

Arkadiusz DOBRZYCKI*, Grzegorz WODNICKI*

ANALIZA TECHNICZNO-EKONOMICZNA BUDOWY MORSKIEJ FARMY WIATROWEJ W WARUNKACH POLSKI

W dobie intensywnego rozwoju energetyki wykorzystującej źródła odnawialne, ważnym zagadnieniem jest poszukiwanie takich lokalizacji, szczególnie w przypadku źródeł niestabilnych takich jak farmy wiatrowe, w których warunki generacyjne (meteorologiczne) będą jak najstabilniejsze. Jednym z rozwiązań może być instalacji elektrowni wiatrowych na morzu.

W artykule przeprowadzono analizę techniczno-ekonomiczną budowy morskiej farmy wiatrowej (*offshore*) w warunkach Polski. Ponadto opisano specyfikę morskiej energetyki wiatrowej. Przedstawione zostały najważniejsze aspekty techniczne związane z morskimi farmami wiatrowymi, porównano również elektrownie morskie z lądowymi. Przedstawiono również perspektywy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, opisano jej aktualną sytuację w tym kraju i na tej podstawie obliczono szacunkowy koszt wybudowania morskiej farmy wiatrowej na terenie polskiego obszaru morskiego.

SŁOWA KLUCZOWE: morskie farmy wiatrowe, analiza techniczno-ekonomiczna, średnie dobowe prędkości wiatru, efektywność energetyczna, opłacalność inwestycji.

1. WPROWADZENIE

Polski system energetyczny oparty jest głównie na wykorzystaniu paliw kopalnych takich jak węgiel kamienny, węgiel brunatny, ropa naftowa czy gaz ziemny. Ich popularność spowodowana jest niską ceną, ogólnodostępnością surowca, a także jego wysoką wartością opałową i dobrze opanowaną technologią wydobywania [2]. W najbliższej przyszłości wiele bloków energetycznych zostanie wyłączonych z obiegu, zapotrzebowanie na energię elektryczną stale będzie wzrastało, przy jednoczesnym wyczerpywaniu się złóż paliw kopalnych. Te wszystkie czynniki powodują, że niezbędne jest poszukiwanie alternatywy dla energetyki konwencjonalnej [1, 3]. W związku z brakiem akceptacji społecznej dla budowy elektrowni jądrowych, rozwiązaniem wydaje się być energetyka oparta na odnawialnych źródłach energii. Ponadto zobowiązania unijne dotyczące zwiększenia udziału energii wytworzonej z OZE oraz ograniczenia

* Politechnika Poznańska

emisyjności szkodliwych substancji są kolejnym argumentem przemawiającym za tą technologią [5].

Morska energetyka wiatrowa (*offshore*) jest jednym z najprężniej rozwijających się sektorów energetycznych w Europie. Polska dysponuje ogromnym potencjałem dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej ze względu na długość linii brzegowej, a także posiadanie znacznej powierzchni morza terytorialnego. Warunki wietrzności w Polsce w strefie przybrzeżnej są wybitnie korzystne, a na obszarze otwartego Morza Bałtyckiego są jeszcze lepsze, ze względu na brak przeszkód utrudniających wykorzystanie wiejącego wiatru [2].

Inwestorzy chętnie finansują realizacje takich przedsięwzięć, przez co z roku na rok na Morzu Północnym oraz Bałtyckim powstaje coraz więcej farm tego typu. Warunki atmosferyczne panujące na polskich obszarach morskich są równie dobre jak te występujące na terenie Niemiec, gdzie znajduje się kilka parków wiatrowych typu *offshore*, w związku z czym jest to doskonale rozwiązanie pozwalające zwiększyć udział OZE w polskim systemie elektroenergetycznym. Koszty budowy morskich elektrowni wiatrowych są dużo wyższe od ich odpowiedników lądowych, jednakże jest to inwestycja dużo efektywniejsza, ze względu na większą stabilność w dostawach surowca, większą siłą wiatru, a także brakiem ograniczeń technologicznych [9].

2. MORSKIE ELEKTROWNIE WIATROWE

2.1. Budowa i zasada działania turbiny wiatrowej

Elektrownie wiatrowe budowane na morzu, nie różnią się zasadniczo w budowie oraz zasadzie działania od ich lądowych odpowiedników. Najczęściej są to trzyłopatowe turbiny o poziomej osi obrotu z gondolą osadzoną na wieży. Wirnik turbiny konwertuje energię wiatru na energię mechaniczną za pomocą wału. Przekładnia zwiększa prędkość obrotową, napędzając generator, w którym następuje konwersja energii mechanicznej na elektryczną, która następnie liniami kablowymi wędruje do sieci elektroenergetycznej. W zależności od rodzaju turbiny, pracują one najczęściej w zakresie prędkości (5÷25 m/s). Po osiągnięciu wartości prędkości granicznej dolnej następuje załączenie elektrowni, ponieważ jest to wystarczająca prędkość do wprawienia łopat turbiny w ruch. W przypadku przekroczenia dopuszczalnego zakresu prędkości (w tym przypadku jest to 25 m/s), następuje automatyczne wyłączenie prądu, a turbina wiatrowa zostaje ustawiona równoległe do kierunku wiatru, aby uniknąć ewentualnego zniszczenia [2, 5].

2.2. Farmy lądowe, a morskie

Istotnym elementem różniącym turbiny jest ich rozmiar; morskie elektrownie wiatrowe są wyższe i mają większą średnicę łopat wirnika, dzięki czemu są bardziej wydajne [13]. Elektrownie *offshore* są w stanie dostarczyć nawet o 40% więcej energii od ich odpowiedników wybudowanych na lądzie. Morskie farmy wiatrowe (MFW) cechują się dłuższym czasem użytkowania w ciągu roku (ok. 3500 h rocznie) od ich lądowych odpowiedników (2000 h rocznie). Dłuższy czas pracy takich turbin jest spowodowany brakiem przeszkód w postaci wysokich drzew czy budynków, lepszą stabilnością wiatru, a także umiejscowieniem gondoli na większej wysokości niż ma to miejsce w przypadku lądowych elektrowni wiatrowych [2, 5].

Koszt wybudowania elektrowni wiatrowej na morzu jest około 30-50% większy w porównaniu z siłowniami instalowanymi na lądzie. Czynnikiem kapitałochłonnym jest konieczność wykonania szeregu badań środowiskowych, dostosowanie lokalizacji do linii tras żeglugowych i rybackich, a także większe trudności związane z transportem oraz montażem poszczególnych elementów [2, 8].

Dzięki stałemu rozwojowi technologicznemu oraz zwiększającym się popytem cena wytworzenia 1 MWh energii z wykorzystaniem MFW maleje. Ponadto, morskie farmy wiatrowe nie mają ograniczeń w postaci minimalnej odległości od najbliższych zabudowań oraz nie są tak uciążliwe jak turbiny lądowe, ponieważ budowane są daleko od miejsc zamieszkania. Jednakże ze względu na mniejszą konkurencyjność w porównaniu z farmami lądowymi niezbędne jest wprowadzenie przez rząd długoterminowych planów, które będą wspierały rozwój farm *offshore* [2].

2.3. Technologie stosowane w morskiej energetyce wiatrowej

Podstawowe elementy, wchodzące w skład wyposażenia MFW to turbiny morskie wraz z fundamentami, kable morskie: wewnętrzne i zewnętrzne oraz stacje transformatorowe: morska i lądowa.

Obecnie moc pojedynczej turbiny wynosi średnio 6 MW, aczkolwiek w najbliższej przyszłości przewiduje się instalacje turbin o mocach na poziomie 8 – 10 MW. Większa moc turbiny oznacza również większą średnicę wirnika, większą wysokość wieży oraz szerszy zakres prędkości wiatru, przy których elektrownia może pracować.

Istotnym elementem konstrukcyjnym, zasadniczo różniącym poszczególne morskie siłownie wiatrowe od siebie jest fundament. Ze względu na różne ukształtowanie dna morskiego, a także zróżnicowane głębokości wód stosuje się różne typy fundamentów. Najbardziej popularnym fundamentem (77% instalacji) ze względu na niski koszt konstrukcyjny, łatwość instalacji oraz możliwość

wykorzystania w płytkich wodach o głębokości 20-40 metrów są monopale. W zależności od ukształtowania dna morskiego oraz głębokości wody stosuje się również inne typy fundamentów: grawitacyjne, trójpodporowe, kratownicowe, a także fundamenty pływające, których nie ograniczają bariery związane z głębokością oraz strukturą dna dzięki czemu mogą być stosowane w obszarach, w których instalacja innych fundamentów nie byłaby możliwa [9, 13].

2.4. Morska energetyka wiatrowa na rynku europejskim

Pierwsza MFW o mocy 4,95 MW została wybudowana w Danii w 1991 roku. Obecnie państwami wiodącymi prym w sektorze *offshore* zarówno w Europie jak i na świecie są Niemcy oraz Wielka Brytania. Rynek europejski jest niekwestionowanym liderem tej technologii; ponad 90% mocy zainstalowanej pochodzi z elektrowni morskich na terenie Europy. Na koniec roku 2016 moc zainstalowana MFW w Europie wyniosła ponad 12,5 GW, z roku na rok odnotowywany jest systematyczny progres w rozwoju tej branży. Największymi producentami turbin wiatrowych w tym sektorze są Siemens oraz Vestas, a większość instalacji powstaje na Morzu Północnym (ponad 9 GW mocy) [11].

Prawdopodobnie w 2020 roku całkowita moc zainstalowana pochodząca z sektora *offshore* będzie wynosiła prawie 25 GW, co jest wartością niemalże dwukrotnie wyższą niż obecnie. Optymistyczny scenariusz zakłada nawet poziom ponad 35 GW. W najbliższych latach w tych statystykach swój udział może mieć również Polska [11].

3. TECHNICZNO-EKONOMICZNA ANALIZA OPŁACALNOŚCI BUDOWY MFW W POLSCE

3.1. Wpływ wysokości na wartość prędkości wiatru

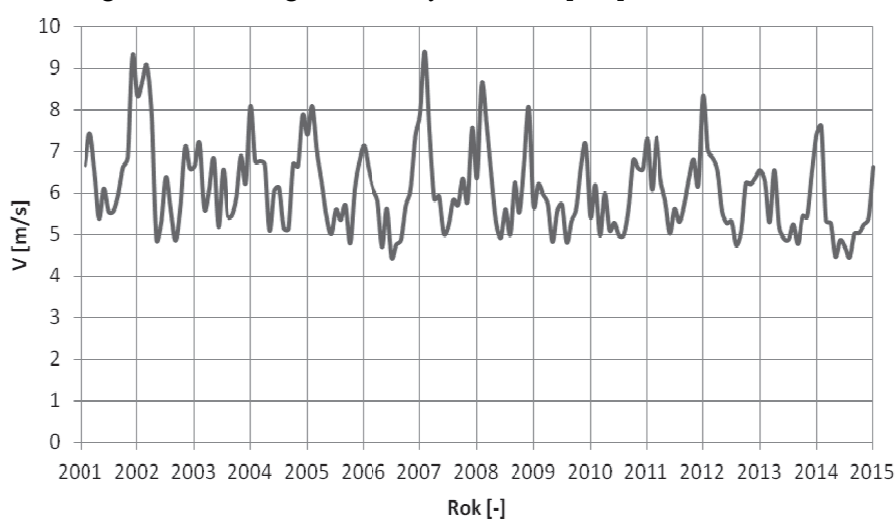
Udostępnione przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej w Gdyni średnie dobowe prędkości wiatru z okresu 01.01.2001-31.12.2014 zostały zmierzone w miejscowości Hel na wysokości 29 m n.p.m., a więc znacznie niższej od wysokości, na której umieszcza się wirnik przeciętnej turbiny wiatrowej. Średnia prędkość wiatru rośnie wraz ze wzrostem wysokości, zatem uzyskane wartości zostały przeliczone za pomocą równania [4, 6]:

$$v_{EW} = v \cdot \left(\frac{H_{EW}}{H} \right)^\alpha \quad (1)$$

gdzie: v_{EW} – prędkość wiatru [m/s] na żądanej wysokości H_{EW} [m], v – prędkość wiatru [m/s] zmierzona na danej wysokości H [m], α – współczynnik zależny od klasy szorstkości oraz rodzaju terenu [-].

Stacja meteorologiczna, w której zostały przeprowadzone pomiary znajduje się na terenie lasu, który jest obszarem należącym do piątej klasy szorstkości, w której to wysokość współczynnika α wynosi $0,085 \div 0,35$ (przyjęto wartość 0,3). Dla wysokości H_{EW} przyjęto wartość 140 m, gdyż jest to wysokość umiejscowienia gondoli przeciętnej morskiej turbiny wiatrowej.

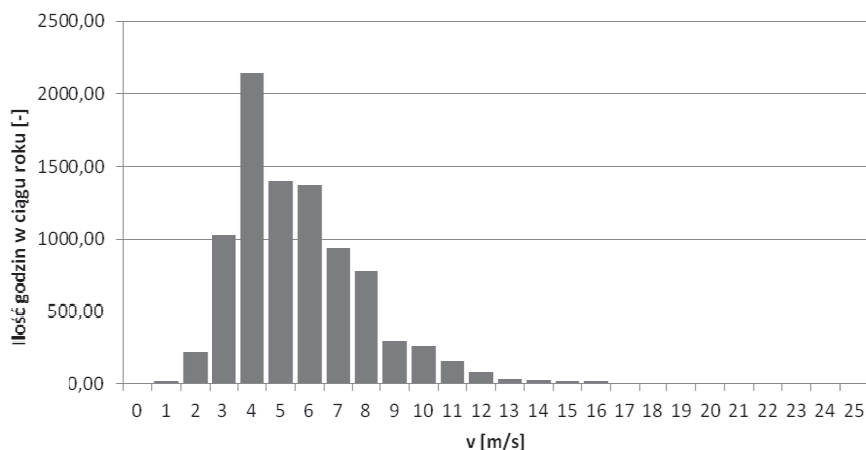
Na podstawie uzyskanych obliczeń wykreślono rys. 1 przedstawiający przeliczone średnioroczne prędkości wiatru na wskazanej wysokości. Średnia prędkość z całego analizowanego okresu wyniosła 6.1 [m/s].



Rys. 1. Średnioroczne prędkości wiatru w latach 2001-2014 przeliczone na wysokość 140 m.n.p.m

3.2. Częstość występowania danych prędkości

Histogram jest graficznym zobrazowaniem rozkładu prędkości wiatru w poszczególnych przedziałach, będącym pierwszym krokiem do prognozy ilości energii, jaka będzie możliwa do uzyskania w przyszłości [4]. Na rys. 2 wykreślono histogram obrazujący ilość godzin w ciągu roku, podczas których wiatr wiał z określoną prędkością. Zauważono, że zdecydowanie najczęściej występującą prędkością jest wartość z zakresu $4 \div 5$ m/s. Przez ponad 1250 dni w ciągu 14 lat wiatr wiał z prędkością znajdującą się w tym przedziale, co daje średnią na poziomie prawie 90 dni rocznie.



Rys. 2. Histogramowy roczny rozkład prędkości wiatru dla wybranej lokalizacji

3.3. Rozkład Weibulla

Rozkład prawdopodobieństwa Weibulla jest najczęściej wykorzystywanym rozwiązaniem w energetyce wiatrowej pozwalającym na odpowiednie dopasowanie do wyników pomiaru prędkości wiatru. Krzywą gęstości prawdopodobieństwa $f(v)$ określa równanie [1, 4]:

$$f(v) = \frac{k}{\lambda} \cdot \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{\lambda}\right)^k} \quad (2)$$

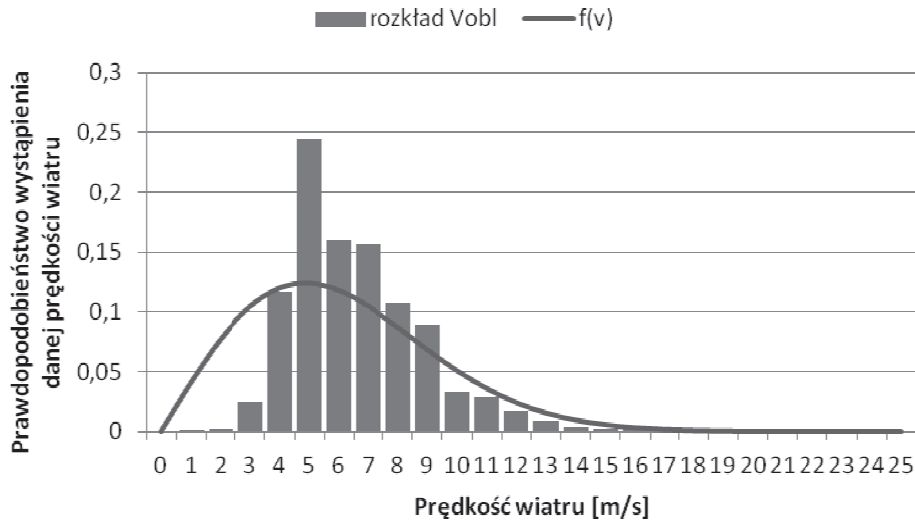
gdzie: v – prędkość wiatru [m/s], k – parametr kształtu (w polskich warunkach zazwyczaj w przedziale 1,2÷2,2) [-], λ – parametr skali [-].

Parametr skali został obliczony zgodnie z zależnością [4]:

$$\lambda = \frac{\bar{v}}{\Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3)$$

gdzie: $\Gamma(x)$ – rozkład liniowy gamma

Po wykonaniu obliczeń na podstawie równań 2 oraz 3 wykreślono charakterystykę przedstawioną na rys. 3 (dla parametru k przyjęto wartość 2 ze względu na małe zróżnicowanie uzyskanych prędkości wiatru).



Rys. 3. Krzywa Weibulla dla k=2 i λ≈6,889 wraz z rozkładem prędkości wiatru w analizowanym przedziale czasowym

Oś rzędnych na rys. 3 przedstawia prawdopodobieństwo wystąpienia wiatru o danej prędkości, które zostało obliczone zgodnie z równaniem [4]:

$$p(v_i) = \frac{n_i}{N} \tag{4}$$

gdzie: n_i – liczba pomiarów z danego przedziału wartości [-], N – liczba wszystkich pomiarów (dla czternastoletniego okresu czasowego, z uwzględnieniem lat przestępnych $N = 5113$ [-])

Wartości znajdujące się nad krzywą Weibulla (przedział 5÷9 m/s) są najczęściej występującymi prędkościami.

3.4. Rozkład gęstości mocy

Funkcja gęstości mocy pozwala na oszacowanie ilości mocy oraz energii, jaka może być generowana przez elektrownię wiatrową w analizowanym przedziale czasowym. Mając charakterystyki mocy danej elektrowni $P(v)$, a także rozkład prędkości wiatru Weibulla $f(v)$ można uzyskać charakterystykę gęstości mocy $g(v)$ będącą iloczynem tych dwóch funkcji [4].

$$g(v) = P(v) \cdot f(v) \tag{5}$$

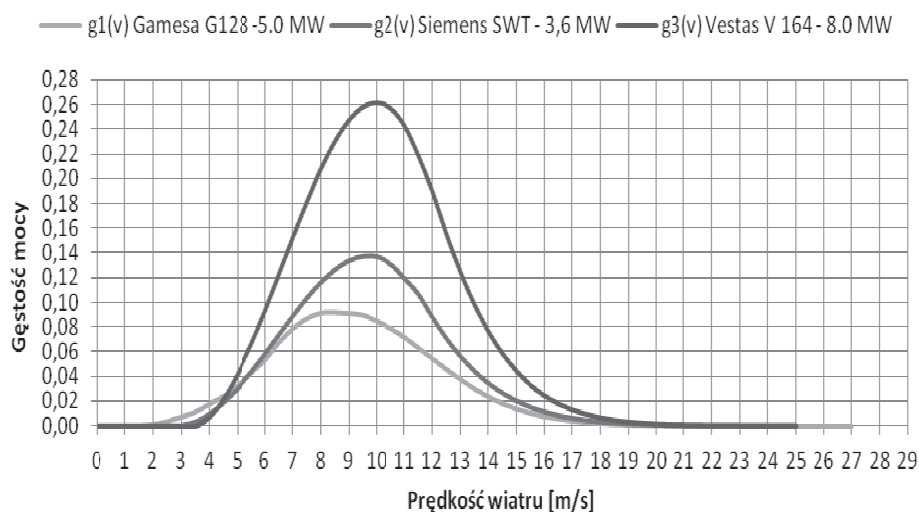
Pole powierzchni znajdującej się pod funkcją $g(v)$ jest miarą mocy, jaka jest możliwa do wytworzenia przez siłownię wiatrową w rozpatrywanym przedziale

czasowym. Roczna produkcja energii, która mogłaby zostać wytworzona przez wybraną turbinę jest obliczana zgodnie z zależnością [4, 6]:

$$E = T_a \cdot \int_0^{\infty} P(v) \cdot f(v) dv = T_a \cdot \int_0^{\infty} g(v) dv \quad (6)$$

gdzie: T_a – liczba godzin w ciągu roku (po uwzględnieniu 3 lat przestępnych w analizowanym okresie czasowym $T_a = 8765,14[h]$).

Na rysunku 4 przedstawiono porównanie funkcji gęstości mocy trzech różnych turbin o trzech różnych wartościach mocy znamionowej.



Rys. 4. Rozkład gęstości mocy $g(v)$ wybranych turbin wiatrowych

Wartości całek obliczono z wykorzystaniem metody trapezów. Po podstawieniu ich wyników do równania 6 otrzymano wartości rocznych produkcji energii elektrycznej przez poszczególne turbiny, odpowiednio Gamesa G128-5,0 MW, Siemens SWT-3,6 MW, Vestas 164-8,0 MW:

$$E_1 = T_a \cdot \int_0^{\infty} g_1(v) dv = 8765,14 \cdot 1,3532 \approx 11860,71 [MWh]$$

$$E_2 = T_a \cdot \int_0^{\infty} g_2(v) dv = 8765,14 \cdot 0,9135 \approx 8006,96 [MWh]$$

$$E_3 = T_a \cdot \int_0^{\infty} g_3(v) dv = 8765,14 \cdot 1,7364 \approx 15219,67 [MWh]$$

3.5. Efektywność energetyczna turbin wiatrowych

Do oszacowania efektywności energetycznej służy współczynnik wykorzystania (*capacity factor*), będący ilorazem rocznej produkcji energii elektrycznej wytworzonej przez turbinę wiatrową oraz maksymalnej teoretycznej energii możliwej do wytworzenia przez elektrownię:

$$C_f = \frac{E}{E_{MAX}} = \frac{E}{T_a \cdot P_{MAX}} \quad (7)$$

gdzie: T_a – moc znamionowa elektrowni [MW]

W związku z tym roczne efektywności wybranych siłowni wiatrowych wyniosły:

$$C_{f1} = \frac{E_1}{E_{1MAX}} = \frac{E_1}{T_a \cdot P_{1MAX}} = \frac{11860,71}{8765,14 \cdot 5,01} \approx 27[\%]$$

$$C_{f2} = \frac{E_2}{E_{2MAX}} = \frac{E_2}{T_a \cdot P_{2MAX}} = \frac{8006,96}{8765,14 \cdot 3,61} \approx 25[\%]$$

$$C_{f3} = \frac{E_3}{E_{3MAX}} = \frac{E_3}{T_a \cdot P_{3MAX}} = \frac{15219,67}{8765,14 \cdot 8,015} \approx 22[\%]$$

Jak widać, najwyższa wartość współczynnika wykorzystania została osiągnięta dla turbiny Gamesa G128-5.0 MW producenta i to właśnie ona sprawdziłaby się najlepiej dla wskazanych warunków klimatycznych ze względu na stosunkowo niską prędkość uruchamiania elektrowni, stosowną wysokość umiejscowienia gondoli, a fakt iż moc 5 MW jest obecnie średnią wartością jaka jest wykorzystywana w technologii *offshore*, jest kolejnym argumentem za wyborem właśnie tego modelu siłowni wiatrowej. Mimo wszystko uzyskana wartość współczynnika wykorzystania turbiny wiatrowej jest stosunkowo niska. Należy jednak pamiętać, iż została ona obliczona dla prędkości zmierzonych na terenie leśnym na lądzie, a zatem prawdopodobnie prędkości na otwartym morzu będą większe, zatem można założyć, iż wartość tego współczynnika wzrośnie, dzięki czemu taką elektrownię będzie można nazwać bardzo dobrze funkcjonującą.

3.6. Koszty związane z budową morskich siłowni wiatrowych

Wielkość nakładu inwestycyjnego uzależniona jest od wielu czynników. Składają się na nie głównie: koszty przygotowania projektu, budowa oraz zakup wszystkich elementów wchodzących w skład MFW wraz z przyłączeniem do sieci, a także wykonanie wszystkich niezbędnych badań oraz koszty związane z ubezpieczeniem. Wraz ze wzrostem głębokości dna morskiego oraz odległości farmy od linii brzegowej wzrastają również koszty realizacji przedsięwzięcia [10].

W najbliższej przyszłości planowane jest rozpoczęcie budowy MFW o mocy 1200 MW na wysokości miasta Łeba. Inwestycja byłaby zlokalizowana około 23km od linii brzegowej na głębokości wody 20-40m. Zgodnie z założeniami koszt wybudowania 1MW mocy takiej farmy wyniósłby około 3,361 mln euro, czyli 14,015 mln zł (przy aktualnym kursie € = 4,17zł [12]). W związku z tym koszt inwestycyjny całkowity wyniósłby:

$$14,015 \text{ mln zł} / \text{MW} \cdot 1200 \text{ MW} = 16818 \text{ mln zł} \approx 16,8 \text{ mld zł}$$

Oszacowane wysokości kosztów inwestycyjnych zostały obliczone na podstawie danych z roku 2012, gdy poziom mocy zainstalowanej pochodzącej z MFW w Europie wynosił około 5-6 GW. Przewiduje się, że każde dwukrotne podwojenie ilości mocy skutkować będzie spadkiem wysokości nakładu inwestycyjnego o około 10% [7]. Obecnie struktura mocy zainstalowanej pochodzącej z elektrowni *offshore* wynosi ponad 12,5 GW, a więc jest to ponad dwukrotnie wyższa wartość w porównaniu z rokiem 2012. W związku z tym w przeprowadzonej analizie przyjęto optymistyczny scenariusz redukujący wartości kosztów inwestycyjnych o 10% oraz wybudowanie elektrowni na głębokości 20-30 m, pozwalający zaoszczędzić pewną ilość pieniędzy. Zredukowany nakład inwestycyjny na chwilę obecną wyniósłby wówczas:

$$16,8 \text{ mld zł} \cdot 0,9 = 15,12 \text{ mld zł}$$

3.7. Szacunkowe dochody wynikające z inwestycji

Na wysokość opłat eksploatacyjnych (operacyjnych) składają się koszty stałe (niezależne od wielkości produkcji) oraz zmienne (zależne od wielkości produkcji). Wydatki o charakterze zmiennym związane są ze zmiennymi opłatami serwisowymi oraz kosztami bilansowania. Koszty stałe są znacznie większe i składa się na nie m.in.: utrzymanie oraz bieżące naprawy, ubezpieczenie, serwisowanie, dzierżawa terenu, a także potrzeby własne elektrowni. W 2011 roku całkowita wysokość rocznych opłat eksploatacyjnych stałych wynosiła około 317 000 zł/MW, natomiast części zmiennej ok. 24 zł/MWh. Ze względu na coraz większe zainteresowanie tą technologią na rynku europejskim w 2025 roku wielkość kosztów eksploatacyjnych zmiennych powinna zmaleć do poziomu około 235 tysięcy złotych/MW mocy. Wydatki o charakterze zmiennym powinny minimalnie wzrosnąć do poziomu około 27 zł/MWh [7].

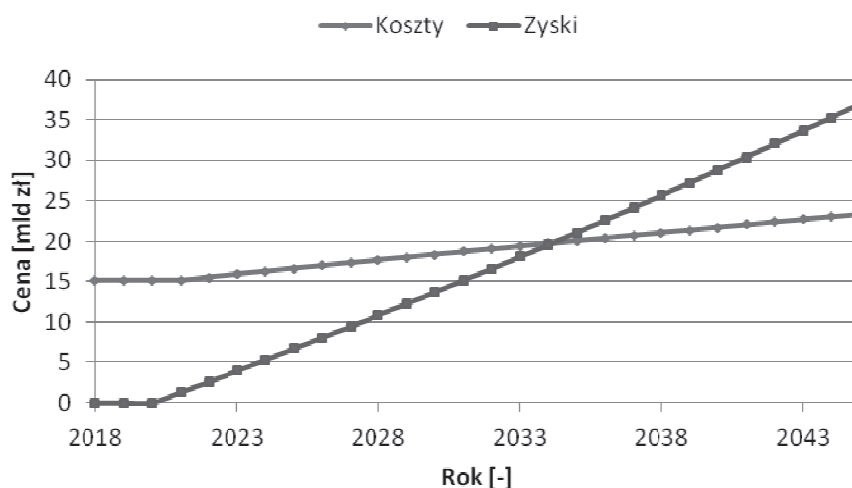
W skład morskiej farmy wiatrowej o mocy 1200 MW musiałyby wchodzić 240 wybranych elektrowni o mocy 5 MW każda zdolnych wyprodukować prawie 12 GWh energii rocznie każda.

W związku z tym cała farma, po uwzględnieniu strat mocy w transformatorach (2%) oraz innych elementach instalacji elektrycznych (2%) mogłaby wyprodukować następującą ilość energii:

$$11860,71 \text{ h} \cdot 240 \cdot 0,96 \approx 2732,71 [\text{GWh}]$$

W przeprowadzonej analizie ekonomicznej przyjęto, że budowa farmy o mocy 1200 MW odbywałaby się w latach 2018-2020, a jej eksploatacja trwałaby przez 25 lat do roku 2045 włącznie. Wartości poszczególnych kosztów zostały oszacowane na podstawie danych opublikowanych w raporcie wykorzystanym w przeprowadzonej analizie [7]. W późniejszych latach opłaty te na pewno będą zmieniały się w znacznie mniejszym stopniu, niż ma to miejsce obecnie ponieważ dojdzie do nasycenia tą technologią i również zostało to uwzględnione w kalkulacjach.

Na rys.5 przedstawiono oszacowane sumaryczne wydatki w kolejnych latach inwestycji oraz hipotetyczne zyski, jakie przyniosłaby budowa oraz eksploatacja takiej farmy [7]:



Rys. 5 Orientacyjny rachunek kosztów i zysków generowanych przez morską farmę wiatrową w Polsce

Wartością początkową w przypadku kosztów jest wysokość nakładu inwestycyjnego. Przez pierwsze trzy lata, pozostają one niezmiennie, ponieważ podczas budowy elektrownia nie generuje żadnych kosztów eksploatacyjnych. W kolejnych latach całkowite wydatki będą powiększały się o wartość nakładów eksploatacyjnych. Całkowita wysokość wszystkich kosztów w okresie budowy oraz eksploatacji farmy została oszacowana na poziomie około 23,4 mld złotych.

Elektrownie wiatrowe zaczynają przynosić zyski w momencie rozpoczęcia ich pracy, po zakończeniu etapu budowy, w związku z czym przez pierwsze trzy lata inwestycja nie generuje żadnych przychodów. Szacunkowe roczne korzyści majątkowe są iloczynem ceny referencyjnej energii w danym roku (obecnie 470zł/MWh [14] oraz ilości energii elektrycznej wyprodukowanej przez wszystkie siłownie. Ze względu na wzrost poziomu inflacji przyjęto, że wartości cen

referencyjnych z każdym kolejnym rokiem będą wzrastały o 1% względem roku poprzedniego, co zwiększy przychody producenta.

Wartości zysków przedstawione na rys. 5 są sumaryczną wartością zysków uzyskanych w latach poprzednich. Po zsumowaniu 25 lat eksploatacji analizowanej farmy wiatrowej oszacowano, że całkowity przychód wynikający z ich pracy wyniósłby około 37,004 mld złotych.

Oznaczałoby to zysk w wysokości niemalże 7 miliardów złotych po zakończeniu eksploatacji. Analizując powyższą charakterystykę przewiduje się zwrot inwestycji w okolicach roku 2035, a więc po około 15 latach pracy morskiej farmy wiatrowej.

4. PODSUMOWANIE

Przeprowadzenie analizy techniczno-ekonomicznej pozwoliło zweryfikować opłacalność wybudowania morskiej farmy wiatrowej w Polsce. Techniczna część analizy przeprowadzona na podstawie danych meteorologicznych pozwoliła sprawdzić przewidywaną roczną produkcję energii elektrycznej pojedynczej elektrowni wiatrowej. Najlepszą wartość współczynnika wykorzystania oszacowano na poziomie 27% (dla elektrowni Gamesa G128-5.0MW). Teoretycznie jest to jedynie dolna część granicy efektywności energetycznej siłowni wiatrowej, aczkolwiek wiele czynników może mieć znaczący wpływ na wzrost tej wartości.

Po wykonaniu obliczeń związanych z nakładami inwestycyjnymi oszacowano, że realizacja takiego przedsięwzięcia wymagałaby finansowego wkładu początkowego na poziomie kilkunastu miliardów złotych.

Trend z jakim morska energetyka wiatrowa rozwija się w ostatnich latach sprawia, że wartości kosztów eksploatacyjnych oraz wydatków związanych z wytwarzaniem energii powinny regularnie się zmniejszać. Wzrost poziomu inflacji, jaki ma miejsce w ostatnich latach, a także liczne zobowiązania Polski wobec Unii Europejskiej powinny spowodować wzrost ceny referencyjnej energii, czyli minimalnej ceny po jakiej producent jest zobowiązany sprzedawać wytworzoną energię odbiorcom końcowym. Te czynniki sprawiają, że w każdym kolejnym roku pracy MFW w Polsce koszty związane z eksploatacją będą malały, przy jednoczesnym zwiększaniu się zysków.

Wyniki przeprowadzonej analizy ekonomicznej wskazują zwrot inwestycji po około 15 latach, a całkowity zysk wynikający z przedsięwzięcia wyniósłby niemalże 7 miliardów złotych.

Ponadto z kalkulacji wynika, iż realizacja takiego przedsięwzięcia jest opłacalna zarówno pod względem technicznym jak i ekonomicznym i sprawdziłaby się w polskich warunkach. Inwestycja przyniosłaby mnóstwo korzyści na wielu płaszczyznach poprzez m.in. pokrycie wzrastającego zapotrzebowania na ener-

gię elektryczną, wzrost PKB, liczne przychody dla budżetu państwa, wypełnienie unijnych zobowiązań dotyczących zwiększenia wykorzystania OZE, a także stworzenie wielu tysięcy nowych miejsc pracy.

LITERATURA

- [1] Gałuszka M., Paruch J., Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii. Poradnik., Wydawnictwo Tarbonus, Kraków, 2008.
- [2] Jastrzębska G., Energia ze źródeł odnawialnych i jej wykorzystanie, Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warszawa, 2017.
- [3] Lewandowski W., Proekologiczne odnawialne źródła energii, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2007.
- [4] Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2009.
- [5] Tytko R., Odnawialne źródła energii, Wydawnictwo OWG, Warszawa 2009
- [6] Praca zbiorowa, ABB, Technical Application Papers No.13, Wind Power plants, <https://library.e.abb.com/public/92faf0c1913f5651c1257937002f88e8/1SDC007112G0201.pdf>, pobrano: grudzień 2017.
- [7] Praca zbiorowa, Fundacja na Rzecz Energetyki Zrównoważonej Grupy Doradczej SMDI, Analiza wymaganego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie do 2025 roku, http://www.fnez.pl/upload/File/Analiza%20systemu%20wsparcia%20OZE%20-%202012_FNEZ_GDSMDI.pdf, pobrano: styczeń 2018.
- [8] Praca zbiorowa, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Stan energetyki wiatrowej w Polsce w 2016 roku, <http://psew.pl/wp-content/uploads/2017/06/Stan-energetyki-wiatrowej-w-Polsce-w-2016-r.pdf>, pobrano: grudzień 2017.
- [9] Purta M., Marciniak T., Rozenbaum K., Rozwój morskiej energetyki Wiatrowej w Polsce. Perspektywy i ocena wpływu na lokalną gospodarkę, <http://psew.pl/wp-content/uploads/2016/12/3d8a37f32172880c23a83f59cfe6a5c0.pdf>, 2016, pobrano: listopad 2017.
- [10] Stryjecki M., Mielniczuk K., Biegaj J., Przewodnik po procedurach lokalizacyjnych i środowiskowych dla farm wiatrowych na polskich obszarach morskich, Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej, Warszawa 2011, http://www.fnez.pl/upload/File/Przewodnik%20wersja%20ostateczna_07_02_2012.pdf, pobrano: grudzień 2017.
- [11] Wind Europe, The European Offshore Wind Industry. Key trends and statistics 2016, <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2016.pdf>, pobrano: grudzień 2017.
- [12] Bankier.pl, Aktualny kurs euro, <https://www.bankier.pl/waluty/kursy-walut/nbp/EUR>, skorzystano: 19 stycznia 2018.
- [13] MorskieFarmyWiatrowe.pl, <http://morskiefarmywiatrowe.pl/>, pod red. Funduszu na rzecz Energetyki Zrównoważonej (FNEZ), skorzystano: grudzień 2017.
- [14] Urząd Regulacji Energetyki, Ceny referencyjne energii pochodzącej z OZE, <https://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/aukcje-oze/dokumenty/6539,Ceny-referencyjne.html>, skorzystano: styczeń 2018.

TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF OFFSHORE WIND FARMS IN POLISH CIRCUMSTANCES

In the era of intensive development of energy using renewable sources, an important issue is the search for such locations, especially in the case of unstable sources such as wind turbines, in which the generation (meteorological) conditions will be as stable as possible. One of the solutions may be installation of offshore wind farms. In the article, a technical and economic analysis of the construction of an offshore wind farm in Poland was carried out. In addition, the specificity of offshore wind energy is described. The most important technical aspects related to offshore wind farms were presented, and offshore and onshore power plants were also compared. The perspectives for the development of offshore wind energy in Poland were also presented, its current situation in Poland was described and on this basis the estimated cost of constructing an offshore wind farm in the Polish maritime area was calculated.

(Received: 02.02.2018, revised: 10.03.2018)