
	%				
Biopaliwa stałe	66,78	76,13	73,41	71,61	69,35
<b>Energia słoneczna</b>	<b>0,74</b>	<b>0,69</b>	<b>1,08</b>	<b>1,99</b>	<b>3,31</b>
Energia wody	2,38	1,40	1,37	1,46	1,57
Energia wiatru	13,89	9,11	10,59	10,85	10,90
Biogaz	3,04	2,39	2,43	2,58	2,49
Biopaliwa ciekłe	9,94	7,50	7,99	7,79	8,10
En. geotermalna	0,24	0,20	0,20	0,20	0,22
Odpady komunalne	1,00	0,81	0,83	1,15	1,16
Pompy ciepła	1,99	1,77	2,08	2,38	2,89

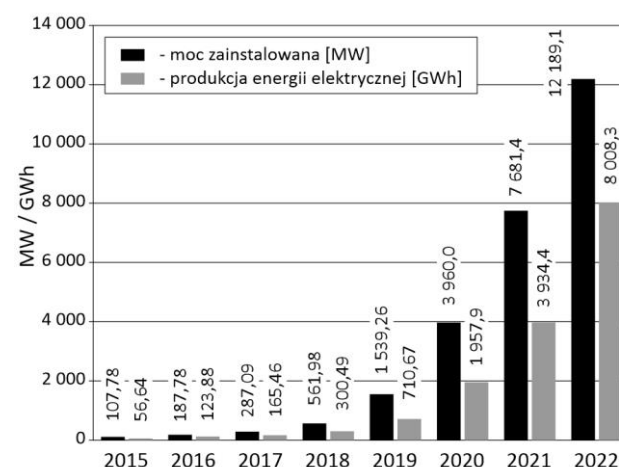
Energia słoneczna w głównej mierze wykorzystywana jest do produkcji energii elektrycznej. W ogólnym bilansie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, w kolejnych latach występuje dynamiczny wzrost udziału energii słonecznej (tab. 2). Udział produkcji energii elektrycznej z ogniw PV, wzrósł z 0,69% w roku 2017 do 12,9% w roku 2021 (wzrost 23,7 krotny) [2]. Obowiązujące

w ostatnim okresie regulacje prawne w zakresie pozyskiwania „zielonej energii” oraz różne formy wsparcia finansowego, wpływają na bardzo duży wzrost liczby nowobudowanych instalacji PV, szczególnie w sektorze prosumenckim [3 ÷ 6].

Tabela 2. Produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce (w latach 2017-2021) [2]

Rok	2017	2018	2019	2020	2021
	GWh				
Ogółem	24 122,1	21 617,2	25 458,8	28 226,6	30 568,5
Woda	2 559,6	1 970,0	1 958,4	2 118,3	2 339,2
Wiatr	14 909,0	12 798,8	15 106,8	15 800,0	16 233,5
Bio. stałe	5 308,6	5 333,2	6 441,2	6 932,8	6 398,4
Biogaz	1 096,4	1 127,6	1 135,0	1 233,9	1 307,3
Biopłynny	2,4	2,0	2,0	1,9	1,7
Odp. kom.	80,7	85,0	104,8	181,8	353,8
<b>Ogniwa PV</b>	<b>165,5</b>	<b>300,5</b>	<b>710,7</b>	<b>1 957,9</b>	<b>3 934,4</b>

Rynek instalacji PV, jest najszybciej rozwijającym się sektorem OZE w Polsce. Łączna moc zainstalowana w źródłach PV w Polsce na koniec 2022 roku wynosiła 12 189,1 MW, a w porównaniu do grudnia 2021 roku nastąpił wzrost o 58% (rys. 1).



Rys. 1. Moc zainstalowana oraz wyprodukowana energia elektryczna z instalacji PV w Polsce w latach 2015 - 2022 [2, 7]

W 2022 roku do systemu elektroenergetycznego w kraju podłączono 356 048 nowych instalacji PV [7].

W artykule porównano roczne uzyski energii z rzeczywistych instalacji PV zlokalizowanych w miejscowości Częstochowa – trzech instalacji PV stacjonarnych oraz jednej instalacji nadążnej. Instalacje PV zlokalizowane są w promieniu 2 km pomiędzy sobą. Poza bardzo wczesnymi godzinami rannymi oraz późnymi wieczornymi, nie występują zacienienia modułów PV w analizowanych instalacjach. Dla wszystkich instalacji można przyjąć identyczne warunki nasłonecznienia. W analizowanym okresie (2022 r.), nie stwierdzono wyłączeń instalacji PV, wynikających z przekroczenia dopuszczalnej wartości napięcia w sieci rozdzielczej.

### Wpływ nasłonecznienia na wydajność instalacji PV

W przypadku instalacji PV stacjonarnych, uzyskanie maksymalnej ilości produkowanej energii, związane jest bezpośrednio z ustawieniem modułów PV w kierunku południowym (azymut) oraz ich kątem pochylenia [8]. Dla Polski południowej, optymalny kąt pochylenia to ok. 30±35°, dla Polski północnej ok. 35±40° [9]. Należy zaznaczyć, że w dość szerokim zakresie zmian kąta pochylenia modułów PV jak również pewnych odchyłach od kierunku południowego, zmiany nasłonecznienia padającego na płaszczyznę ustawienia modułów PV są niewielkie [10]. W tabeli 3, przedstawiono zmiany procentowe nasłonecznienia przy różnych kątach pochylenia modułów PV dla miejscowości Częstochowa (50,765N;19,114E). Wartości wyznaczono na podstawie symulacji przeprowadzonych z wykorzystaniem platformy internetowej PVGIS [11].

Tabela 3. Procentowe zmiany nasłonecznienia padającego na płaszczyznę modułów PV (dla Częstochowy – symulacja PVGIS)

Pochylenie względem poziomu		Azymut						
		E ←			S	→ W		
		-15°	-10°	-5°	0	+5°	+10°	+15°
0°	83,9	83,9	83,9	83,9	83,9	83,9	83,9	83,9
5°	87,6	87,6	87,7	87,7	87,7	87,6	87,5	87,5
10°	90,8	90,9	91,0	91,0	90,9	90,8	90,7	90,7
15°	93,5	93,7	93,8	93,8	93,7	93,6	93,3	93,3
20°	95,7	95,9	96,1	96,1	96,0	95,8	95,5	95,5
25°	97,5	97,7	97,8	97,8	97,7	97,5	97,2	97,2
30°	98,7	99,0	99,1	99,1	98,9	98,7	98,3	98,3
35°	99,3	99,6	99,8	99,8	99,6	99,3	98,8	98,8
40°	99,4	99,8	100	100	99,7	99,4	98,9	98,9
45°	99,1	99,4	99,6	99,6	99,3	98,9	98,5	98,5
50°	98,2	98,5	98,6	98,6	98,4	98,0	97,5	97,5
55°	96,7	97,0	97,1	97,1	96,9	96,7	95,9	95,9
60°	94,7	95,0	95,1	95,1	94,8	94,4	93,8	93,8

Optymalne ustawienie modułów PV dla Częstochowy (według symulacji PVGIS), to 39° pochylenia względem poziomu oraz azymut -3° (na wschód). Jednak w przypadku instalacji PV zamontowanych na obiektach budowlanych, bardzo rzadko moduły PV montowane są pod optymalnym kątem. Najczęściej ustawienie modułów PV, bezpośrednio wynika z usytuowania obiektu oraz konstrukcji dachu [12].

System nadążny, polegający na montażu modułów PV na platformach śledzących wędrówkę Słońca, zwiększa uzysk energii w przeliczeniu na jednostkową moc modułów. W porównaniu z optymalnie usytuowaną instalacją PV stacjonarną, system nadążny pozwala na zwiększenie rocznej produkcji energii o ok. 30% [9]. Ograniczeniami dla systemów nadążnych są wymagania związane z wolną przestrzenią bez zacięń pod ich budowę oraz wysokie koszty konstrukcji platform obrotowych [13].

W tab. 4 zestawiono informacje dotyczące ustawienia modułów analizowanych instalacji PV. Instalacja A i B są typowymi instalacjami prosumenckimi, zabudowanymi na

obiektach mieszkalnych lub gospodarczych. Ustawienie modułów PV wynika z kąta pochylenia połaci dachowej oraz orientacji budynku względem południa. W obu przypadkach, moduły PV zamontowane są równoległe do połaci dachowej za pośrednictwem profili systemowych PV 40x40 mm.

Tabela 4. Ustawienie modułów analizowanych instalacji PV

Instalacja A	Instalacja B	Instalacja C	Instalacja D
Pochylenie względem poziomu			
30°	10°	30°	Nadążna
Azymut			
+12°	0°	+11°	



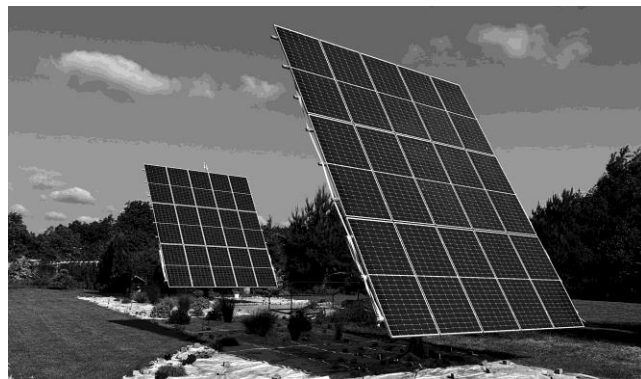
Rys. 2. Widok rozmieszczenia modułów PV – Instalacja A

Instalacja C, zabudowana jest na dachu budynku magazynowego (rys. 3). Dach magazynu składa się z dwóch połaci w kierunku wschód-zachód (kąt 10°), kalenica w kierunku południe-północ. Moduły PV zamontowane są do aluminiowej konstrukcji wsporczej (balastowej) po 5 szt. w rzędzie. Odstępy między rzędami wynoszą 3,2 m – brak wzajemnego zacięń się modułów PV dla najniższej pozycji Słońca (22 grudnia).



Rys. 3. Widok rozmieszczenia modułów PV – Instalacja C

Instalacja D składa się z dwóch platform obrotowych, po 15 szt. modułów PV (rys. 4). Platformy wyposażone są w układ śledzący położenie Słońca oraz system obracający platformami w dwóch osiach. Pomiędzy platformami oraz sąsiadującymi budynkami nie występuje wzajemne zacięnie.



Rys. 4. Widok platform obrotowych z modułami PV – Instalacja D

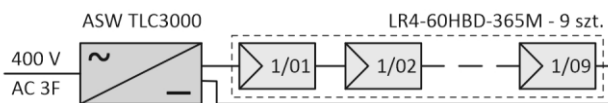
## Techniczne rozwiązania analizowanych instalacji PV

W tab. 5, zestawiono podstawowe parametry techniczne analizowanych instalacji PV. We wszystkich instalacjach zabudowane są moduły PV monokrystaliczne. Moduły serii LR4, wykonane są w technologii dwustronnej PERC [14].

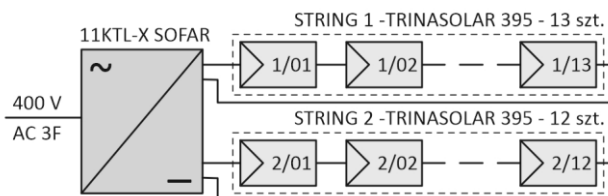
Tabela 5. Parametry techniczne instalacji PV [14, 15]

Instalacja A	Instalacja B	Instalacja C	Instalacja D
Typ modułów PV			
LR4-60HBD-365M	Trinasolar 395	LR4-60HPH-365M	LR4-72HBD-445M
Moc modułów PV			
365 W	395 W	365 W	445 W
Ilość modułów PV			
9 szt.	25 szt.	136 szt.	30 szt.
Wydajność modułu PV [%]			
20,0	20,5	19,5	20,5
Łączna moc instalacji PV po stronie DC			
3 285 W	9 875 W	49 640 W	13 350 W
Typ inwertera			
ASW TLC3000 Aiswei – Solpanet 3 kW (3F) - 1 szt.	11KTL-X SOFAR 11 kW (3F) - 1 szt.	Sunny Tripower 25000TL SMA 25 kW (3F) - 2 szt.	Mikroinwertery HM-1500 Hoymiles 1,5 kW (1F) - 15 szt.

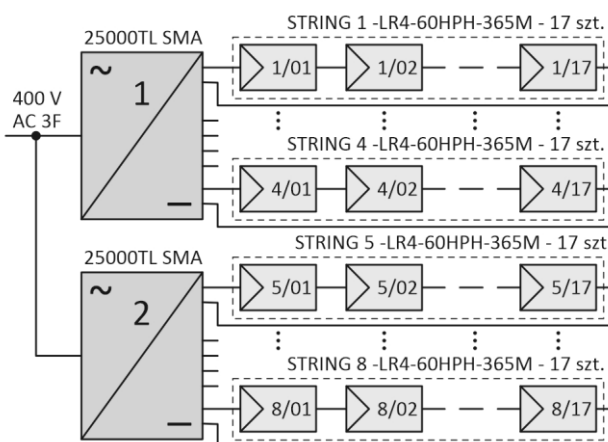
Instalacje A, B i C, zbudowane są w oparciu o typowe inwertery łańcuchowe (rys. 5, 6, 7). Wszystkie inwertery, konwertują napięcie DC na AC w układzie trójfazowym. W instalacji A i B, łańcuchy modułów PV podłączone są do niezależnych wejść MPP inwertera. W przypadku instalacji C - do niezależnego wejścia MPP inwertera, podłączone są po dwa łańcuchy modułów PV.



Rys. 5. Schemat ideowy – Instalacja A



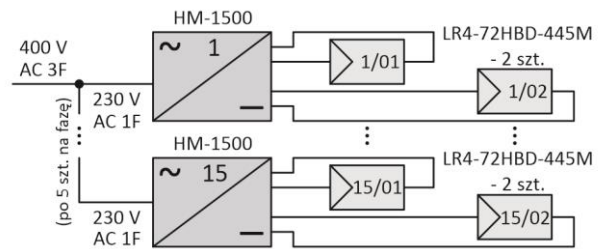
Rys. 6. Schemat ideowy – Instalacja B



Rys. 7. Schemat ideowy – Instalacja C

Instalacja D zbudowana jest na mikroinwerterach HM-1500 (15 szt.), konwertujących napięcie DC na AC w układzie jednofazowym. Każdy mikroinwerter współpracuje

z dwoma modułami PV podłączonymi do niezależnych wejść MPP (rys. 8). Mikroinwertery po stronie napięcia AC, połączone są po 5 sztuk na każdą z faz.



Rys. 8. Schemat ideowy – Instalacja D

Platformy obrotowe w instalacji D, sterowane są jednym układem pozycjonującym płaszczyznę modułów PV, względem Słońca. W dni pochmurne (brak bezpośredniego nasłonecznienia), platformy obracane są zgodnie z zaprogramowanym harmonogramem. W przypadku wystąpienia wiatru o prędkości powyżej dopuszczalnej wartości, platformy ustawiane są w pozycji poziomej.

## Analiza rocznej produkcji energii

W tab. 6, zestawiono uzyski energii elektrycznej analizowanych instalacji PV w roku 2022 z podziałem na miesiące (odczyty z aplikacji inwerterów).

Tabela 6. Uzyski energii elektrycznej analizowanych instalacji PV

2022 M.	Instalacja A	Instalacja B	Instalacja C	Instalacja D
	kWh			
I	79	159,15	994,26	493,23
II	164	465,95	2 194,88	932,15
III	452	1 232,14	5 792,88	2 738,11
IV	330	960,47	4 206,30	1 829,06
V	489	1 556,81	6 412,58	2 978,75
VI	542	1 658,07	6 660,93	3 257,79
VII	479	1 547,68	6 149,83	2 967,58
VIII	448	1 353,70	5 737,67	2 690,83
IX	297	914,59	4 009,48	1 753,08
X	286	800,18	3 816,81	1 764,17
XI	132	358,56	1 773,71	830,40
XII	55	120,05	580,22	367,90
<b>Σ</b>	<b>3 753</b>	<b>11 127,35</b>	<b>48 319,53</b>	<b>22 603,06</b>

Ze względu na różną sumaryczną moc modułów PV w poszczególnych instalacjach PV, do celów porównawczych wykorzystano przelicznik, uzysku energii elektrycznej z 1 kWp, zainstalowanych modułów PV w instalacji (tab. 7).

Tabela 7. Uzysk energii elektrycznej w przeliczeniu na 1 kWp zainstalowanych modułów PV

2022 M.	Instalacja A	Instalacja B	Instalacja C	Instalacja D
	kWh/1 kWp			
I	24,0	16,1	20,0	36,9
II	49,9	47,2	44,2	69,8
III	137,6	124,8	116,7	205,1
IV	100,5	97,3	84,7	137,0
V	148,9	157,7	129,2	223,1
VI	165,0	167,9	134,2	244,0
VII	145,8	156,7	123,9	222,3
VIII	136,4	137,1	115,6	201,6
IX	90,4	92,6	80,8	131,3
X	87,1	81,0	76,9	132,1
XI	40,2	36,3	35,5	62,2
XII	16,7	12,2	11,7	27,6
<b>Σ</b>	<b>1 142,5</b>	<b>1 126,8</b>	<b>973,4</b>	<b>1 693,1</b>

Instalacje A i B, osiągnęły bardzo zbliżony uzysk roczny, w przeliczeniu na 1 kWp zainstalowanych modułów PV (inst. A – 1 142,5 kWh; inst. B – 1 126,8 kWh). W instalacji B, moduły PV ustawione są pod kątem 10° względem

poziomu, co wpłynęło na większe uzyski w miesiącach letnich (wysoka pozycja Słońca), ale mniejsze w pozostałych miesiącach - względem instalacji A [16].

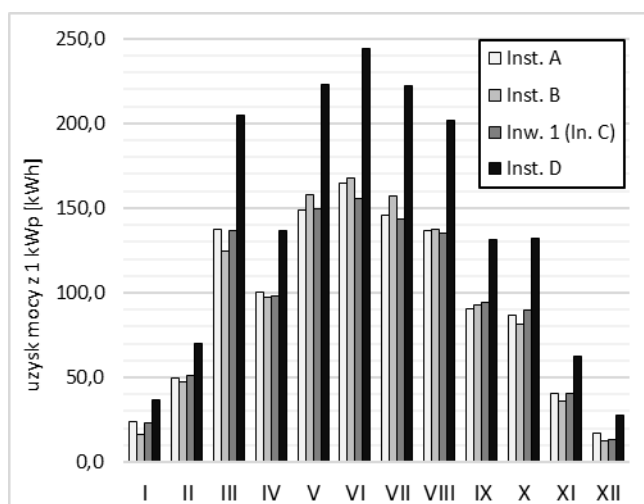
Instalacja C, osiągnęła roczny uzysk przeliczeniowy na poziomie 973,4 kWh, pomimo identycznego ustawienia modułów PV co inst. A. Ze względu na tak niską wartość uzysku, przeprowadzono szczegółową analizę, oddzielnie dla dwóch inwerterów pracujących w instalacji C (tab. 8).

Tabela 8. Uzysk rzeczywisty oraz przeliczeniowy energii elektrycznej, inwerterów pracujących w Instalacji C

2022 M.	Instalacja C			
	Inwerter nr 1		Inwerter nr 2	
	uzysk rzeczywisty	przeliczony na 1 kWp	uzysk rzeczywisty	przeliczony na 1 kWp
	[kWh]			
I	574,24	23,1	420,02	16,9
II	1 271,08	51,2	923,80	37,2
III	3 397,60	136,9	2 395,28	96,5
IV	2 434,64	98,1	1 771,66	71,4
V	3 716,47	149,7	2 696,11	108,6
VI	3 859,39	155,5	2 801,54	112,9
VII	3 568,87	143,8	2 580,97	104,0
VIII	3 356,97	135,3	2 380,70	95,9
IX	2 348,47	94,6	1 661,00	66,9
X	2 226,33	89,7	1 590,48	64,1
XI	1 013,32	40,8	750,39	30,2
XII	333,93	13,5	246,28	9,9
<b>Σ</b>	<b>28 101,30</b>	<b>1 132,2</b>	<b>20 218,23</b>	<b>814,6</b>

Uzysk energii z inwertera nr 1 w instalacji C (1 132,2 kWh/kWp), jest porównywalny z wartościami dla instalacji A i B. W przypadku inwertera nr 2, w uzysku rocznym energii (rzeczywistym), „brakuje” 8 000 kWh w porównaniu do inwertera nr 1. Zlecony serwis instalacji C, wykazał usterkę techniczną złącza MC-4 w jednym z łańcuchów modułów PV, podłączonych do inwertera nr 2 (złe zaciśnięte złącze) [17, 18].

Na rys. 8, w postaci wykresu zaprezentowano uzyski energii elektrycznej dla poszczególnych miesięcy 2022 roku. W przypadku instalacji C, do porównania wykorzystano dane z inwertera nr 1.



Rys. 8. Uzysk energii elektrycznej w poszczególnych miesiącach 2022 roku, w przeliczeniu na 1 kWp zainstalowanych modułów PV

Instalacja D – nadająca, osiągnęła przeliczeniowy uzysk roczny z 1 kWp równy 1 693,1 kWh. Wynik ten w ujęciu rocznym, jest większy o 49%, względem średniego uzysku dla instalacji stacjonarnych. Analizując poszczególne miesiące roku oddzielnie, różnice wahają się w zakresie od 36% w kwietniu do 65% w grudniu na korzyść instalacji D. W miesiącach letnich kiedy występuje największa produkcja

energii elektrycznej, różnica w uzysku wynosi średnio 50 %. Należy zaznaczyć, że instalacja D zbudowana jest na mikroinwerterach, a instalacje stacjonarne na inwerterach łańcuchowych.

## Podsumowanie

W polskich warunkach klimatycznych, optymalnie zlokalizowana i wykonana instalacja stacjonarna PV, zgodnie z ogólnie przyjętymi wartościami nasłonecznienia jest w stanie wyprodukować rocznie 950±1025 kWh/kWp [9]. Analizowane instalacje stacjonarne PV osiągnęły lepsze uzyski (1126,8±1142,5 kWh/kWp). Głównym czynnikiem, wpływającym na lepsze uzyski jest liczba dni słonecznych w roku 2022, których było więcej niż średnia z lat przyjmowanych w analizach literaturowych [9, 10].

W przypadku analizowanej lokalizacji (Częstochowa), 70% energii elektrycznej produkowane jest w okresie od kwietnia do września. W przypadku instalacji stacjonarnych montowanych na dachach płaskich, można przyjmować mniejsze wartości kąta pochylenia modułów PV (np. 20°), niż wartości ogólnie przyjmowane w analizach (39°) [11]. Wpływa to na lepsze wykorzystanie przestrzeni dachu (krótsza strefa zacielenia), można zamontować większą liczbę modułów PV oraz osiągnąć większy uzysk roczny.

**Autorzy:** dr inż. Paweł Czaja, Politechnika Częstochowska, Katedra Automatyki, Elektrotechniki i Optoelektroniki, al. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa, E-mail: pawel.czaja@pcz.pl

## LITERATURA

- [1] Komisja Europejska, Europejski Zielony Ład, COM(2019) 640, Bruksela (2019)
- [2] Energia ze źródeł odnawialnych w 2021 r. *Analizy statystyczne*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa (2022), ISSN: 1898-43479
- [3] Awan A.B., Alghassab M., Zubair M., Bhatti A.R., Uzair M., Abbas G., Comparative analysis of around-mounted vs. rooftop photovoltaic systems optimized for interrow distance between parallel arrays, *Energies*, 13, (2020), 3639
- [4] Wu P., Ma X., Ji J., Ma Y., Review on life cycle assessment of energy payback of solar photovoltaic systems and a case study, *Energy Procedia*, 105, (2017) 68–74
- [5] Drzymała A.J., Korzeniewska E., Optyczność inwestycji fotowoltaicznych przedsiębiorstw w świetle nowej ustawy OZE w Polsce, *Przegląd Elektrotechniczny*, 96, (2020), 1, 210-213
- [6] Muteri V., Cellura M., Curto D., Franzitta V., Longo S., Mistretta M., Parisi M.L., Review on Life Cycle Assessment of Solar Photovoltaic Panels, *Energies*, 13, (2020), 252
- [7] Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Agencja Rynku Energii S.A., nr 12/348 (2022), ISSN: 1232-5457
- [8] Akpolat A.N., Dursun E., Kuzucuoglu A.E., Yang Y., Blaabjerg F., Baba A.F., Performance analysis of a Grid-connected rooftop solar photovoltaic system, *Electronics*, 8, (2019), 905
- [9] Szymański B., Instalacje fotowoltaiczne, Wydawnictwo Globenergia, Kraków (2021)
- [10] Ilba M., Energia słoneczna. Nasłonecznienie i praktyczna efektywność mikroinstalacji fotowoltaicznych na terenie Polski, Wydawnictwo CeDeWu, Warszawa (2022)
- [11] [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)
- [12] Weniger J., Tjaden T., Quaschnig V., Sizing of residential PV battery systems, *Energy Procedia*, 46, (2014), 78–87
- [13] Piyatadsananon P., Spatial factors consideration in site selection of ground-mounted PV power plants, *Energy Procedia*, 100, (2016), 78–85
- [14] Karty katalogowe wyrobów firmy LONGI Solar (2022)
- [15] Karty katalogowe wyrobów firmy Trina Solar (2022)
- [16] Awan A.B., Optimization and techno-economic assessment of rooftop photovoltaic system, *J. Renew. Sustain. Energy*, 11, (2019), 033501
- [17] Czaja P., Bezpieczeństwo pożarowe instalacji fotowoltaicznych, *Przegląd Elektrotechniczny*, 97 (2021), 12, 105-108
- [18] Szultka S., Czapp S., Tomaszewski A., Ullah H., Evaluation of fire Hazard in Electrical installations due to unfavourable ambient thermal conditions, *Fire*, 6(2), (2023) 41