



Bartosz CERAN*, Radosław SZCZERBOWSKI**

Analiza techniczno-ekonomiczna instalacji fotowoltaicznej

Streszczenie: W referacie przedstawiono wyniki analizy efektywności przetwarzania energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną w warunkach polskich. Pokazano wpływ nasłonecznienia i temperatury pracy modułu fotowoltaicznego na jego krzywą mocy $P = f(U)$. Opisano warunki dla których producenci podają parametry modułów fotowoltaicznych i skonfrontowano je z warunkami rzeczywistymi panującymi w Polsce. Zwrócono uwagę na konieczność podawania przez producentów paneli fotowoltaicznych charakterystyk $P_{PV} = f(E)$ dla różnych wartości temperatury pracy modułów. Przeprowadzono analizę ekonomicznej efektywności inwestycji farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MW_p z uwzględnieniem aktualnych przepisów prawa dla trzech wariantów. Wariant I – inwestor korzysta ze środków wsparcia pomocy publicznej tylko o charakterze operacyjnym, wariant II – inwestor korzysta ze środków wsparcia pomocy publicznej o charakterze inwestycyjnym w wysokości 1 mln PLN, wariant III – inwestor korzysta ze środków wsparcia pomocy publicznej o charakterze inwestycyjnym w wysokości 2 mln PLN. Dla wszystkich wariantów wyznaczono wskaźniki oceny ekonomicznej efektywności inwestycji oraz wartości cen aukcyjnych od ceny maksymalnej do ceny przy której projekt traci rentowność.

Słowa kluczowe: moduły fotowoltaiczne, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna sprawność

Techno-economic analysis of a photovoltaic installation

Abstract: The paper presents the results of the energy analysis of the conversion of solar radiation energy into electrical energy in Polish weather conditions. The effect of sunlight and working temperature on the photovoltaic module on its power curve $P = f(U)$ is shown. STC and NOCT conditions are described for which the manufacturers specify the parameters of the photovoltaic modules. The manufacturers of photovoltaic panels should give the $P_{PV} = f(E)$ characteristic for the different values of the operating temperature of the modules. An analysis of the economic efficiency of a photovoltaic power plant investment of 1 MW_p taking the current legal regulations for the three variants into account was presented. Variant I – the investor benefits from the support of public aid of operational only, Variant II – the investor benefits from the support of public aid for investment in the amount of

* Mgr inż., ** Dr inż., Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, Poznań;
e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl; radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl

PLN 1 million, Variant III – the investor benefits from the support of public aid for investment in the amount of PLN 2 million. For all variants, indicators for assessing the economic effectiveness of the investment and the value of the auction price from the maximum price to the price at which the project loses its profitability are determined.

Keywords: photovoltaic modules, energy efficiency, economic efficiency

Wprowadzenie

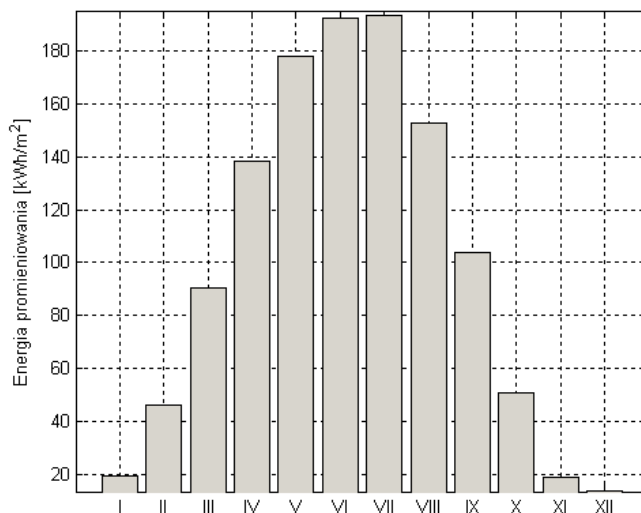
Od kilkudziesięciu lat na całym świecie mamy do czynienia z niezwykle dynamicznym rozwojem technologii, wykorzystującej energię promieniowania słonecznego. Również w Polsce w ostatnim czasie rynek systemów fotowoltaicznych wykazuje tendencję wzrostową. Jest to związane także ze znacznym spadkiem inwestycji w elektrownie wiatrowe, który jest wynikiem wprowadzonej 16 lipca 2016 r. ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, określanej potocznie „ustawą odległościową” (UIwZEW 2016). Wprowadzenie tej ustawy sprawiło, że część inwestorów zainteresowanych branżą OZE przeniosło swoje projekty na inwestycje fotowoltaiczne. Zahamowanie rozwoju energetyki wiatrowej na łądziej spycha jednak Polskę ze ścieżki do osiągnięcia celów wyznaczonych na 2020 r. przez europejską dyrektywę o promowaniu energii ze źródeł odnawialnych.

Potencjał fotowoltaiki w Polsce na koniec I kwartału 2017 to ponad 470 instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy ponad 100 MW, które posiadają koncesję URE, a także ponad 17 tys. systemów PV o łącznej mocy ponad 93 MW przyłączonych do sieci na zgłoszenie (GRAM 2017; URE 2017).

Znowelizowana ustawa o odnawialnych źródłach energii (UZUoOZE 2016) z dnia 22 czerwca 2016 r. ustanowiła nowe ramy prawne oraz ekonomiczne, dotyczące inwestowania w projekty wykorzystujące źródła OZE. Pomimo znacznego potencjału, jakim dysponuje technologia fotowoltaiczna, istnieje wiele barier, które mogą zahamować dalszy jej wzrost w sektorze energetycznym. Przede wszystkim, istotny wpływ na rozwój instalacji PV będzie miał system regulacji prawnych w zakresie aukcji, które zostały wprowadzone wraz z nową ustawą OZE, a które zastępują dotychczasowy system wsparcia w postaci zielonych certyfikatów. System aukcyjny, w myśl którego inwestor, aby mógł sprzedawać energię po preferencyjnej cenie musi uprzednio wygrać aukcję, sprawia że prawo do budowy elektrowni będzie przyznawane od najtańszych ofert do najdroższych do wyczerpania puli. Licytacja ilości wyprodukowanej przez kolejne 15 lat energii odbywać się będzie na aukcji przeprowadzanej w formie elektronicznej przez URE. Maksymalną kwotę możliwą do zaoferowania przez inwestora ogranicza ogłoszona przez Ministerstwo Energii cena referencyjna. Na obecną chwilę przeprowadzone zostały już dwie aukcje, jedna pod koniec 2016 roku, a druga w czerwcu 2017 r. Aukcję wygrali uczestnicy, którzy zgodnie z art. 80 ustawy o OZE zaoferowali najniższą cenę sprzedaży energii elektrycznej, aż do wyczerpania ilości lub wartości energii elektrycznej przeznaczonej do sprzedaży w danej aukcji. Zaoferowana w aukcji cena będzie im przysługiwać w całym okresie wsparcia, czyli 15 lat, a ponadto będzie indeksowana o inflację. Obecne zasady aukcji premiuje inwestorów, którzy na swoje projekty otrzymali pomoc inwestycyjną, np. w postaci dotacji z UE, dzięki czemu mogli zgłosić w aukcji niższą cenę za energię (Tarka i Trupkiewicz 2016).

1. Analiza nasłonecznienia na terenie Poznania

Rozkład nasłonecznienia przedstawiony na rysunku 1 uzyskano za pomocą stacji pomiarowej *Power Predictor* zainstalowanej na dachu budynku Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej. Stacja rejestruje wartości z krokiem co 10 minut.

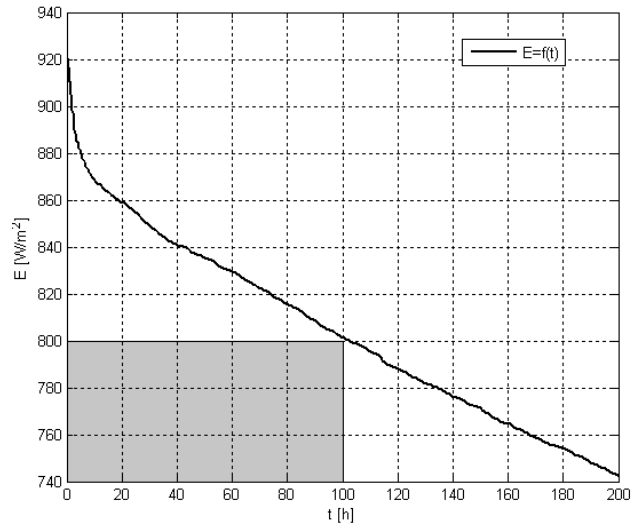


Rys. 1. Roczny rozkład energii promieniowania słonecznego przypadającej na 1 m²

Fig. 1. Annual distribution of solar radiation per 1 m²

Należy zauważyć, że w ciągu roku tylko 4 miesiące (okres letni) charakteryzują się warunkami sprzyjającymi do użytkowania modułów fotowoltaicznych (Sornek i in. 2015). Pozostałe miesiące, ze względu na stosunkowo niskie wartości energii docierającej do powierzchni Ziemi należy uznać za niezadawalające. W celu wyznaczenia czasu, przy którym natężenie promieniowania słonecznego przekracza 800 W/m² posłużono się uporządkowanym wykresem rocznego rozkładu natężenia promieniowania słonecznego (rys. 2). Czas ten wynosi tylko 100 h/rok. Na tej podstawie jednoznacznie należy uznać warunki nasłonecznienia za słabe.

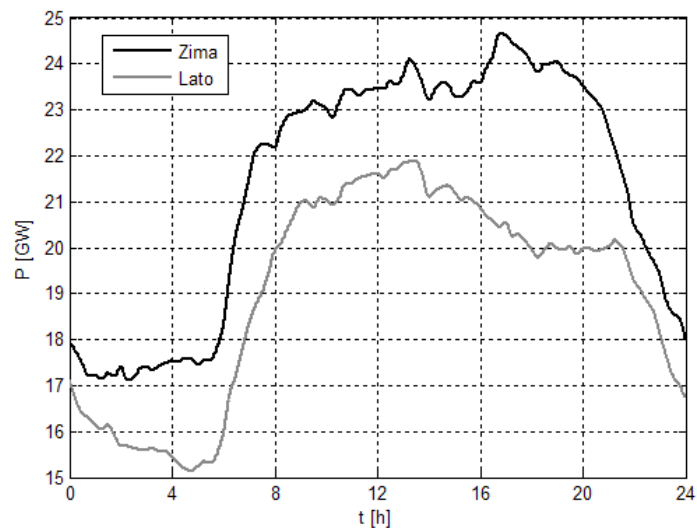
W związku z powyższym, do zasilania z instalacji fotowoltaicznych powinno się dobrać odbiorców, którzy charakteryzują się dużym zapotrzebowaniem na moc w sezonie letnim. Od kilku lat w krajowym systemie elektroenergetycznym obciążenie w sezonie letnim zbliża się do zapotrzebowania na moc w sezonie zimowym (rys. 3) (PSE 2017). Powoduje to szereg trudności logistycznych z planowaniem remontów bloków węglowych czy sieci elektroenergetycznych. Zmniejszanie różnicy między zapotrzebowaniem zimą a latem związane jest z coraz powszechniejszym stosowaniem klimatyzatorów. Zdaniem autorów, instalowanie modułów fotowoltaicznych na dachach zakładów, sklepów w których pracują urządzenia klimatyzacyjne, jest najlepszym sposobem wykorzystania technologii fotowol-



Rys. 2. Uporządkowany wykres rozkładu energii promieniowania słonecznego przypadającej na 1 m²

Fig. 2. An ordered graph of solar radiation distribution per 1 m²

taicznej, ponieważ dawałoby dwojaką korzyść. Po pierwsze środowiskową (zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych), po drugie systemową (zmniejszenie zapotrzebowania na moc w systemie w sezonie letnim). W tym zakresie fotowoltaika może być wsparciem dla systemu elektroenergetycznego oraz konwencjonalnej energetyki opartej na węglu.



Rys. 3. Dobowy wykres obciążenia w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Fig. 3. Daily load graph in the National Power System

2. Dane znamionowe modułów fotowoltaicznych

Producenci paneli fotowoltaicznych w kartach katalogowych podają kilka parametrów, spośród których najważniejsze to: moc maksymalna jaką osiąga moduł PV (P_{max}), napięcie w punkcie mocy maksymalnej (U_{mpp}), prąd w punkcie mocy maksymalnej (I_{mpp}), napięcie stanu jałowego (U_{oc}), prąd zwarcia (I_{sc}), maksymalne napięcie instalacji fotowoltaicznej. Znajomość wartości napięć i prądów jest niezbędna dla doboru odpowiednich zabezpieczeń elektrycznych dla danej instalacji. Przyjęta została zasada, że wyżej wymienione parametry podawane są dla warunków STC (*Standard Test Conditions*) tzn. moc elektryczna podawana w katalogu odpowiada natężeniu promieniowania słonecznego równemu 1000 W/m^2 , temperaturze pracy modułu równej 25°C oraz parametrowi widma promieniowania *Air Mass* – AM 1,5 (Klugman-Radziemska 2010; Chojnacki 2008).

W Polsce w letni słoneczny dzień wartość natężenia promieniowania słonecznego rzadko przekracza 900 W/m^2 . W związku z powyższym, moduł fotowoltaiczny będzie generował mniejszą moc równą około 90% wartości mocy nominalnej. Kolejny spadek mocy modułu będzie związany z negatywnym wpływem wzrostu temperatury jego pracy na wydajność. Powszechnie wiadomo, że przy większej temperaturze pracy moduł fotowoltaiczny pracuje z mniejszą sprawnością (Nowicki 2012; Paska 2010). Spadek mocy wraz ze wzrostem temperatury modułu fotowoltaicznego określa tzw. temperaturowy współczynnik mocy (*Temperature Coefficient of Power*). Niemożliwe jest spełnienie warunku pracy modułu w temperaturze 25°C przy natężeniu promieniowania słonecznego 900 W/m^2 . Warto także zaznaczyć, że nie wszystkie karty katalogowe podają sprawność modułu fotowoltaicznego, ponieważ ta wynosi tylko około 10–14% w zależności od technologii wykonania modułu (monokrystaliczny, polikrystaliczny).

Ze względu na fakt niewystępowania w praktyce warunków STC wprowadzony został drugi standard parametrów pracy określający parametry elektryczne dla warunków nominalnej temperatury pracy ogniwa NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*). Warunki te występują zdecydowanie częściej niż warunki standardowe STC. W warunkach NOCT nasłonecznienie wynosi 800 W/m^2 , przy temperaturze powietrza 20°C oraz wietrze o prędkości 1 m/s i AM = 1,5. Wielu producentów modułów fotowoltaicznych podaje w ofercie handlowej dane techniczne modułów dla warunków NOCT. Mimo to ciągle można znaleźć szereg ofert, które zawierają tylko parametry dla warunków STC.

Należy zaznaczyć, że zarówno dane techniczne dla jednych i drugich warunków podają tylko jedną wartość mocy, tzn. moc maksymalną jaką moduł jest w stanie wyprodukować, a przecież instalacje fotowoltaiczne pracują w technologii poszukiwania punktu mocy maksymalnej MPP, który zmienia się zależnie od warunków atmosferycznych. Ze względu na dużą zmienność natężenia promieniowania słonecznego powinno się, zdaniem autorów, podawać wartości średnie mocy generowanej dla okresu miesiąca, roku.

Dodatkowo producenci paneli fotowoltaicznych powinni podawać w specyfikacji modułów rodzinę charakterystyk eksploatacyjnych, które uwzględniają zależność między mocą generowaną przez dany moduł fotowoltaiczny a natężeniem promieniowania słonecznego $P_{pv} = f(E)$ dla temperatur otoczenia. Przykładowo, producenci turbin wiatrowych podają charakterystykę mocy generowanej w funkcji prędkości wiatru $P = f(v)$. Na podstawie tej

charakterystyki oraz rocznego rozkładu prędkości wiatru można wyznaczyć średnioroczny uzysk energetyczny z turbiny wiatrowej. Charakterystyki $P_{pv} = f(E)$ pozwoliłyby projektantom w prosty sposób dobrać liczbę modułów fotowoltaicznych oraz oszacować średni uzysk energetyczny z instalacji fotowoltaicznej w danym okresie czasu.

3. Wyznaczanie charakterystyk eksploatacyjnych modułu fotowoltaicznego

Biblioteka *SimPowerSystems*, programu *Matlab/Simulink* pozwala na budowanie modeli ogniw fotowoltaicznych, dzięki którym można badać podstawowe ich właściwości. W środowisku tym zasymulowano moduł fotowoltaiczny o parametrach katalogowych przedstawionych w tabeli 1.

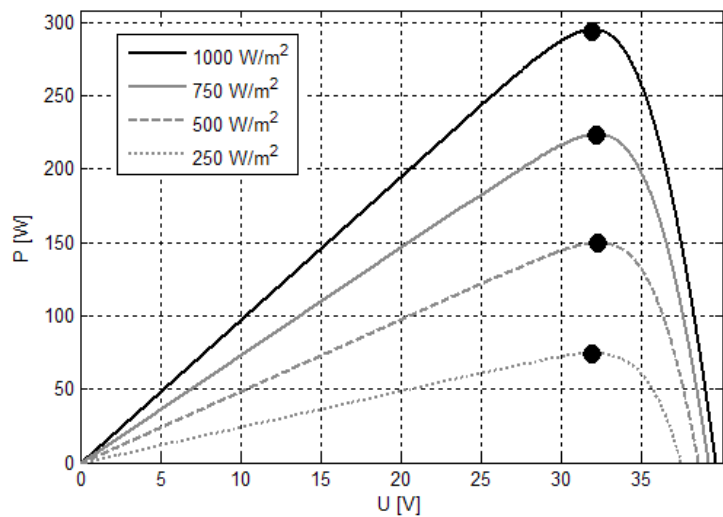
TABELA 1. Dane katalogowe modelowanego modułu

TABLE 1. Catalog data of the modeled module

Warunki podawanych parametrów		STC	NOCT
Napięcie jałowe modułu	U_{oc} [V]	39,6	36,7
Prąd zwarcia modułu	I_{sc} [A]	9,2	7,99
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej	U_{MPP} [V]	31,9	29,5
Prąd w punkcie mocy maksymalnej	I_{MPP} [A]	9,75	7,43
Moc maksymalna dla warunków STC	P_{max} [Wp]	290	219,6
Sprawność znamionowa	η [%]	17	16
Znamionowa temperatura pracy	T [°C]	46	
Zakres temperatury pracy	[°C]	-40+85	
Współczynnik temperatury dla I_{sc}	ΔI_{sc} [%/K]	0,07	
Współczynnik temperatury dla U_{oc}	ΔU_{oc} [%/K]	-0,29	
Współczynnik temperatury dla P_{max}	ΔP_{max} [%/K]	-0,33	
Liczba ogniw w module	N_s [-]	60	
Powierzchnia czynna modułu	S [m ²]	1,68	

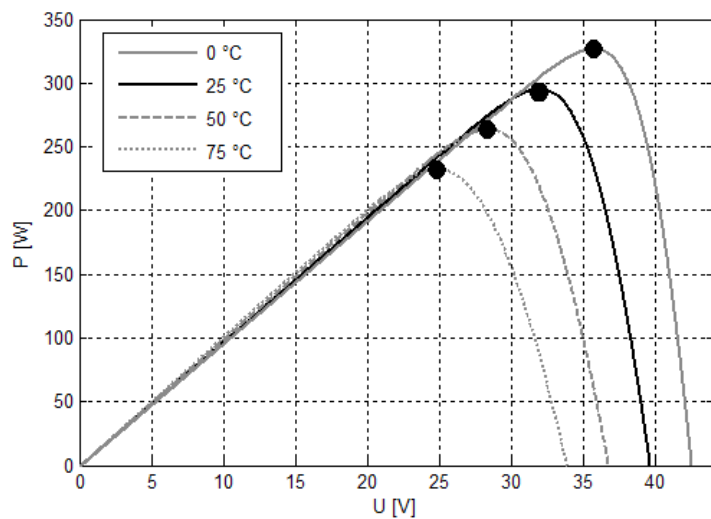
W środowisku tym przeprowadzono symulacje komputerowe mające na celu określenie wpływu warunków zewnętrznych, tzn. temperatury pracy modułu oraz natężenia promieniowania słonecznego na jego krzywą mocy $P = f(U)$. Wyniki symulacji przedstawiono na rysunkach 4 i 5.

Na podstawie wykonanych symulacji opracowano charakterystyki $P_{pv} = f(E)$ dla zamodelowanego modułu fotowoltaicznego (rys. 6).



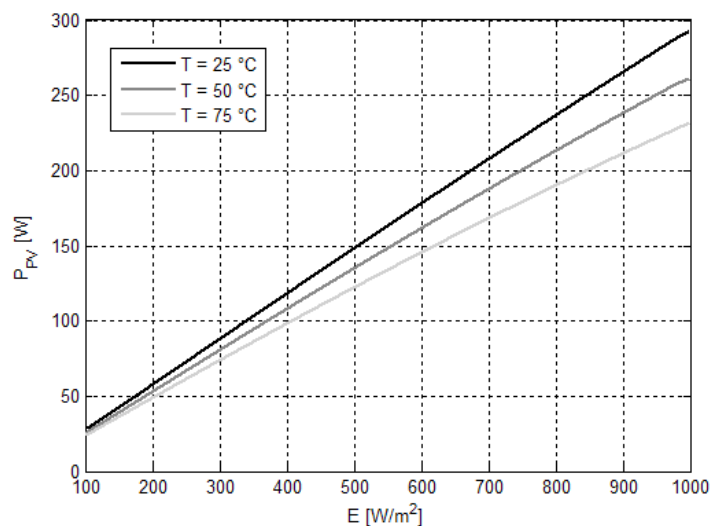
Rys. 4. Wpływ zmiany natężenia promieniowania słonecznego na wydajność modułu fotowoltaicznego

Fig. 4. Effect of change in solar radiation intensity on photovoltaic module efficiency



Rys. 5. Wpływ zmiany temperatury pracy modułu fotowoltaicznego na jego wydajność

Fig. 5. Effect of changes of the photovoltaic module operating temperature on its performance



Rys. 6. Rodzina charakterystyk $P_{PV} = f(E)$ modułu fotowoltaicznego

Fig. 6. Characteristics $P_{PV} = f(E)$ of the photovoltaic module

4. Analiza ekonomiczna pracy farmy o mocy 1 MW_p

Do analizy ekonomicznej przyjęto farmę fotowoltaiczną o mocy zainstalowanej 1 MW_p składającą się z 3449 modułów o mocy 290 W_p oraz 40 falowników o mocy 25 kW. Na podstawie opracowanej rodziny charakterystyk $\dot{E} = f(P_{PV})$ oraz rozkładu natężenia promieniowania (rys. 1) wyznaczono wartość produkowanej mocy średniej w ciągu roku równą 111,5 kW, wartość wskaźnika wyzyskania mocy średniej równy 11,1%, roczną produkcję energii elektrycznej równą 977 MWh oraz roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej równy 977 h.

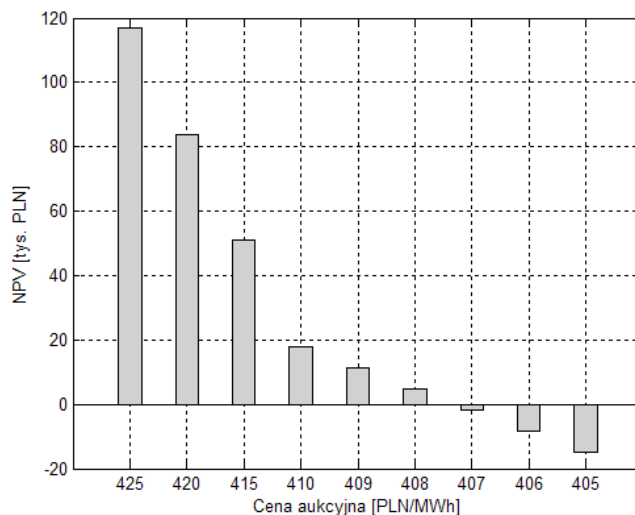
W celu zobrazowania zasady działania obecnego systemu wsparcia dla instalacji OZE porównano trzy warianty, w których inwestor, zwiększając wykorzystanie pomocy publicznej o charakterze inwestycyjnym projektu (dofinansowanie budowy farmy fotowoltaicznej) zgodnie z przepisami, zobowiązany jest do zmniejszenia wykorzystania pomocy publicznej o charakterze operacyjnym, tzn. musi zadeklarować na aukcji cenę energii odpowiednio mniejszą od wartości referencyjnej. We wszystkich wariantach nakład inwestycyjny NI na budowę farmy fotowoltaicznej wynosi 4 mln PLN. Wartość ta uwzględnia budowę farmy oraz koszty przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. We wszystkich rozpatrywanych scenariuszach założono, że inwestor posiada wkład własny na poziomie 40% wartości nakładu inwestycyjnego.

- Wariant I – inwestor nie korzysta ze wsparcia pomocy publicznej o charakterze inwestycyjnym, a jedynie z pomocy publicznej o charakterze operacyjnym, a 60% nakładu inwestycyjnego stanowi pożyczka nisko oprocentowana na 10 lat.

- Wariant II – inwestor korzysta ze wsparcia publicznego o charakterze inwestycyjnym oraz operacyjnym. Kwota dofinansowania inwestycji wynosi 1 mln PLN. W związku z powyższym inwestor musi zmniejszyć zadeklarowaną wartość na aukcji, aby nie przekroczyć maksymalnego wsparcia pomocy publicznej z ceny referencyjnej równej 425 PLN/MWh do wartości 354 PLN/MWh.
- Wariant III – inwestor korzysta ze wsparcia publicznego o charakterze inwestycyjnym oraz operacyjnym. Kwota dofinansowania inwestycji wynosi 2 mln PLN. W związku z powyższym inwestor musi zmniejszyć zadeklarowaną wartość na aukcji do wartości 284 PLN/MWh.

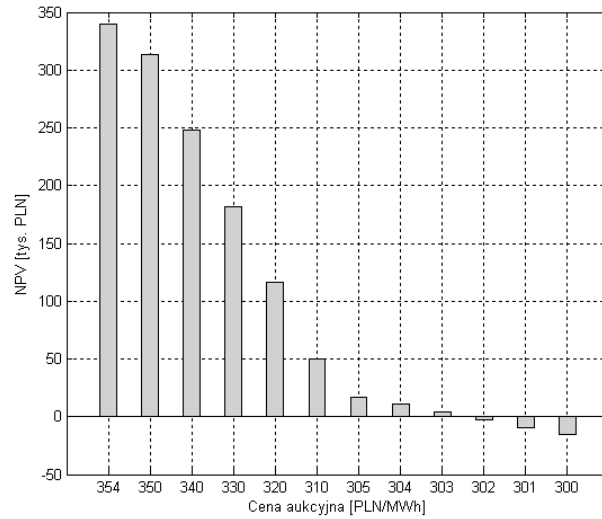
Dla wszystkich wariantów wyznaczono wartości wskaźnika NPV (*Net Present Value*) w funkcji ceny aukcyjnej w przedziale od wartości dopuszczalnej do wartości, przy której projekt traci rentowność. W analizie przyjęto wartość stopy dyskontowej na poziomie 8%, wartość stopy reinwestycji na poziomie 10%. Przyjęto także roczną amortyzację równą 7% nakładu inwestycyjnego. Okres analizy wynosi 20 lat, z czego przez 15 lat inwestor korzysta z pomocy publicznej zgodnie z ustawą o wsparciu OZE. Założono również, że po okresie 10 lat falowniki zostają wymienione na nowe.

Wyniki analizy opłacalności inwestycji w zależności od zadeklarowanej na aukcji ceny energii przedstawiono na wykresach (rys. 7, 8, 9). Pozostałe wskaźniki służące do oceny efektywności ekonomicznej projektu, tj. zmodyfikowana wartość bieżąca netto (*Modified Net Present Value*, MNPV), wewnętrzna stopa zwrotu (*Internal Rate of Return* – IRR), zmodyfikowana wewnętrzna stopa zwrotu (*Modified Internal Rate of Return* – MIRR), wskaźnik rentowności (*Profitability Index*) PI, okres zwrotu (*Payback Period* – PP) oraz zdyskontowany okres zwrotu (*Discounted Payback Period* – DPP) dla wybranych wartości ceny aukcyjnej zestawiono w tabelach 2, 3 i 4.



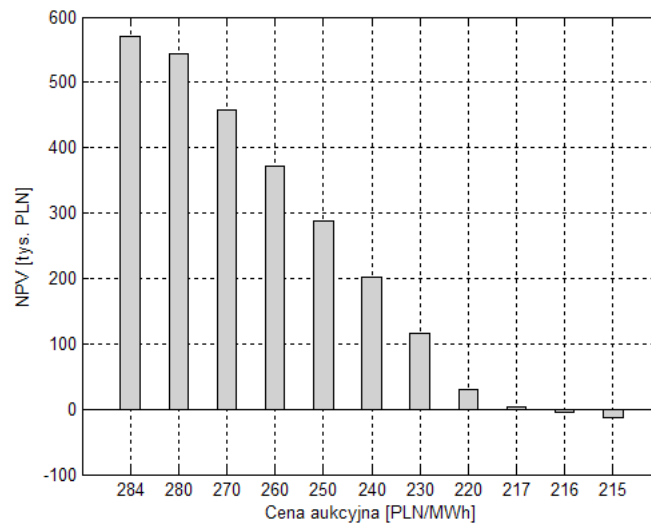
Rys. 7. Wpływ wartości ceny aukcyjnej za energię elektryczną na wartość wskaźnika NPV – wariant I

Fig. 7. The impact of the auction price on electricity on the value of NPV – variant I



Rys. 8. Wpływ wartości ceny aukcyjnej za energię elektryczną na wartość wskaźnika NPV – wariant II

Fig. 8. The impact of the auction price on electricity on the value of NPV – variant II



Rys. 9. Wpływ wartości ceny aukcyjnej za energię elektryczną na wartość wskaźnika NPV – wariant III

Fig. 9. The impact of the auction price on electricity on the value of NPV – variant III

TABELA 2. Wyniki analizy ekonomicznej – wariant I

TABLE 2. The results of the economic analysis – variant I

Cena aukcyjna [PLN/MWh]	425	420	410	408	407
NPV [tys. PLN]	116,92	83,96	18,05	4,87	-1,72
MNPV [tys. PLN]	524,2	482,3	398,48	381,71	-
PI [-]	1,068	1,049	1,01	1,003	-
IRR [%]	8,83	8,60	8,13	8,03	-
MIRR [%]	9,45	9,34	9,13	9,08	-
PP [lata]	11,44	11,55	11,79	11,81	-
DPP [lata]	17,04	17,81	19,51	19,69	-

TABELA 3. Wyniki analizy ekonomicznej – wariant II

TABLE 3. The results of the economic analysis – variant II

Cena aukcyjna [PLN/MWh]	354	350	340	330	320	310	303	302
NPV [tys. PLN]	340,11	313,74	247,84	181,93	116	50,11	3,98	-2,61
MNPV [tys. PLN]	833	799,47	715,66	631,84	548,03	464,21	405,54	-
PI [-]	1,2	1,18	1,46	1,11	1,04	1,03	1,002	-
IRR [%]	10,63	10,42	9,91	9,40	8,90	8,39	8,03	-
MIRR [%]	10,18	10,1	9,91	9,72	9,51	9,30	9,15	-
PP [lata]	10,24	10,33	10,58	10,83	11,1	11,38	11,59	-
DPP [lata]	13,83	14,05	14,67	15,65	17,06	18,65	19,89	-

TABELA 4. Wyniki analizy ekonomicznej – wariant III

TABLE 4. The results of the economic analysis – variant III

Cena aukcyjna [PLN/MWh]	284	280	270	260	250	240	230	220	217	216
NPV [tys. PLN]	569,89	543,53	457,9	372,34	286,7	201,15	115,6	29,9	4,31	-4,27
MNPV [tys. PLN]	1150	1116	1007	898,95	790,1	681,2	572,4	463,6	430,8	-
PI [-]	1,34	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,07	1,02	1,002	-
IRR [%]	12,77	12,55	11,84	11,13	10,41	9,69	8,97	8,25	8,04	-
MIRR [%]	10,86	10,79	10,57	10,33	10,09	9,84	9,58	9,31	9,22	-
PP [lata]	7,3	7,4	7,77	8,17	8,62	10,08	10,52	11	11,15	-
DPP [lata]	11,41	11,61	12,33	13,14	14,08	15,26	17,07	19,18	19,88	-

Podsumowanie

Na podstawie przeprowadzonych badań i analiz można sformułować następujące wnioski:

- czas wykorzystania mocy zainstalowanej równy około 1000 h jest wynikiem warunków nasłonecznienia jakie panują w Polsce (rys. 1). Z tego względu inwestowanie w fotowoltaikę, przy obecnych cenach paneli, będzie projektem nierentownym bez silnego systemu wsparcia;
- najkorzystniejszym wariantem pod względem ekonomicznym okazał się wariant III, w którym inwestor 50% nakładu inwestycyjnego pokrywa z pomocy publicznej o charakterze inwestycyjnym. Zmniejszenie ceny energii na aukcji zwiększa szansę na wygraną. Przy cenie 260 PLN/MWh zdyskontowany okres zwrotu wynosi 13 lat, zatem cenę o tej wartości należy uznać za minimalną, jaką inwestor zaoferuje na aukcji OZE;
- najniekorzystniejszym scenariuszem jest wariant I, w którym inwestor buduje farmę fotowoltaiczną wykorzystując własne środki oraz kredyt. Przy cenie referencyjnej równej 425 PLN/MWh zdyskontowany czas zwrotu wynosi 17 lat. Wytwórca w tym wariantcie ma na aukcji OZE niewielki zakres cen do zaoferowania. Korzystając z obu form wsparcia publicznego (inwestycyjnego i operacyjnego) prawdopodobieństwo pozytywnego rozstrzygnięcia aukcji na swoją korzyść jest dużo większe w stosunku do korzystania tylko z formy wsparcia o charakterze operacyjnym.

Literatura

- Chojnacki, J. 2008. *Fotowoltaika, Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii: Poradnik*. Kraków: Tarbonus, s. 105–110.
- GRAM 2017. Dane ze stron internetowych. [Online] Dostępne w: <http://gramzielone.pl/energia-sloneczna/25391/moc-elektrowni-fotowoltaicznych-w-polsce-przekroczyla-190-mw> [Dostęp: 30.06.2017].
- Klugman-Radziemska, E. 2010. *Fotowoltaika w teorii i praktyce*. Legionowo: Wyd. BTC.
- Nowicki, M. 2012. *Nadchodzi era słońca*. Wydawnictwo Naukowe PWN
- Paska, J. 2010. *Wytwarzanie rozproszone energii i ciepła*. Warszawa: OWPW.
- PSE 2017. Dane ze stron internetowych. [Online] Dostępne w: <http://www.pse.pl/> [Dostęp: 30.07.2017].
- Sornek i in. 2015 – Sornek, K., Rzepka, K. i Mirowski, T. 2015. Uwarunkowania środowiskowe projektowania budynków energooszczędnych i pasywnych. Aktywne i pasywne systemy słoneczne. *Rynek instalacyjny* t. 3.
- Tarka, M. i Trupkiewicz, M. 2016. Sposoby kalkulacji aukcyjnych cen energii z OZE. *Czysta Energia* nr 1.
- UIwZEW 2016. Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Poz. 961, Warszawa, dnia 1 lipca 2016 r.
- URE 2017. Dane ze stron internetowych. [Online] Dostępne w: <https://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/potencjal-krajowy-oze/5753,Moc-zainstalowana-MW.html> [Dostęp: 01.07.2017].
- UZUoOZE 2016. Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Poz. 925, Warszawa, dnia 28 czerwca 2016 r.