

Błażej Pilarczyk

ORCID: 0000-0001-8225-9320

blazej_26@interia.pl

Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu

<https://doi.org/10.26366/PTE.ZG.2021.195>

Cytowanie: Pilarczyk, B. (2021). Finansowe skutki zmiany mechanizmu wsparcia inwestycji w generację wiatrową. *Zeszyty Naukowe Polskiego Towarzystwa Ekonomicznego w Zielonej Górze*, 8(14), 110-121. DOI: 10.26366/PTE.ZG.2021.195

Finansowe skutki zmiany mechanizmu wsparcia inwestycji w generację wiatrową

Abstrakt

Celem artykułu jest ustalenie opłacalności inwestycji w generację wiatrową przy uwzględnieniu wariantów cenowych wynikających z funkcjonujących mechanizmów wsparcia. Wdrażanie subwencjonowania oraz zachęt finansowych dla generacji wiatrowej wynika z zobowiązań podjętych przez Polskę w ramach przepisów Unii Europejskiej. Rezultatem przeprowadzonej analizy było oszacowanie wpływu zmiany systemu wsparcia na dochodowość projektu przy wykorzystaniu metody wartości zaktualizowanej netto (NPV). Artykuł składa się z trzech części: w pierwszej zarysowano zasady funkcjonowania aukcyjnego systemu wsparcia, w drugiej wyznaczono parametry finansowe wykorzystane do przeprowadzenia analizy, następnie oszacowano rentowność inwestycji przy pomocy wskaźnika NPV.

Słowa kluczowe: generacja wiatrowa, mechanizmy wsparcia

Financial effects of changing the wind energy investment support mechanism

Abstract

The aim of the article is to determine the profitability of investments in wind energy, taking into account the price variants resulting from the support mechanisms. The implementation of subsidies and financial incentives for wind energy results from the obligations undertaken by Poland under the provisions of the European Union. The result of the analysis was to estimate the impact of changing the support system on the project profitability using the net present value (NPV) method. The article consists of three parts: the first specifies the principles of operation of the auction support system, the second specifies the financial parameters used to conduct the analysis, then the profitability of the investment was estimated based on the NPV value.

Keywords: wind generation, support mechanisms

JEL: G11, G32, H23

Wstęp

Zwiększanie wytwarzania energii z generacji wiatrowej stanowi istotny element polityki energetycznej Polski. Stosownie do zaleceń Komisji Europejskiej (KE), zwiększenie poziomu udziału odnawialnych źródeł energii (oze) w końcowym zużyciu energii brutto, w perspektywie roku 2030, wyniesie co najmniej 25%. W przypadku państw Unii Europejskiej (UE-28), zgodnie z projektami planów w 2030 r., udział oze na szczeblu unijnym wyniesie od 30,4% do 31,9% (KE, 2019). Najwyższą dynamikę wzrostu spośród wykorzystywanych oze w ciągu ostatniej dekady odnotowała energetyka wiatrowa, posiadając potencjał do dalszego rozwoju.

Trendy ogólnoświatowe pokazują jednoznacznie, iż ten sektor energetyki odnawialnej w krajach o odpowiednim potencjale wietrzności rozwijany jest najszybciej. Wypełnienie unijnego celu odnawialnych źródeł może zostać osiągnięte przy wykorzystaniu możliwego do uzyskania potencjału lądowych farm wiatrowych (PSEW, 2019a). Zgodnie z danymi GUS, przyrost mocy osiągalnej generacji wiatrowej w Polsce, w latach 2014 – 2018 wyniósł 50,3% i w konsekwencji nastąpił wzrost wytwarzania energii z wiatru o 66,7% (GUS, 2019). Oddziaływanie na intensyfikację przedsięwzięć tego rodzaju wymaga wdrażania skutecznych mechanizmów wsparcia, wyrażonych miarą skuteczności w postaci dynamiki wzrostu udziału generacji wiatrowej w całkowitym zużyciu energii, w relacji do potencjału technologicznego wytwarzania energii z odnawialnych źródeł. Rolą mechanizmów wsparcia jest zapewnienie przedsiębiorcom oczekiwanych stóp zwrotu, przy uwzględnieniu wszystkich rodzajów ryzyk związanych z realizacją inwestycji (Mazurkiewicz i Pająk, 2014, s. 257). Celem artykułu jest ustalenie opłacalności inwestycji w generację wiatrową przy uwzględnieniu kilku wariantów cenowych wynikających z funkcjonujących mechanizmów wsparcia oraz zestawienia ich z warunkami rynkowymi. Wynik przeprowadzonej analizy to oszacowanie wpływu zmiany systemu wsparcia na dochodowość projektu przy wykorzystaniu metody wartości zaktualizowanej netto (NPV).

Aukcyjny system wsparcia generacji wiatrowej

Wdrażanie subwencjonowania oraz zachęt finansowych dla generacji wiatrowej wynika z zobowiązań podjętych przez Polskę w ramach przepisów UE w zakresie wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownie wiatrowe. Zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE art. 3 ust. 3 pkt a, wyróżnić można pomoc o charakterze inwestycyjnym, stanowiącą dofinansowanie na realizację danego przedsięwzięcia oraz pomoc operacyjną, której celem jest bieżące wspieranie prowadzonej działalności wytwórczej. Polski ustawodawca, wypełniając zobowiązania UE, kompleksowo uregulował tę kwestię, określając mechanizmy oraz instrumenty wsparcia w przepisach ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej ustawa oze). Na jej podstawie wytwórcy mogą liczyć na przychody związane z produkcją energii w poszczególnych instalacjach w formie sprzedaży praw majątkowych, udział w aukcjach oraz ulgi podatkowe.

W nowych warunkach finansowo-ekonomicznych, wynikających z uregulowań ustawy oze, ograniczany jest system zielonych certyfikatów i wprowadzany system aukcyjny jako podstawowy system wsparcia, organizowany dla poszczególnych technologii i rodzajów

odnawialnego źródła w podziale na koszyki aukcyjne. W ustawie pozostawiono jednak prawo do otrzymywania świadectw pochodzenia istniejącym instalacjom oze, jeżeli rozpoczęły wytwarzanie energii przed dniem 1 lipca 2016 r., w okresie do 15 lat od daty, w której instalacja po raz pierwszy wprowadziła energię do sieci. W związku ze zróżnicowaniem technologii wytwarzania w koszyku nr 4 o wsparcie rywalizują instalacje wykorzystujące energię wiatru na lądzie. W ramach kontraktu różnicowego¹ wytwórcy generacji wiatrowej otrzymują wynegocjowaną stawkę za megawatogodzinę (MWh), przez co zapewniają sobie bezpieczeństwo inwestycyjne poprzez zagwarantowanie stabilnych przychodów. Okres zakupu wytworzonej energii w instalacjach wiatrowych oraz prawa do pokrycia ujemnego salda dla wytwórców, którzy wygraą aukcję, wynosi 15 lat. Gdy cena energii na giełdzie jest niższa, wytwórca dostaje odpowiednią rekompensatę ze strony rządu. Jeżeli jednak ceny rynkowe utrzymają się powyżej zakontraktowanych, na koniec 15-letniego okresu umowy właściciele farm wiatrowych będą zmuszeni zwrócić państwowemu Zarządcy Rozliczeń nadwyżkę przychodów, jaką osiągnęli w czasie obowiązywania kontraktu (Ustawa, 2015).

System aukcyjny polega na zaoferowaniu najniższej ceny sprzedaży wytworzonej energii, która nie może przekraczać ceny referencyjnej ustalonej corocznie przez ministra właściwego do spraw energii określonej w drodze rozporządzenia. W wyniku przeprowadzonej przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) w listopadzie 2018 r. aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z generacji wiatrowej, wygrało 31 ofert złożonych przez 23 inwestorów z projektami wiatrowymi z minimalną i maksymalną (157,80 i 216,99 zł/MWh) ceną bez VAT (URE, 2018a). Kolejna aukcja przeprowadzona w grudniu 2019 roku wyróżniała się zwiększonym zainteresowaniem i wyłoniła 101 wygranych ofert złożonych przez 164 inwestorów z projektami wiatrowymi. W koszyku technologicznym dla nowych, dużych instalacji wiatrowych na lądzie zakontraktowano energię za kwotę ok. 16,1 mld zł z najniższą i najwyższą ceną ok. 163 i 233 zł/MWh (URE, 2019b). Oferty cenowe kształtowały się znacznie poniżej ceny referencyjnej, ustalonej na 285 zł/MWh (Rozporządzenie, 2019), a także cen notowanych na Towarowej Giełdzie Energii (TGE), które w maju 2019 r. przekraczały poziom 243 zł/MWh (TGE, 2019). Uzyskane w aukcjach poziomy cenowe potwierdzają fakt, że energia wiatrowa jest najtańszą technologią odnawialnego źródła na polskim rynku energetycznym. Poza tym inwestorzy akceptują niższą cenę w długoterminowej perspektywie kosztem wyższych cen rynkowych, ale obarczonych ryzykiem wahań kursowych.

¹ Kontrakt różnicowy - zawierany pomiędzy sprzedającym i kupującym, w którym sprzedający zapłaci różnicę między aktualną wartością w dniu wykonania kontraktu, ściśle określonych aktywów, a ich wartością w dniu zawarcia kontraktu w przeciwnym wypadku, jeżeli różnica jest ujemna, to różnicę płaci kupujący sprzedającemu.

Wyznaczenie parametrów finansowych inwestycji w generację wiatrową

Organizacje branżowe monitorujące sytuację finansową farm wiatrowych w publikowanych raportach prezentują wyliczenia konieczne do wydatkowania środków na pokrycie nakładów inwestycyjnych w realizowane projekty. Wśród przedmiotowych raportów wymienić można analizę, w której wyliczono średni koszt budowy 1 MW lądowej farmy wiatrowej wraz z zakupem i montażem turbin wiatrowych w 2015 roku na poziomie ok. 6 mln zł/MW, a łączne nakłady inwestycyjne na 7,5 mln zł/MW (*Energetyka wiatrowa...*, 2016, s. 87). W raporcie WindEurope podano wyliczenia, które wskazują na spadek przeciętnych nakładów inwestycyjnych w elektrownie wiatrowe na lądzie w 2018 roku, w relacji do roku 2015, przy jednoczesnym zwiększaniu efektywności instalowanych turbin wiatrowych, których moc osiąga 5,6 MW. W stosunku do inwestycji realizowanych w 2015 r., nastąpił spadek wymaganych nakładów z 2 mln euro/MW do ok. 1,4 mln euro/MW (WindEurope, 2019, s. 17). Stosownie do powyższych wyliczeń, przyjęto w artykule uśrednioną wartość kursu EUR/PLN wynoszącą 4,30. Średni koszt budowy farmy wiatrowej o mocy 40 MW, uwzględniający poszczególne elementy konieczne do zrealizowania projektu, daje wynik sumy kosztorysowej nakładów inwestycyjnych skalkulowanych na kwotę 240 800 tys. zł. Obniżanie poziomu nakładów inwestycyjnych, jak również poszczególnych elementów rachunku kosztów w przeliczeniu na jednostkę zainstalowanej i wytworzonej energii wiatrowej, uznać można za podstawową przewagę w porównaniu do wytwarzania energii w elektrowniach konwencjonalnych. Atrybut kosztowy jest obecnie następstwem ciągłego postępu w obszarze techniczno-technologicznym, co w konsekwencji przekłada się także na liczbę lat pracy instalacji warunkowanej ich ekonomiczną przydatnością (Kopiński i Grzegorzewski, 2017, s. 207).

Ograniczeniem stosowania turbin najnowszej generacji przy realizowanych obecnie w Polsce projektach wiatrowych jest zasada odległościowa (10H), skutkująca podwyższeniem dopuszczalnej odległości zabudowy mieszkalnej wokół elektrowni wiatrowych powyżej progu dziesięciokrotności wysokości elektrowni wiatrowej (Ustawa, 2016). Bariera ta w ciągu ostatnich kilku lat wyhamowała dynamiczny przyrost zainstalowanych mocy wytwórczych. W efekcie wystąpiła luka inwestycyjna przejawiająca się brakiem nowych projektów wiatrowych, spowodowanych wykluczeniem całego obszaru kraju pod nowe przedsięwzięcia oraz braku możliwości instalowania turbin o wyższej mocy, niż dotychczasowe. Standardowa moc turbin stosowanych w projektach wiatrowych w 2019 roku na globalnym rynku kształtuje się w przedziale 3-4 MW. Przed wejściem w życie obostrzeń lokalizacyjnych w Polsce,

w 2016 roku, wykorzystywane powszechnie i uwzględniane przy pozyskiwaniu pozwoleń na budowę były urządzenia o mocach rzędu 2 MW. Producenci turbin wiatrowych w 2019 roku wdrożyli na rynek nowe modele o zwiększonych mocach 5,6MW Vestas oraz 5,3MW GE Renewable Energy (Windpower Monthly, 2019). Zwiększenie do 50% wolumenu wytwarzania energii poprzez zastosowanie wyższych mocy turbin, przekłada się na obniżenie kosztów wytwarzania do poziomu 150 zł/MWh, bez względu na panujące warunki wietrzności w danej lokalizacji (PSEW, 2019b).

Dokonując przeglądu publikacji naukowych w zakresie oceny opłacalności inwestycji w generację wiatrową w Polsce przy systemie wsparcia w formie zielonych certyfikatów, osiągnięto rentowność projektu wyrażoną wartością wskaźnika NPV = 8,88 mln zł, a IRR = 9,1%. Wyliczenia dokonano przy założonych przychodach ze sprzedaży 1 MWh energii skalkulowanej na kwotę 415 PLN. Jednostkowa wartość sprzedaży dotyczyła dwóch źródeł przychodu, ceny za energię elektryczną 215 PLN (średnia cena z TGE na dzień dostawy: 2014-11-10) oraz 200 PLN za prawa majątkowe z tytułu świadectw pochodzenia energii (Gnatowska i Wąs, 2015, s. 30). W kolejnym scenariuszu przy zastosowaniu całkowitej wartości przychodów za 1 MWh w kwocie wynoszącej 346,95 zł uzyskano wartość NPV = -138,9 mln PLN i IRR = -2,71%. W analizie uwzględniono średnią arytmetyczną miesięcznych średnioważonych cen zielonych certyfikatów na TGE, wynoszącą 165,4 PLN za 1 MWh oraz średnią cenę energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym ogłaszaną przez Prezesa URE za 2013 roku wynoszącą 181,55 zł/MWh. Założenia określono dla farmy wiatrowej przy jednostkowym planowanym koszcie 287,02 zł/MWh oraz jednostkowym planowanym zysku (17,27%) 59,93 zł/MWh (Mielcarek, 2014, s. 166).

Zgodnie z nowymi zasadami źródła przychodów generacji wiatrowych ograniczone zostały do wysokości ceny sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej uzyskanej w aukcjach URE. Miary opłacalności inwestycji przy zastosowaniu aukcyjnego systemu wsparcia, uwzględniającego wartość przychodu na poziomie 385 zł/MWh, przyjęły wartość: NPV = 7,34 mln złotych, IRR = 8,25%. Do przeprowadzenia analizy efektywności inwestycji przyjęto cenę ustaloną w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł w 2016 roku dla elektrowni wiatrowych na lądzie o mocy powyżej 1 MW. Przy wyznaczaniu ceny przyjęto założenie 15-letniej gwarancji sprzedaży energii po cenie zakontraktowanej w aukcyjnym systemie wsparcia (Kochalski, 2016, s. 59).

Dla potrzeb analizy opłacalności inwestycji prezentowanej w artykule zastosowano kategorie finansowe określające cztery warianty cenowe wynikające z funkcjonujących systemów wsparcia. Wariant 1. w postaci najniższej i 2. najwyższej ceny (163 i 233 zł/MWh)

zakontraktowanej na aukcji (URE, 2019b), podlegającej dodatkowo corocznej indeksacji o inflację. W analizie dodatkowo założono, iż inflacja w jednakowy sposób wpłynie zarówno na generowane przez projekt przychody, jak i koszty, dlatego jej oddziaływanie na strumienie pieniężne będzie neutralne. W wariantcie 3. przyjęto średnią roczną cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za 2019 rok w wysokości 245,44 zł/MWh (URE, 2019) oraz roczną cenę sprzedaży zielonych certyfikatów PMOZE i PMOZE_A notowanych na TGE za 2020 rok w wysokości 132,19 zł/MWh (TGE, 2020). Łączna wartość przychodów za wytworzoną 1 MWh energii wynosi 377,63 zł.

W wariantcie 4. całość wytworzonej energii sprzedawana jest poza systemem wsparcia, po cenie energii notowanej na TGE w formie kontraktu terminowego BASE na 2020 rok. (oznaczającego dostawy takiej samej mocy przez 24 godz. na dobę, przez wszystkie dni w roku) osiągającej poziom 240 zł/MWh w notowaniach z grudnia 2019 roku. Uzasadnieniem uwzględnienia w analizie rynkowej ceny energii elektrycznej jest fakt, iż w rozstrzygniętej aukcji wiatrowej dla projektów o mocy ponad 1 MW z grudnia 2019 roku wytwórcy zdecydowali się na zaoferowanie tylko części przyszłej generacji w celu skorzystania ze wsparcia państwa, pozostawiając pozostałą sprzedaż do realizacji na warunkach rynkowych lub w kontraktach CPPA², wynika z ankiety przeprowadzonej wśród inwestorów (PSEW, 2019c).

W konsekwencji istotnego uzależnienia produkcji energii z turbin wiatrowych od warunków wietrzności dochodzi do występowania dużych wahań wytwarzanych wolumenów energii. Zwiększona praca turbin wiatrowych w Polsce występuje w okresie zimowym, natomiast w okresie letnim potencjał energetyczny wiatru jest dużo słabszy. Dane prezentowane przez Grupę Kapitałową Polenergia, posiadającą obiekty lądowych elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 249,3 MW, pokazują, iż dwie największe farmy wiatrowe o mocach 48,3 MW i 46 MW, w skład których wchodzi turbin o mocy 2,7 MW oraz 2 MW, wytworzyły w 2019 roku wolumen energii w przeliczeniu na 1 MW w wysokości 3500 MWh, co dla przyjętej do analizy farmy wiatrowej o mocy 40 MW przekłada się na wynik 140 000 MWh (Polenergia, 2019).

Wyliczenie kosztów amortyzacji dla potrzeb oceny inwestycji dokonano metodą degresywną według stawki 7% przy zastosowaniu współczynnika 2,0 dla turbin wiatrowych oraz metodą liniową według stawki 4,5% dla pozostałych elementów środka trwałego. W analizie opłacalności przyjęto 15-letni horyzont czasowy wynikający z możliwości

² CPPA (Corporate Power Purchase Agreement) to kontrakt długoterminowy na zakup energii zawierany bezpośrednio pomiędzy wytwórcą energii z konkretnego oze, a jej odbiorcą końcowym.

otrzymania 15-letniej gwarancji sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej po cenie zaoferowanej w kontrakcie aukcji URE. Wartość rezydualna po 15-letnim okresie inwestycji wynosi 0 zł. Ze względu na długość perspektywy czasowej funkcjonowania inwestycji wszystkie wartości przyjęte w analizie finansowej bazują na cenach stałych.

Stopę dyskontową wyznacza koszt kapitału przedsiębiorstwa zdefiniowany jako oczekiwana przez inwestorów stopa zwrotu z zainwestowanego kapitału przy danym poziomie ryzyka, jakie towarzyszy działalności przedsiębiorstwa (Duliniec, 2012, s. 3). Polenergia dokonała oceny zmian w otoczeniu regulacyjnym oraz sytuacji rynkowej, w szczególności wzrostu cen rynkowych energii elektrycznej i zielonych certyfikatów, które zaistniały w 2018 roku. Zgodnie z kluczowymi założeniami dla farm wiatrowych w rozwoju, określono poziom stopy dyskontowej przyjęty w testach na dzień 31 grudnia 2018 roku na poziomie 8% (Polenergia, 2019).

Ocena opłacalności inwestycji w generację wiatrową

Za podstawową miarę opłacalności projektu inwestycyjnego przyjęto NPV, uwzględniającą zmianę wartości pieniądza w czasie, dla której projekt inwestycyjny jest opłacalny ekonomicznie i może być realizowany, jeśli NPV jest dodatnia i określona została w postaci następującej formuły (Brealey, Myers, 2000):

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{(CF_i)}{(1+k)^i} - I_0 \quad (1)$$

gdzie: I_0 – nakłady inwestycyjne, CF_i – przepływ pieniężny z projektu w i -roku (*Cash Flow* – *CF*), k – koszt kapitału projektu, n – liczba okresów funkcjonowania projektu.

Podstawową wartością oceny opłacalności projektu są przepływy pieniężne netto z inwestycji, stanowiące różnicę pomiędzy strumieniami nakładów inwestycyjnych a wpływami gotówkowymi z użytkowania inwestycji, z podstawowym źródłem jakim jest zysk netto oraz amortyzacja (ich suma stanowi nadwyżkę finansową). Wartość NPV stanowi różnica pomiędzy sumą zdyskontowanych przyszłych przepływów gotówkowych generowanych przez projekt, a wartością nakładów niezbędnych do jego uruchomienia. Jako stopę dyskontową stosuje się koszt kapitału użytego do sfinansowania przedsięwzięcia, skorygowany o ryzyko związane z danym projektem. Z dotychczasowych analiz uwzględniających dwa źródła przychodów wynika, iż jednostkowa wartość sprzedaży energii z generacji wiatrowej kształtowała się na poziomie od 346,95 do 415,00 zł/MWh, czyli była to wartość

ok. dwukrotnie wyższa niż obecna, możliwa do uzyskania w aukcjach, i skutkowała z reguły wynikiem $NPV > 0$. Przeprowadzona dalej analiza pozwoliła ustalić, która cena sprzedaży energii elektrycznej, wynikająca z formuł systemów wsparcia bądź warunków rynkowych, będzie skutkowała dodatnim wynikiem NPV i wpłynie na zrealizowanie oczekiwanej stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału.

Tabela 1. Wynik finansowy oraz przepływy pieniężne dla oceny opłacalności projektu w założonym horyzoncie inwestycji (tys. zł)

Wyszczególnienie	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Nakłady inwestycyjne	240 800															
Cena (1) w systemie aukcyjnym(zł/MWh)		163,00	163,00	163,00	163,00	163,00	163,00	163,00	163,00	163,00	163,00	163,00	163,00	163,00	163,00	163,00
Cena (2) w systemie aukcyjnym(zł/MWh)		233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00
Cena (3) w systemie zielonych certyfikatów (zł/MWh)		377,63	377,63	377,63	377,63	377,63	377,63	377,63	377,63	377,63	377,63	377,63	377,63	377,63	377,63	377,63
Cena (4) TGE kontrakt BASE (zł/MWh)		240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00
Wolumen sprzedaży (MWh)		140000	140000	140000	140000	140000	140000	140000	140000	140000	140000	140000	140000	140000	140000	140000
Przychody ze sprzedaży (1)		22 820	22 820	22 820	22 820	22 820	22 820	22 820	22 820	22 820	22 820	22 820	22 820	22 820	22 820	22 820
Przychody ze sprzedaży (2)		32 620	32 620	32 620	32 620	32 620	32 620	32 620	32 620	32 620	32 620	32 620	32 620	32 620	32 620	32 620
Przychody ze sprzedaży (3)		52 868	52 868	52 868	52 868	52 868	52 868	52 868	52 868	52 868	52 868	52 868	52 868	52 868	52 868	52 868
Przychody ze sprzedaży (4)		33 600	33 600	33 600	33 600	33 600	33 600	33 600	33 600	33 600	33 600	33 600	33 600	33 600	33 600	33 600
Amortyzacja		26 856	23 550	20 708	18 264	16 161	14 354	12 799	11 462	10 312	9 323	8 472	7 741	7 112	6 571	6 106
Utrzymanie i serwis (O&M)		3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425
Podatek od nieruchomości		1 651	1 651	1 651	1 651	1 651	1 651	1 651	1 651	1 651	1 651	1 651	1 651	1 651	1 651	1 651
Bilansowanie energii		1 536	1 536	1 536	1 536	1 536	1 536	1 536	1 536	1 536	1 536	1 536	1 536	1 536	1 536	1 536
Koszty dzierżawy		1 329	1 329	1 329	1 329	1 329	1 329	1 329	1 329	1 329	1 329	1 329	1 329	1 329	1 329	1 329
Ubezpieczenie		613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613
Koszty działalności operacyjnej		35 410	32 105	29 262	26 818	24 716	22 908	21 353	20 016	18 866	17 877	17 027	16 295	15 666	15 125	14 660
Zysk/Strata z działalności operacyjnej (1)		-12 590	-9 285	-6 442	-3 998	-1 896	-88	1 467	2 804	3 954	4 943	5 793	6 525	7 154	7 695	8 160
Amortyzacja		26 856	23 550	20 708	18 264	16 161	14 354	12 799	11 462	10 312	9 323	8 472	7 741	7 112	6 571	6 106
Wolne przepływy operacyjne (1)	-240 800	14 266	14 266	14 266	14 266	14 266	14 266	14 266	14 266	14 266	14 266	14 266	14 266	14 266	14 266	14 266
Zysk/Strata z działalności operacyjnej (2)		-2 790	515	3 358	5 802	7 904	9 712	11 267	12 604	13 754	14 743	15 593	16 325	16 954	17 495	17 960
Zysk po opodatkowaniu (19%)		-2 790	417	2 720	4 700	6 402	7 867	9 126	10 209	11 141	11 942	12 631	13 223	13 733	14 171	14 548
Wolne przepływy operacyjne (2)	-240 800	24 066	23 968	23 428	22 963	22 564	22 220	21 925	21 671	21 452	21 264	21 103	20 964	20 844	20 742	20 653
Zysk/Strata z działalności operacyjnej (3)		17 458	20 763	23 606	26 050	28 152	29 960	31 515	32 852	34 002	34 991	35 842	36 573	37 202	37 743	38 208
Zysk po opodatkowaniu (19%)		14 141	16 818	19 121	21 101	22 803	24 268	25 527	26 610	27 542	28 343	29 032	29 624	30 134	30 572	30 949
Wolne przepływy operacyjne (3)	-240 800	40 997	40 369	39 829	39 364	38 965	38 621	38 326	38 072	37 853	37 666	37 504	37 365	37 245	37 143	37 054
Zysk/Strata z działalności operacyjnej (4)		-1 810	1 495	4 338	6 782	8 884	10 692	12 247	13 584	14 734	15 723	16 573	17 305	17 934	18 475	18 940
Zysk po opodatkowaniu (19%)		-1 810	1 211	3 513	5 493	7 196	8 661	9 920	11 003	11 935	12 736	13 424	14 017	14 526	14 965	15 341
Wolne przepływy operacyjne (4)	-240 800	25 046	24 762	24 222	23 757	23 358	23 014	22 719	22 465	22 246	22 058	21 897	21 758	21 638	21 535	21 447

Źródło: opracowanie własne.

Wyniki przeprowadzonej analizy zaprezentowanej w tabelach 1 i 2 pokazują, iż najwyższą rentowność uzyskał projekt inwestycyjny w postaci farmy wiatrowej w wariantcie 3., przy cenie w formule systemu wsparcia zielonych certyfikatów. Osiągnięto rentowność dla wartości NPV = 91 437 tys. zł, IRR = 13,94% przy poziomie cenowym w wysokości 377,63 zł/MWh oraz pozostałych parametrach niezmiennych. Rynkowy wariant 4. przy cenie 240 zł/MWh, możliwej do uzyskania na TGE, znajduje się poniżej progu opłacalności i osiąga wartości NPV = - 42 471 tys. zł, IRR = 4,89%. Najniższą rentownością charakteryzuje się formuła cenowa wynikająca z aukcyjnego systemu wsparcia, która osiągnęła poziom NPV = -118 694 tys. zł, IRR = -1,44% oraz NPV = - 49 438 tys. zł, IRR = 4,35%.

Tabela 2. Wartości NPV i IRR dla poszczególnych wariantów cenowych przy średnim ważonym koszcie kapitału WACC (8%)

NPV i IRR dla wariantów cenowych	Wartość
<i>NPV (1)</i>	-118 694
<i>IRR (1)</i>	-1,44%
<i>NPV (2)</i>	-49 438
<i>IRR (2)</i>	4,35%
<i>NPV (3)</i>	91 437
<i>IRR (3)</i>	13,94%
<i>NPV (4)</i>	-42 471
<i>IRR (4)</i>	4,89%

Źródło: opracowanie własne.

W wyniku zmiany systemu wsparcia oraz przy założeniach zaprezentowanych w analizie, inwestorzy nie osiągają oczekiwanej rentowności z zainwestowanego kapitału, mimo to widoczne jest ożywienie w branży wiatrowej, potwierdzone dużym zainteresowaniem uczestniczenia w systemie aukcyjnym. Aby zwiększyć rentowność inwestycji, należy wprowadzać system kształtowania cen, do którego zalicza się m.in. ulgi podatkowe w postaci zwolnienia z podatku (VAT, akcyza) działalności związanej z wytwarzaniem energii z generacji wiatrowej.

Podsumowanie

Zgodnie z przyjętymi założeniami oraz przy wykorzystaniu metody badawczej NPV, zmiana systemu wsparcia, pomimo gwarancji stabilności uzyskiwanych przychodów, wpłynęła na obniżenie rentowności z zaangażowanego kapitału. Jednakże stabilne przychody okazują się być istotne w obliczu pojawiających się ujemnych cen sprzedaży energii na giełdach

europejskich. Sytuacja taka ma miejsce na rynkach ze znacznym udziałem wytwarzania energii ze źródeł wiatrowych i występuje w momencie sprzyjających warunków wietrzności przy jednoczesnym obniżeniu zapotrzebowania na energię w dni wolne od pracy oraz w godzinach nocnych. Następuje wówczas nadwyżka podaży nad popytem i w konsekwencji dystrybutorzy energii skłonni są zapłacić odbiorcom za jej odbiór. Uzyskane wyniki badań pozwalają również stwierdzić, iż opłacalne jest podejmowanie w Polsce inwestycji w elektrownie wiatrowe przy instalowaniu wyższych niż dotychczas mocy turbin wiatrowych, mających przełożenie na generowanie większego wolumenu wytwarzania energii elektrycznej.

Bibliografia

- Brealey R.A., Myers S.C. (2000), *Theory and practice of corporate finance*, Viktoria publishing, Prague, Czech Republic.
- Duliniec A. (2012), Koszt kapitału w teorii i praktyce przedsiębiorstw, *Gospodarka Narodowa*, 254 (3), 1-18.
- Energetyka wiatrowa w Polsce* (2016), TPA Horwath, BSJP Brockhuis Jurczak Prusak Sp. K. Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych, dostępny na: <https://www.paih.gov.pl> (data dostępu: 11.12.2020).
- Gnatowska R., Wąs A. (2015), Analiza opłacalności inwestycji w produkcję energii ze źródeł odnawialnych na przykładzie farmy wiatrowej przy założeniu wsparcia rządu dla „zielonej energii”, *Inżynieria i Ochrona Środowiska*, 18 (1), 23-33.
- Grupa Kapitałowa Polenergia S.A. (2019), *Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony dnia 31 grudnia 2018 roku*, dostępne na: <https://www.polenergia.pl> (data dostępu: 20.12.2020).
- GUS (2019), *Analizy statystyczne, Energia ze źródeł odnawialnych w 2018 r.*, Warszawa, dostępny na: <http://stat.gov.pl> (data dostępu: 26.11.2020).
- Kochalski C. (red.) (2016), *Zielony controlling i finanse. Podstawy teoretyczne*, C.H. Beck, Warszawa.
- Komisja Europejska (2019), *Zalecenie Komisji z dnia 18.6.2019 r. w sprawie projektu zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu w Polsce obejmującego lata 2021-2030*, dostępny na: <https://ec.europa.eu> (data dostępu: 26.11.2020).
- Kopiński A., Grzegorzewski M. (2017), Analiza konkurencyjności ekonomiczno-finansowej wielkoskalowych i rozproszonych źródeł energii, *Finanse, Rynki Finansowe, Ubezpieczenia*, 89 (1), 205-216.
- Mielcarek J. (2014), Analiza projektu farmy wiatrowej za pomocą rachunku kosztów docelowych, *Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu*, 365, 155-172.
- Pająk K., Mazurkiewicz J. (2014), Mechanizmy wspierania rozwoju energetyki odnawialnej, *Studia Ekonomiczne/ Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach*, 166, 249-260.
- PSEW (2019a), *Stanowisko Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej w sprawie „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” z dnia 30 grudnia 2019 r.*, dostępny na: <http://psew.pl> (data dostępu: 29.11.2020).
- PSEW (2019b), *Lądowe turbiny wyrastają na prawdziwe giganty*, Szczecin, dostępny na: <http://psew.pl> (data dostępu: 29.11.2020).
- PSEW (2019c), *Niskie ceny w aukcji dla farm wiatrowych w 2019 r.*, Szczecin, dostępny na: <http://psew.pl> (data dostępu: 29.11.2020).
- TGE (2019), *Notowania energii elektrycznej*, dostępny na: tge.pl (data dostępu: 30.11.2020).

URE (2018a), *Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 91/2018 w sprawie ogłoszenia wyników Aukcji Zwykłej Nr AZ/6/2018*, dostępny na: <https://www.ure.gov.pl> (data dostępu: 30.11.2020).

URE (2019b), *Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 95/2019 w sprawie ogłoszenia wyników Aukcji Zwykłej Nr AZ/6/2019*, dostępny na: <https://www.ure.gov.pl> (data dostępu: 30.11.2020).

WindEurope (2019), *Financing and investment trends. The European wind industry in 2018*, Brussels, dostępny na: <https://windeurope.org> (data dostępu: 29.11.2020).

Windpower Monthly (2019), *Head-to-head: Vestas EnVentus vs GE Cypress*, Londyn, dostępny na: <https://www.windpowermonthly.com> (data dostępu: 28.11.2020).

Akty prawne

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (2009), Dz.Urz. UE L 140 z 05.06.2009, z późniejszymi zmianami.

Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (2016), Dz.U. 2016 poz. 961.

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (2015), Dz.U. 2015 poz. 478.

Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 maja 2019 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2019 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2019 r. (2019), Dz.U. 2019 poz. 1001.