

Analiza rentowności siłowni PV w zależności od warunków meteorologicznych, konstrukcyjnych i ekonomicznych siłowni

Streszczenie. Artykuł porusza problematykę wpływu warunków solarnych, konstrukcyjnych i ekonomicznych na rentowność mikro siłowni fotowoltaicznych. W pierwszej części pracy wyznaczono rzeczywiste roczne uzyski energii elektrycznej dla instalacji pracujących w różnych rejonach Polski. Na ich podstawie wykonano symulację czasu zwrotu nakładów poniesionych na inwestycję w zależności od ich wielkości oraz ceny energii elektrycznej dostępnej z sieci elektroenergetycznej, której zmiany wyznaczono na podstawie opracowanych modeli prognostycznych. Z wykonanych analiz wynika, że dla najbardziej optymistycznego wariantu, w którym siłownia produkuje 1150 kWh/kWp energii rocznie a koszt związany z budową siłowni wynosi zaledwie 2,2 zł/Wp inwestor może liczyć na zwrot nakładów już po okresie 4-6 lat. Jeśli natomiast siłownia rocznie produkuje energię na poziomie 750 kWh/kWp, koszt budowy wynosi 5,5 zł/Wp to okres zwrotu wydłuża się od 14 do 21 lat.

Abstract. The article discusses the issue of the impact of meteorological, constructional and economic conditions on the profitability of micro photovoltaic power plants. In the first part of the work, real annual energy yields for installations working in various regions of Poland were determined. Based on them, the time of return of expenditures incurred on the investment was simulated depending on their size and the price of electricity available from the power grid, the changes of which were determined based on the developed forecasting models. The analysis shows that for the most optimistic variant, in which the gym produces 1150 kWh/kWp of energy per year and the cost related to the construction of the gym is only 2.2 PLN/Wp, the investor can count on the return of expenditures after 4-6 years. If, on the other hand, the power plant produces 750 kWh / kWp per year, the construction cost is 5.5 PLN/Wp is the payback period extends from 14 to 21 years. (*Analysis of the impact of location and orientation of the PV power plant on the time of return on investment*).

Słowa kluczowe: cena energii elektrycznej, czas zwrotu inwestycji, siłownia PV, warunki meteorologiczne.

Keywords: electricity price, payback time, PV power plant, meteorological conditions.

Wstęp

W ostatnich latach obserwujemy bardzo dynamiczny wzrost zainteresowania odnawialnymi źródłami energii. Jest to efekt wielu czynników, z których za najważniejsze można uznać: redukcję cen urządzeń wytwarzających energię z OZE, wzrost cen sieciowych nośników energii oraz docenienie aspektu społecznego związanego z ograniczoną dostępnością energii ze źródeł konwencjonalnych, jak również koniecznością ochrony środowiska naturalnego. Największa dynamika rozwoju widoczna jest w sektorze OZE związanym z wykorzystaniem energii Słońca do wytwarzania energii elektrycznej. W roku 2017 moc zainstalowana w systemach PV posiadających koncesję Urzędu Regulacji Energetyki na wytwarzanie energii elektrycznej wynosiła prawie 104 MWp [1], gdy na koniec roku 2013 wynosiła zaledwie 1,9 MWp. Dzięki pracy tych instalacji w 2017 roku wytworzono 38,8 GWh energii elektrycznej. Oprócz systemów fotowoltaicznych posiadających koncesję na wytwarzanie energii działa również wiele małych instalacji o mocy do 40 kWp w oparciu o zgłoszenie, a ich moc jest szacowana na ponad 93 MWp [2, 3]. Dalszy wzrost zainteresowania systemami fotowoltaicznymi prawdopodobnie nadal będzie utrzymany ze względu na systematyczny spadek cen paneli fotowoltaicznych i niezbędnego osprzętu.

Na podstawie dostępnych informacji [4], można przyjąć, że w 2017 roku średnia cena modułów fotowoltaicznych mono- i polikrystalicznych wyniosła około 0,55 EUR/Wp (produkt japoński i koreański), 0,49 EUR/Wp (produkt chiński), 0,47 EUR/Wp (produkt niemiecki), 0,39 EUR/Wp (produkt z południowo-wschodniej Azji). W stosunku do roku poprzedniego są to ceny niższe od 12 do 20%.

Jednym z podstawowych czynników decydujących o rentowności instalacji fotowoltaicznych jest sprawność systemu, która uzależniona jest głównie od sprawności paneli fotowoltaicznych. W warunkach idealnych/laboratoryjnych sprawność paneli fotowoltaicznych może osiągać ponad 33 % [5, 6, 7]. W warunkach rzeczywistych uzyskuje się niższe sprawności,

na które oprócz rodzaju paneli wpływa wiele czynników, spośród których za najważniejsze uważa się miejsce lokalizacji siłowni oraz parametry jej pracy takie jak kąt pochylenia, orientacja powierzchni czynnej i temperatura ich pracy [8 – 11].

Dużym wyzwaniem dla inwestorów jest również brak dokładnie sprecyzowanych informacji na temat zmian cen sieciowych nośników energii, które silnie wpływają na efektywność ekonomiczną przedsięwzięcia. W literaturze są doniesienia, w których czas zwrotu nakładów inwestycyjnych zmienia się w zakresie od kilku lat do okresu przekraczającego żywotność siłowni [12, 13].

W celu uniezależnienia wyniku przedsięwzięcia od wpływu czynników, na które inwestor nie może oddziaływać można realizować źródła wytwórcze pracujące w systemie off-grid. Takie przedsięwzięcia mają jednak duże ograniczenia, ponieważ cała ilość wytworzonej energii musi być skonsumowana w czasie jej produkcji lub rozbudowana o kolejny jej element jakim jest magazyn energii elektrycznej. Koszy jednostkowe akumulatorów energii ciągle są wyższe od kosztów budowy siłowni PV w systemie on-grid. Natomiast inne formy magazynowania energii np. w ciepłe są mniej efektywne niż 20% lub 30% strata w rozliczeniach prosumenckich.

W dalszej części opracowania autorzy postanowili przedstawić wyniki badań, których celem było określenie wpływu: ilości dostępnej energii promieniowania słonecznego, warunków konstrukcyjnych siłowni PV oraz nakładów inwestycyjnych i kosztu zakupu energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej w warunkach rzeczywistych na rentowność inwestycji typu on-grid.

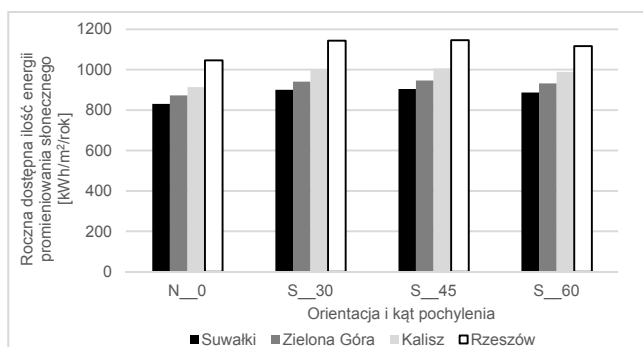
Zakres badań

Na podstawie danych pozyskanych ze strony Ministerstwa Infrastruktury dotyczących typowych lat meteorologicznych wyznaczono ilości dostępnej energii promieniowania słonecznego dla czterech lokalizacji będących odpowiednikami poszczególnych stref nasłonecznienia w Polsce. Następnie na podstawie danych pozyskanych ze strony Sunnyportal wyznaczono

rzeczywiście uzyskać energii elektrycznej dla instalacji fotowoltaicznych pracujących przy różnej orientacji i kącie pochylenia w poszczególnych rejonach. W ostatniej części pracy opracowano prognozę cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych i wyznaczono czas zwrotu nakładów na montaż instalacji fotowoltaicznych dla czterech wariantów nakładów inwestycyjnych.

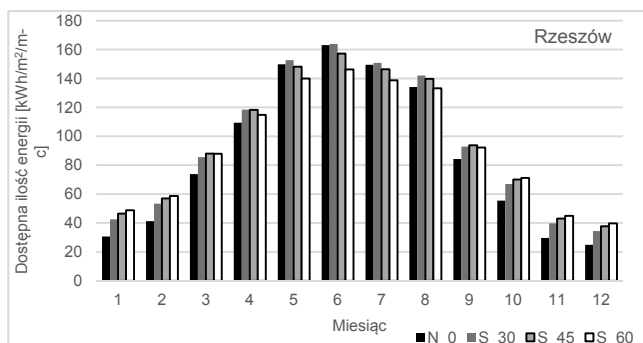
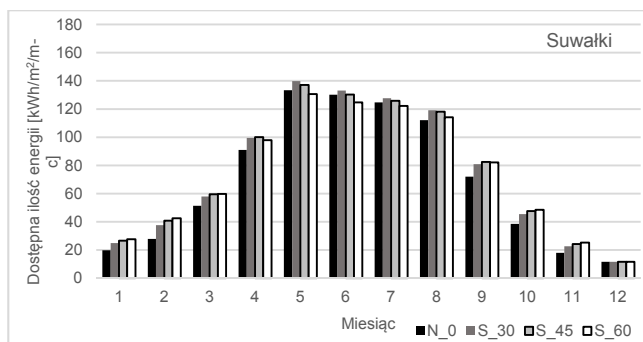
Wyniki badań

Z wykonanych analiz wynika, że roczna dostępność energii promieniowania słonecznego na płaszczyznę poziomą zmienia się w wybranych do analizy miejscach od 830 kWh/m²/rok w Suwałkach do 1046 kWh/m²/rok w Rzeszowie (Rys. 1). Analizując terytorialną zmienność dostępności energii promieniowania słonecznego zaobserwowano, że różnice pomiędzy rejonami w Polsce mogą być nawet większe niż 20%.



Rys. 1. Ilość dostępnej energii promieniowania słonecznego dla wybranych lokalizacji i kąta pochylenia

Ilość możliwej do wykorzystania energii uzależniona jest nie tylko od miejsca lokalizacji, ale również od kąta pochylenia płaszczyzny pomiarowej. Dla najczęściej stosowanej orientacji powierzchni czynnej paneli PV w kierunku południowym (S) zmiana kąta pochylenia w zakresie od 30° do 60° nieznacznie wpływa na ilość dostępnej energii w skali roku.



Rys. 2. Ilość dostępnej energii promieniowania słonecznego dla wybranych lokalizacji i kąta pochylenia w okresach miesięcznych

Wpływ kąta pochylenia jest natomiast istotny, w bilansach miesięcznych (Rys. 2). Wzrost dostępnej ilości energii promieniowania słonecznego występuje od V do VIII dla pochylenia wynoszącego 30°, natomiast od X do III dla kąta 60°, a w pozostałych miesiącach dla kąta 45°.

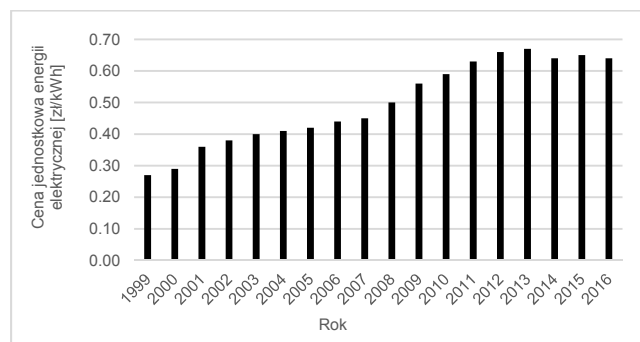
W kolejnym etapie badań w oparciu o dane pobrane ze strony Sunportal wyznaczono średnioroczną wydajność instalacji fotowoltaicznej w latach 2015 – 2017 w zależności od miejsca lokalizacji oraz jej parametrów konstrukcyjnych (Tab. 1).

Wyniki analiz teoretycznych znalazły odzwierciedlenie w wynikach pomiarów wykonanych na obiektach rzeczywistych, z których wynika, że na terenie Polski można w okresach rocznych uzyskać do ok. 1150 kWh/kWp mocy zainstalowanej dla systemów stacjonarnych. Natomiast w strefie o niższym nasłonecznieniu lub przy nieoptymalnej ekspozycji wielkość ta wynosi zaledwie 740 kWh/kWp.

Okres zwrotu poniesionych nakładów na budowę systemu fotowoltaicznego zależy nie tylko od wielkości jednostkowego uzysku energii elektrycznej, ale również od jej ceny (Rys. 3).

Tabela 1. Charakterystyka analizowanych siłowni fotowoltaicznych

Województwo	Moc PV [kWp]	Azymut	Kąt nachylenia	Produkcja roczna [kWh/kWp]
śląskie	3,85	0°	34°	744
śląskie	5,88	-20°	40°	810
opolskie	3,675	-60°	45°	813
małopolska	9,72	-90°, 0°, 90°	32°	828
dołnośląskie	9,31	-90°, 90°	35°	831
wielkopolskie	2	0°	40°	840
łódzkie	10	-48°	20°	849
małopolskie	3	0°	40°	981
śląskie	4,77	-45°	26°	998
kujawsko-pomorskie	5,5	0°	36°	1052
lubelskie	2,94	8°	34°	1117



Rys. 3. Cena jednostkowa energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej wraz z usługą jej dystrybucji w tarifie G11

W okresie od 1999 roku do 2013 występował systematyczny wzrost cen energii rzędu 6,8% rocznie, przy czym największy jego poziom wystąpił w roku 2001 (24%) oraz w 2008, 2009 (11 i 12%). Na przestrzeni ostatnich trzech lat nastąpiła zmiana trendu obserwowanego w przeszłości i stabilizacja ceny energii elektrycznej na poziomie ok. 0,64 zł/kWh. Pojawia się teraz pytanie: Jak długo utrzymane będą stałe ceny energii elektrycznej? Wytwórcy oraz dystrybutorzy energii sugerują, że w obecnej sytuacji podwyżki cen są konieczne. Podyktowane są one głównie wzrostem cen nośników pierwotnych energii, koniecznością redukcji emitowanych zanieczyszczeń oraz koniecznością pilnej inwestycji zarówno w nowe moce wytwórcze jak i sieć przesyłową oraz dystrybucyjną.

Z danych opublikowanych na stronach URE wynika, że w roku 2018 średni wzrost cen w obrocie energią dla

odbiorców grupy taryfowej G dla czterech największych sprzedawców wyniósł ok. 0,5%. Na podstawie przeglądu literatury można oszacować, że w perspektywie roku 2030 należy się spodziewać wzrostu cen energii dla gospodarstw domowych do poziomu od 0,6 do 1,2 zł/kWh [14 - 16].

Ponieważ cena energii elektrycznej dostępnej w sieci publicznej jest bardzo ważnym czynnikiem w analizach dotyczących rentowności postanowiono dla potrzeb realizacji celu pracy opracować własną prognozę ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w grupie taryfowej G11 na podstawie danych dostępnych w Banku Danych Lokalnych GUS. Na podstawie ceny jednostkowej energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej wraz z usługą jej dystrybucji w taryfie G11 z lat 1999 – 2016 budowano modele prognostyczne wykorzystując do tego celu klasyczny model regresji liniowej oraz modele wygładzania wykładniczego bez trendu jak również z trendem liniowym i wykładniczym przyjmując jako zmienną objaśniającą czas. Jakość opracowanych modeli oceniano na podstawie analizy błędów ME (1) oraz MAPE (2):

$$(1) \quad ME = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n c_i - c_i^p$$

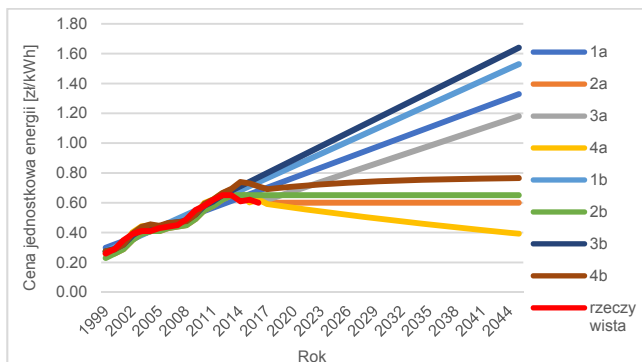
$$(2) \quad MAPE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{|c_i - c_i^p|}{c_i} \cdot 100$$

gdzie: c_i – jednostkowa cena energii elektrycznej wraz z usługą dystrybucji [zł/kWh], c_i^p – prognoza jednostkowej ceny energii elektrycznej wraz z usługą dystrybucji [zł/kWh].

Ponieważ zaobserwowano, że na przestrzeni analizowanego czasu wystąpiła zmiana trendu zmiany ceny energii elektrycznej więc budowano modele prognostyczne dla wszystkich lat oraz tylko dla okresu, w którym występował systematyczny wzrost cen energii elektrycznej (1999-2013). Wszystkie wymagane obliczenia wykonano w programie Statistica, a uzyskane wskaźniki dotyczące jakości opracowanych modeli zestawiono w tabeli 2 i na rysunku 4.

Tabela 2. Charakterystyka jakości modeli prognostycznych ceny jednostkowej energii elektrycznej w grupie taryfowej G11

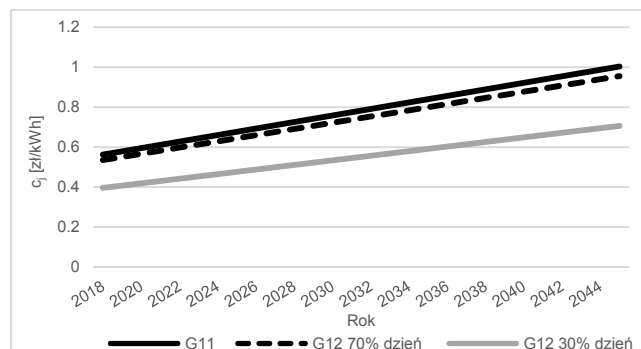
Nr	Model:	Błędy prognoz dla lat:			
		1999-2013 ^(a)		1999-2016 ^(b)	
		ME	MAPE	ME	MAPE
1 ^{(a)(b)}	regresji liniowej	0,0	6,1	0,0	6,2
2 ^{(a)(b)}	wygładzania wykładniczego bez trendu	0,0	5,5	0,0	10,0
3 ^{(a)(b)}	wygładzania wykładniczego z trendem liniowym	0,0	4,2	0,0	6,4
4 ^{(a)(b)}	wygładzania wykładniczego z trendem wykładniczym	0,0	4,5	0,0	8,6



Rys. 4. Wartości rzeczywiste oraz prognozowane cen energii elektrycznej w grupie taryfowej G11

Na podstawie analizy jakości modelu w dalszej części opracowania przyjęto prognozy cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w grupie taryfowej G11 wyznaczone jako średnią arytmetyczną z wszystkich opracowanych modeli.

Następnie przyjęto, że w grupie taryfowej G12 będą proporcjonalne roczne zmiany ceny energii jak w grupie G11. W grupie taryfowej G12 wyznaczono średnią cenę energii elektrycznej wraz z usługą dystrybucji dla dwóch wariantów. W pierwszym z nich założono, że w strefie dziennej będzie zużywane 70% energii a w drugim udział energii w tej strefie czasowej obniżono do 30%. Wyznaczone ceny jednostkowe energii elektrycznej w poszczególnych latach objętych analizą przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 5. Prognoza cen jednostkowych energii elektrycznej w grupie taryfowej G11 i G12

Po opracowaniu prognoz cen energii elektrycznej przeprowadzono symulację wpływu ceny jednostkowej nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni fotowoltaicznej o mocy znamionowej 2 kWp, uzysku energii z jednostki mocy zainstalowanej oraz stopnia wykorzystania pozyskanej energii na potrzeby własne bez konieczności jej magazynowania w sieci, na zwrot poniesionych nakładów na inwestycję. W obliczeniach analizowano wpływ zmiany ceny jednostkowej instalacji PV w zakresie od 2,2 zł/Wp do 5,5 zł/Wp mocy zainstalowanej. Uzysk energii z 1 kWp przyjmowano na poziomie 750 i 1150 kWh/kWp zgodnie z zakresem zmian zaobserwowanym w czasie badań instalacji zlokalizowanych w różnych rejonach Polski.

Tabela 3. Charakterystyka prostego okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych

bezpśrednia konsumpcja energii	mocy zainstalowanej	koszt inwestycji na 1kWp	prosty okres zwrotu w latach dla grupy taryfowej:		
			G11	G12 70% dzień	G12 30% dzień
20%	750	5500	16	16	21
		4400	12	13	17
		3300	9	10	13
	1150	2200	6	7	8
		5500	10	12	15
		4400	8	8	11
80%	750	3300	6	6	8
		2200	4	4	6
		5500	14	14	19
	1150	4400	11	11	15
		3300	8	9	11
		2200	6	6	7
1150	5500	9	9	12	
	4400	7	7	10	
	3300	6	6	7	
1150	2200	4	4	5	

Wykorzystanie pozyskanej energii na potrzeby własne przyjęto na dwóch poziomach wynoszących odpowiednio 20% i 80%. Założono również, że inwestor utracił zysk z posiadanych środków finansowych przeznaczając je na budowę siłowni a nie na lokatę bankową, dla której przyjęto oprocentowanie w wysokości 1,5% w skali roku. Wyniki przeprowadzonych symulacji czasu zwrotu poniesionych nakładów w zależności od przyjętego scenariusza przedstawiono w tabeli 3 i 4.

Tabela 4. Charakterystyka prostego czasu odtworzenia inwestycji

bezpśrednia konsumpcja energii	uzysk energii z kWp mocy zainstalowane	koszt inwestycji na 1kWp	prosty czas odtworzenia w latach dla grupy taryfowej:		
			G11	G12 70% dni	G12 30% dni
20%	750	5500	27	28	38
		4400	26	27	35
		3300	26	26	34
		2200	25	26	32
	1150	5500	18	19	24
		4400	18	18	24
		3300	17	18	23
		2200	17	18	22
80%	750	5500	24	25	32
		4400	23	24	31
		3300	23	23	30
		2200	22	23	29
	1150	5500	16	17	21
		4400	16	16	21
		3300	16	16	20
		2200	15	16	20

Wnioski

Z wykonanych analiz wynika, że terenie Polski dostępność energii promieniowania słonecznego w okresie rocznym może się różnić o ponad 20%. Spośród badanych lokalizacji największa ilość dostępnej energii występowała w Rzeszowie. W okresie rocznym dla południowej orientacji wartość ta oscylowała od 1046 kWh/m² dla kąta pochylenia 0° do 1146 kWh/m² dla kąta 45°. Dla okresu rocznego nie zaobserwowano istotnych różnic w dostępności energii promieniowania słonecznego dla kąta pochylenia w zakresie od 30° do 45°.

W badanych siłowniach PV roczna produkcja energii elektrycznej w najlepszej strefie nasłonecznienia w kraju pozwalała na uzyskanie 1117 kWh/kWp. Dla strefy o niższym nasłonecznieniu uzysk energii zmniejsza się do poziomu 700-800 kWh/kWp. Informacja na temat rocznej produkcji energii elektrycznej nie pozwala jeszcze na określenie rentowności inwestycji. Niewykorzystana energia jest bowiem często magazynowana i nie w pełni może być ona odzyskana. Ponadto o wyniku finansowym takiego przedsięwzięcia w dużej mierze decyduje wielkość nakładów inwestycyjnych jak również ceny energii elektrycznej z konkurencyjnych źródeł.

Dla najbardziej optymistycznego wariantu, w którym siłownia produkuje 1150 kWh/kWp energii rocznie, koszt związany z budową siłowni wynosi zaledwie 2,2 zł/Wp inwestor może liczyć na zwrot nakładów już po okresie 4-6 lat.

Dla instalacji PV, w których możliwe jest uzyskanie energii na poziomie 1150 kWh/kWp ale nakłady inwestycyjne są na poziomie 5,5 zł/Wp zwrot zainwestowanego kapitału powinien nastąpić po 9 – 15 lat w zależności od ceny jednostkowej energii z sieci oraz stopnia wykorzystania wytworzonej energii na potrzeby własne.

Niestety, jeśli roczna produkcja energii jest na poziomie zaledwie 750 kWh/kWp a koszt budowy pozostaje na

poziomie 5,5 zł/Wp to okres zwrotu wydłuża się, od 14 do 21 lat.

Wykonane analizy pozwalają potencjalnemu inwestorowi na wstępne oszacowanie rentowności przedsięwzięcia związanego z budową siłowni fotowoltaicznej. Przed podjęciem ostatecznej decyzji o inwestycji konieczne są jednak szczegółowe analizy techniczno-ekonomiczne przedsięwzięcia w miejscu planowanej lokalizacji obiektu.

Acknowledgements

This research was financed by the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Poland.

Autorzy: dr inż. Krzysztof Nęcka, Uniwersytet Rolniczy w Krakowie, Katedra Energetyki i Automatykacji Procesów Rolniczych, ul. Balicka 116b, 30-149 Kraków, E-mail: krzysztof.necka@urk.edu.pl;
dr hab. inż. Jarosław Knaga, Uniwersytet Rolniczy w Krakowie, Katedra Energetyki i Automatykacji Procesów Rolniczych, ul. Balicka 116b, 30-149 Kraków, E-mail: jaroslaw.knaga@urk.edu.pl;

LITERATURA

- [1] Potencjał krajowy OZE w liczbach. www.ure.gov.pl.
- [2] Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki. <https://pv-polska.pl/>.
- [3] Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2017. Instytut Energetyki Odnawialnej.
- [4] Photovoltaics Report. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE Conferences & Consulting gmbh Freiburg, 26 February 2018 www.ise.fraunhofer.de.
- [5] M. Klonowski, Z. Zbytek, K. Urowski, P. Nawrocki. The assessment of the influence of mechanical cooling on the increase in silicone photovoltaic cells efficiency Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering" 2017, Vol. 62(2), pp. 59 – 63.
- [6] Rekord sprawności modułu fotowoltaicznego z perowskitu. <http://www.cire.pl>.
- [7] www.ise.fraunhofer.de.
- [8] M. Mazur, J. Partyka, T. Marcewicz. Wpływ temperatury na sprawność baterii słonecznych Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 92 NR 8/2016, pp. 109 – 112, doi:10.15199/48.2016.08.30.
- [9] P. Matuszczyk, T. Popławski, J. Fiasza. Wpływ natężenia promieniowania słonecznego i temperatury modułu na wybrane parametry i moc znamionową paneli fotowoltaicznych Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 91 NR 12/2015 pp. 159 – 162. doi:10.15199/48.2015.12.40
- [10] A.K. Yadav, S.S. Chandel. Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: a review. Renew. Sustain. Energy Rev., 23, 503–513. 2013.
- [11] A. Bugała, K. Bednarek, L. Kasprzyk, A. Tomczewski. Statistical analysis of the electric energy production from photovoltaic conversion using mobile and fixed constructions, EEMS 2017, E3S Web of Conferences 19, 01002 (2017), pp. 1-6, DOI: 10.1051/e3sconf/20171901002.
- [12] R. Szczerbowski. Instalacje fotowoltaiczne - aspekty techniczno-ekonomiczne. Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 90 NR 10/2014 pp. 31 – 36. doi:10.12915/pe.2014.10.08
- [13] J. Piotrowska-Woroniak, Z. Sokołowski. Zabezpieczenie potrzeb elektryczno-energetycznych w budynku biurowym poprzez wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. INSTAL. Nr 12/2017. s. 14-23.
- [14] Prognoza wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw w województwie mazowieckim <https://www.efs.2007-2013.gov.pl/.../Prognoza%20wzrostu%20cen%20energii%20ele>.
- [15] J. Woźniak Wpływ kosztu wykupu pozwoleń na emisję CO₂ na wzrost ceny energii elektrycznej w Polsce. Polityka energetyczna, 2012, T. 15, z. 4, pp. 139-149.
- [16] <http://www.cire.pl/item,88031,1,0,0,0,0,0,pge-zaklada-cagr-nominalnych-cen-energii-elektrycznej-w-latach-2016-2030-na-poziomie-ok-47-proc.html>.