

# Analiza ekonomiczna oraz wykorzystania mocy dla farmy wiatrowej typu offshore na Morzu Bałtyckim

Economic analysis and power capacity factor estimation for an offshore wind farm in the Baltic Sea

ZIEMOWIT MALECHA

DOI 10.36119/15.2023.1.1

W pracy przeanalizowano możliwości produkcji energii elektrycznej dla farm wiatrowych typu offshore dla planowanej lokalizacji na Morzu Bałtyckim. Dodatkowo przeprowadzono uproszczoną analizę ekonomiczną takiej inwestycji. Posłużono się rzeczywistymi danymi istniejących instalacji typu *onshore* oraz *offshore*, analizami wykonanymi przez renomowane ośrodki badawcze jak National Renewable Energy Laboratory (NREL) z USA, czy modelem Jensena do oszacowania strat farmy wiatrowej. Pokazano, że współczynnik wykorzystania mocy dla farmy wiatrowej na Morzu Bałtyckim wynosi około 46%, natomiast straty farmy wiatrowej mogą wynieść od 15% do 18% w zależności od wielkości turbin. Przeprowadzona analiza ekonomiczna pokazała, że zwrot kosztów inwestycyjnych silnie zależy od mocy znamionowej turbin wiatrowych i może wynieść od kilku do kilkunastu lat.

*Słowa kluczowe:* farma wiatrowa, wykorzystanie mocy, straty, model Jensena, prawo kwadratu-sześcianu

The paper analyzes the possibilities of power production for offshore wind farms for the planned location in the Baltic Sea. In addition, a simplified economic analysis of such an investment was carried out. Real data of existing onshore and offshore installations, analyzes performed by renowned research centers such as the National Renewable Energy Laboratory (NREL) from the USA, or the Jensen model to estimate wind farm losses were used. It has been shown that the capacity factor for a wind farm in the Baltic Sea is about 46%, while wind farm losses can range from 12% to 18% depending on the size of the turbines. The conducted economic analysis showed that the return on investment costs strongly depends on the rated power of wind turbines and can range from several to dozen years.

*Keywords:* wind farm, power utilization, losses, Jensen model, square-cube law

## Wstęp

W planowaniu nowych farm wiatrowych kluczowe jest wiarygodne określenie rocznej produkcji energii elektrycznej. Aby to zrobić konieczna jest znajomość warunków wietrznych w wybranej lokalizacji. Na tej podstawie możliwe jest optymalne zaprojektowanie przestrzennej konfiguracji farmy wiatrowej w celu zminimalizowania strat związanych ze wzajemnym oddziaływaniem poszczególnych turbin na siebie [1]. Znając warunki wietrzne oraz wielkość tych strat możliwe jest określenie średniego rocznego współczynnika wykorzystania mocy, którego znajomość jest niezbędna do przeprowadzenia analizy ekonomicznej planowanej farmy wiatrowej.

Istniejące farmy wiatrowe charakteryzują się znaczną rozpiętością średniego rocz-

nego współczynnika mocy, który dla farm typu *onshore* jest zazwyczaj poniżej 30% [2]. W przypadku farm typu *offshore* powinien być wyższy, ale często jest porównywalny z instalacjami lądowymi [3–7].

W analizie ekonomicznej turbin wiatrowych ważnym zagadnieniem jest prawo kwadratu-sześcianu (*square-cube law*) stwierdzające, że moc produkowana przez turbinę wiatrową rośnie wraz z kwadratem jej średnicy ( $P \sim D^2$ ), natomiast jej koszty rosną wraz z sześcianem jej średnicy ( $K \sim D^3$ ) [8]. Pierwsza część tego prawa wynika wprost ze wzoru na moc turbiny  $P_z = C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot D^2/4 \cdot U_z^3$ , gdzie  $U_z$  jest prędkością znamionową wiatru, dla której osiągnięta jest moc znamionowa  $P_z$  turbiny. Druga część związana jest z faktem, iż masa wirnika, ze względu na aspekty wytrzymałościowe, rośnie z sześcianem średnicy [9].

Warto zwrócić uwagę, że wraz z postępowaniem technologicznym, koszt (masa) części komponentów turbin wiatrowych zaczyna zbliżać się do kwadratowej zależności od wielkości średnicy, niestety inne, jak transport i montaż znacząco rosną i skalują się jak szósta potęga średnicy [10]. Oznacza to, że patrząc na wszystkie koszty związane z wyprodukowaniem, transportem, montażem oraz podłączeniem do sieci, zasada kwadratu-sześcianu jest wciąż aktualna.

W raporcie NREL z 2020 roku [11] przyjęto dla turbin typu *onshore* koszty inwestycyjne (CAPEX) równe 1436 \$/kWh oraz koszty operacyjne (OPEX) równe 11.5 \$/MWh, oraz dla turbin typu *offshore* CAPEX = 4077 \$/kWh oraz OPEX = 29 \$/MWh. Wielkości te zgadzają się z danymi dostępnymi w innych źródłach [12,13]

i zostały przyjęte jako referencyjne w niniejszej pracy.

## Oszacowanie produkcji energii elektrycznej przez farmy wiatrowe

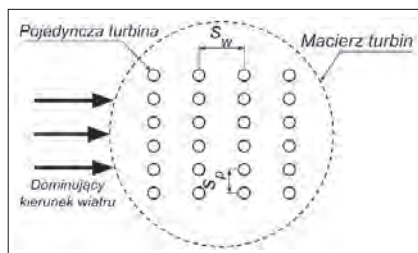
### Struktura przestrzenna farmy wiatrowej

Jako farmy wiatrowe rozumiemy lokalnie skoncentrowane grupy turbin wiatrowych. Optymalne zasoby wiatru są ograniczone do wybranych obszarów geograficznych dlatego koncentracja wielu turbin wiatrowych na takich obszarach zwiększa całkowitą produkcję energii elektrycznej. Ważnym zagadnieniem związanym z planowaniem przestrzennej konfiguracji turbin jest wzajemne oddziaływanie turbin wiatrowych na siebie, które może znacząco zmniejszyć sprawność farmy wiatrowej, którą definiujemy jako:

$$\zeta_{WF} = \frac{\text{roczna produkcja}}{(\text{roczna produkcja wyizolowanej farmy wiatrowej}) \cdot (\text{liczba turbin})} \quad (1)$$

natomiast straty farmy wiatrowej możemy zdefiniować jako  $\zeta_{WF} = 1 - \eta_{WF}$ .

Rysunek 1 przedstawia schemat farmy wiatrowej, na którym zaznaczono jako  $S_w$  odległość między turbinami w położeniu najczęściej występującego kierunku wiatru (kierunek dominujący) oraz  $S_p$  odległość w położeniu poprzecznym (prostopadłym) do kierunku  $S_w$ .



Rysunek 1. Schemat konfiguracji przestrzennej turbin na farmie wiatrowej wraz z oznaczeniem podziałki w kierunku dominującego wiatru  $S_w$  oraz w kierunku prostopadłym  $S_p$

Figure 1. Scheme of the spatial configuration of turbines in a wind farm with indication of the distance in the direction of the dominant wind  $S_w$  and in the perpendicular direction  $S_p$

Aby zapewnić maksymalną możliwą produkcję energii elektrycznej, przy jak najmniejszych stratach wynikających z oddziaływania cienia aerodynamicznego, powstającego za obracającą się turbiną, na turbiny znajdujące się w dalszych rzędach, konieczne jest odpowiednie dobranie podziałek  $S_w$  oraz  $S_p$ . Na rysunkach 2 oraz 3 pokazano wyniki eksper-

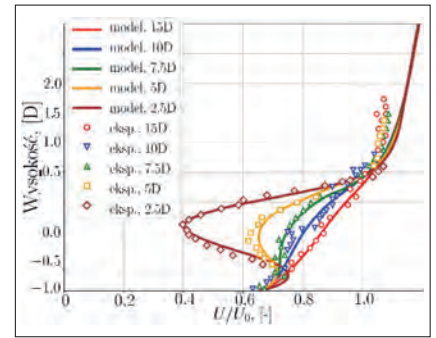
mentalne oraz modelowe przeprowadzone w pracy [14], które pokazują deficyt prędkości powstający za turbiną wiatrową. Wyraźnie widać, że dopiero w odległości dziesięciu średnic 10D za turbiną prędkość wiatru powraca do wartości około 80% prędkości wiatru przed turbiną, zarówno dla płaszczyzny pionowej, rysunek 2, jak i poziomej, rysunek 3. Oznacza to, że minimalna odległość między turbinami, zarówno w kierunku poprzecznym, jak i wzdłużnym powinna wynosić 10D. W przypadku dużych turbin wiatrowych (powyżej 1MW) oznacza to, że zapotrzebowanie na teren wynosi 0.25 km<sup>2</sup> na jeden MW mocy zainstalowanej. Należy dodać, że w celu zapewnienia równomiernego obciążenia łopat turbiny (prędkość wiatru zmienia się wraz z wysokością) przyjmuje się, że wysokość turbiny równa jest jej średnicy, stąd mówi się zamiennie o regule 10D lub 10H.

Rozmiar i intensywność cienia aerodynamicznego powstałego za turbiną wiatrową zależy między innymi od chropowatości terenu  $z_0$ , zmienności kierunku wiatru (róża wiatrów) oraz intensywności turbulencji zdefiniowanej jako:

$$I_t = \frac{\sigma_v}{U_{sr}} \quad (2)$$

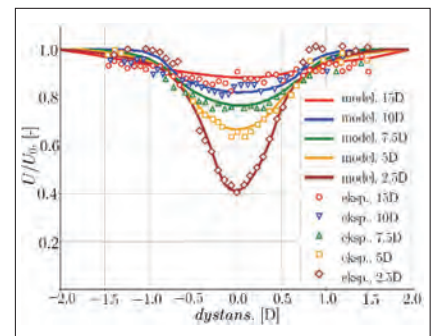
gdzie:  $U_{sr}$  jest średnią wartością prędkości wiatru, a  $\sigma_v$  jest odchyleniem standardowym prędkości wiatru od jego wartości średniej. Intensywność turbulencji mieści się zazwyczaj w przedziale od 10% do 40%, ale zależy od indywidualnej charakterystyki danej lokalizacji.

Rysunek 4 przedstawia zależność strat farmy wiatrowej w funkcji odległości prostopadłej między turbinami  $S_p$ , intensywności turbulencji  $I_t$  oraz różnego kierunku wiatru. Badania te zostały przeprowadzone przez zespół [1] na hipotetycznym układzie 36 turbin, po 6 w każdym rzędzie, dla których  $S_w = 10D$ . Można zauważyć, że gdy wiatr jest niezmienny i zgodny z kierunkiem  $S_w$  to straty  $\zeta_{WF}$  są najniższe dla najwyższych  $I_t$  i szybko wzrastają wraz ze zmniejszaniem się  $I_t$ . Jest to związane z tym, że im wyższa wartość  $I_t$  tym bardziej intensywna jest wymiana pędu między wiatrem atmosferycznym a cieniem aerodynamicznym i w konsekwencji szybciej następuje odbudowanie wartości prędkości wiatru za turbiną. Minimum strat osiągane jest już dla odległości poprzecznej  $S_p = 5D$ . Oznacza to, że w lokalizacjach, w których wyraźnie dominuje jeden kierunek wiatru optymalne jest przyjęcie  $S_w = 10D$ , a odległość w kierunku poprzecznym



Rysunek 2. Deficyt prędkości  $U/U_0$  wiatru w śladzie aerodynamicznym za turbiną w funkcji odległości pionowej od środka wirnika mierzonej w średnicach wirnika  $D$ . Wyniki modelowania numerycznego oraz dane eksperymentalne z [14]

Figure 2. Wind velocity deficit  $U/U_0$  in the turbine wake in the function of vertical distance from the turbine hub and measured in multiple of  $D$ . Data extracted from [14]



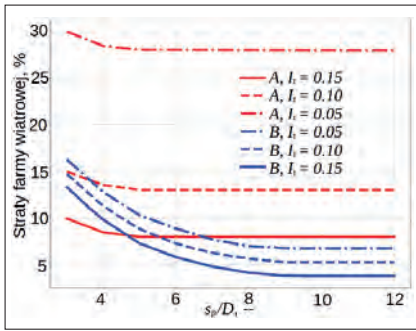
Rysunek 3. Deficyt prędkości  $U/U_0$  wiatru w śladzie aerodynamicznym za turbiną w funkcji odległości poziomej od środka wirnika mierzonej w średnicach wirnika  $D$ . Wyniki modelowania numerycznego oraz dane eksperymentalne z [14]

Figure 3. Wind velocity deficit  $U/U_0$  in the turbine wake in the function of horizontal distance from the turbine hub and measured in multiple of  $D$ . Data extracted from [14]

może być już na poziomie  $S_p = 5D$  (w praktyce przyjmuje się  $S_p = 7D$ ). Pozwala to na ulokowanie większej liczby turbin na jednostkę powierzchni.

Sytuacja ulega zasadniczej zmianie w przypadku gdy wiatr więcej z wszystkich kierunków z takim samym prawdopodobieństwem. Straty farmy wiatrowej  $\zeta_{WF}$  wciąż są najniższe dla najwyższych intensywności turbulencji, ale nie zmieniają się aż tak bardzo wraz ze zmniejszaniem wartości  $I_t$ . Jednak  $\zeta_{WF}$  jest bardziej czułe na odległość poprzeczną  $S_p$  między turbinami i w tym przypadku minimalna wartość, powyżej której  $\zeta_{WF}$  osiąga swoje minimum wynosi  $S_p = 9D$ . Oznacza to, że dla lokalizacji bez wyraźnie dominującego kierunku wiatru należy przyjąć  $S_w = 10D$  oraz  $S_p = 9D$  co znacząco zmniejsza liczbę turbin w farmie wiatrowej.

W tabeli 1 przedstawiono średnie straty morskich farm wiatrowych  $\zeta_{WF}$ .



Rysunek 4. Straty w produkcji energii elektrycznej związane ze strukturą przestrzenną farmy wiatrowej oraz intensywnością turbulencji  $I_t$ ; A – wiatry wiejące równomiernie ze wszystkich stron, B – wiatr wiejący z pojedynczego kierunku [1]  
Figure 4. Wind losses associated with the structure of wind farm and turbulence intensity  $I_t$ ; A – wind blowing from all directions, B – wind blowing from one direction. Data restructured from [1]

charakteryzujących się znacząco różnymi odległościami między poszczególnymi turbinami. Odległości te w przypadku farmy Lillgrund są znacząco poniżej optymalnych co powoduje znaczące straty, rzędu 23% [5]. W przypadku farmy Horns Rev, gdzie te odległości są większe i zgodne z wnioskami przedstawionymi powyżej, straty te wynoszą 12.4% [6,7].

Tabela 1. Straty morskich farm wiatrowych  $\zeta_{WF}$  charakteryzujących się znacząco różnymi odległościami między poszczególnymi turbinami [5-7]

Table 1. Losses of the offshore wind farms  $\zeta_{WF}$  characterized by various distances between turbines [5-7]

Farma	$S_w$	$S_p$	turbina	$\zeta_{WF}$
Lillgrund offshore	4.4D	3.3D	Siemens SWT-2.3-93 $P_z = 2.3$ MW	0.23
Horns Rev offshore	10D	7D	Vestas V80 $P_z = 2$ MW	0.124

**Szacowanie współczynnika wykorzystania mocy farmy wiatrowej.**

W projektowaniu farm wiatrowych i wyboru ich lokalizacji kluczowym zagadnieniem jest oszacowanie wartości współczynnika wykorzystania mocy dla całej farmy wiatrowej  $C_F^{WF}$  oraz przewidywanej rocznej produkcji mocy:

$$C_F^{WF} = \frac{P_{rok}^{WF}}{P_Z^{WF} \cdot 365 \cdot 24} \quad (3)$$

gdzie:  $P_{rok}^{WF}$  jest roczną produkcją energii całej farmy wiatrowej w MWh, a  $P_Z^{WF} = P_Z^{WT} \cdot N$ , jest całkowitą mocą znamionową (zainstalowaną) tej farmy wiatrowej, gdzie  $P_Z^{WT}$  jest mocą znamionową poje-

dynczej turbiny, natomiast  $N$  oznacza liczbę turbin. Należy zwrócić uwagę, że wartość współczynnika  $C_F^{WF}$  jest niższa niż współczynnik wykorzystania mocy pojedynczej turbiny wiatrowej  $C_F^{WT}$  ze względu na straty  $\zeta_{WF}$  wynikające ze wzajemnego oddziaływania turbin wiatrowych oraz zachodzi zależność  $C_F^{WF} = \zeta_{WF} C_F^{WT}$ .

Poniżej zostanie przeprowadzona uproszczona analiza wykorzystująca dane dotyczące istniejących farm wiatrowych oraz zainstalowanych tam turbin, przedstawionych w tabeli 2, w celu oszacowania strat planowanej farmy wiatrowej. Dane produkcji energii elektrycznej oraz współczynnik wykorzystania mocy wybranych farm wiatrowych są wartościami rzeczywistymi zaczerpniętymi z opracowań [2-4]. Należy zwrócić uwagę na bardzo niski współczynnik wykorzystania mocy dla tych farm offshore. Może to świadczyć o znaczących stratach wynikających ze złego rozmieszczenia poszczególnych turbin w obrębie farmy wiatrowej. Natomiast w tabeli 3 znajdują się podstawowe parametry rzeczywistych turbiny wiatrowych: Gamesa G90/2 o mocy znamionowej 2MW oraz Gamesa SG 8.0-167 o mocy znamionowej 8MW, które przyjęto w niniejszej pracy jako punkt odniesienia do dalszych analiz.

Całkowite straty wynikające ze wzajemnego oddziaływania turbin wiatrowych (oraz innych dodatkowych strat)  $\zeta_{WF}$  mogą zostać oszacowane poprzez wyciągnięcie mocy danej farmy wiatrowej przy założeniu braku takich strat i porównaniu z dostępnymi danymi rzeczywistymi. Rysunek 5 przedstawia krzywe mocy turbin wiatrowych [15,16] oraz rozkład prędkości wiatru dla rozważanych farm wiatrowych z tabeli 2. Jako rozkład wiatru przyjęto rozkład gęstości prawdopodobieństwa Weibulla  $f(U)$  z prędkością średnią wiatru odczytaną dla danej lokalizacji z Global Wind Atlas [17].

Tabela 2. Dane techniczne oraz produkcja mocy przykładowych farm wiatrowych. Wartości  $C_F^{WF}$  są rzeczywistymi wartościami farm wiatrowych zaczerpniętymi z opracowań [2-4]

Table 2. Technical and production data of selected wind farms. Values of  $C_F^{WF}$  are real data taken from [2-4]

Lokalizacja i typ	$P_Z^{WF}$	Typ turbin	$C_F^{WF}$
Margonin, Polska onshore	120 MW	Gamesa G90/2MW	0.26
Scroby Sands, UK offshore	60 MW	Vestas V80/2MW	0.246
North Hoyle, UK offshore	60 MW	Vestas V80/2MW	0.343

Tabela 3. Specyfikacja turbin wiatrowych Gamesa G90/2 oraz Gamesa SG 8.0-167 wykorzystanych w przeprowadzonych analizach  
Table 3. Specification of the Gamesa G90/2 and Gamesa SG 8.0-167 wind turbines selected in the current studies

Turbina	D	$U_z$	$P_z$	Gęstość mocy	$C_F$
	m	m/s	MW	m <sup>2</sup> /kW	
Gamesa G90 onshore	90	11	2	3.2	0.27
Gamesa SG offshore	167	12	8	2.74	0.45

Aby obliczyć roczną produkcję mocy dla wyizolowanej turbiny wiatrowej wykorzystanej w rozważanych farmach wiatrowych  $P_{rok}^{WT}$  należy wykonać następujące działania:

$$P_{rok}^{WT} = \int_{U_{in}}^{U_{out}} f(U) P(U) dU \quad (4)$$

gdzie:  $P(U)$  jest krzywą mocy turbiny wiatrowej wykorzystanej w danej farmie wiatrowej, rysunek 5.

Znając wartość  $P_{rok}^{WT}$  można obliczyć współczynnik wykorzystania mocy dla pojedynczej turbiny:

$$C_F^{WT} = \frac{P_{rok}^{WT}}{P_Z^{WT} \cdot (365) \cdot (24)} \quad (5)$$

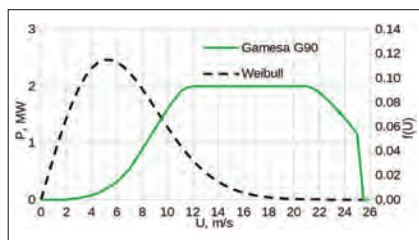
gdzie:  $P_Z^{WT}$  jest mocą znamionową turbiny wiatrowej.

Tabela 4 przedstawia wyniki powyższej analizy, z której wynika, że straty farm wiatrowych mogą sięgać od kilkunastu do nawet kilkudziesięciu procent w stosunku do teoretycznej farmy wiatrowej składającej się z wyizolowanych turbin wiatrowych. Należy zwrócić uwagę, że straty te mogą różnić się bardzo znacząco co jeszcze bardziej wypukła konieczność bardzo precyzyjnego wyboru lokalizacji oraz przestrzennego rozmieszczenia poszczególnych turbin wiatrowych.

Tabela 4. Oszacowane straty farm wiatrowych  $\zeta_{WF}$  na podstawie rzeczywistych wartości  $C_F^{WF}$  zaczerpniętymi z opracowań [2-4]

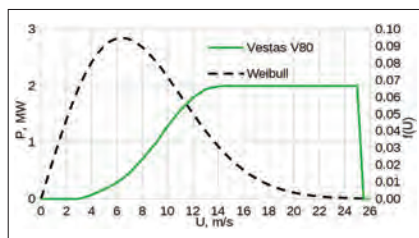
Table 4. Estimated wind farm losses  $\zeta_{WF}$  based on the real values of  $C_F^{WF}$  taken from [2-4]

Farma wiatrowa	$P_{rok}^{WT}$	$C_F^{WT}$	$C_F^{WF}$	$\zeta_{WF}$
Margonin	5.8 GWh	0.33	0.26	0.2
Scroby Sands	7.02 GWh	0.4	0.246	0.385
North Hoyle	7.02 GWh	0.4	0.343	0.15



(a) Rozkład wiatru dla lokalizacji farmy Margonin i prędkości średniej 6.6 m/s oraz krzywa mocy turbiny Gamesa G90

Velocity probability distribution for Margonin Wind Farm for average wind speed 6.6 m/s, and the power curve of Gamesa G90 turbine



(b) Rozkład wiatru dla lokalizacji farmy Scroby Sands oraz North Hoyle i prędkości średniej 8 m/s oraz krzywa mocy turbiny Vestas V80

Velocity probability distribution for Scroby Sands and North Hoyle wind farms for average wind speed 8 m/s, and the power curve of Vestas V80 turbine

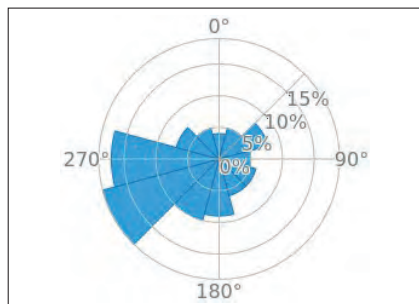
Rysunek 5.

Rozkład Weibulla wiatru oraz krzywe mocy turbin dla farm wiatrowych Margonin, Scroby Sands oraz North Hoyle

Figure 5. Weibull wind velocity distributions and turbine power curves for Margonin, Scroby Sands and North Hoyle wind farms

### Szacowanie współczynnika wykorzystania mocy dla planowanych farm wiatrowych

Metodologia przedstawiona w poprzednim rozdziale może posłużyć do wstępnego oszacowania produkcji energii elektrycznej dla planowanej farmy wiatrowej w zależności od lokalizacji i rodzaju turbin wiatrowych. Jako przykład zostanie wybrana lokalizacja na Morzu Bałtyckim, około 22 km od Łeby, gdzie planowane jest wybudowanie pierwszej polskiej farmy wiatrowej typu *offshore*. Rysunek 6 przed-



Rysunek 6.

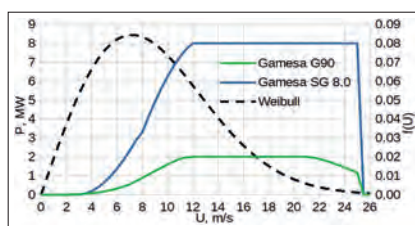
Róża wiatrów oraz zmiana średniej prędkości wraz z wysokością dla wybranej lokalizacji na Morzu Bałtyckim, dane zaczerpnięte z [17]

Figure 6. Wind rose and change of the average wind velocity with height for the selected location on the Baltic Sea, data taken from [17]

stawia różę wiatrów na wysokości 100 m n.p.m. oraz zmianę wartości średniej prędkości wiatru wraz z wysokością zaczerpnięte z [17].

W celu sprawdzenia wpływu wielkości turbiny wiatrowej na roczną produkcję energii elektrycznej przeanalizowane zostaną następujące turbiny: Gamesa G90 o mocy znamionowej  $P_z = 2\text{ MW}$ , oraz Gamesa SG 8.0-167 DD o mocy  $P_z = 8\text{ MW}$ . W obu przypadkach zostanie przyjęte, że gondola turbiny znajduje się na wysokości 100 metrów, co odpowiada średniej prędkości rocznej wiatru 9 m/s dla wybranej lokalizacji, rysunek 6.

Rysunek 7 przedstawia krzywe mocy wybranych turbin wiatrowych [15,16] oraz gęstość rozkładu prawdopodobieństwa Weibulla prędkości wiatru dla rozważanej lokalizacji dla którego przyjęto parametr kształtu  $k = 2.3158$  za [24].



Rysunek 7.

Przyjęta gęstość rozkładu prawdopodobieństwa Weibulla prędkości wiatru dla wybranej lokalizacji farmy wiatrowej na Morzu Bałtyckim o prędkości średniej 9 m/s oraz krzywe mocy turbin Gamesa G90 oraz Gamesa SG 8.0-167 DD

Figure 7. Assumed Weibull velocity distribution at the selected location on the Baltic Sea with average velocity 9 m/s and power curves of Gamesa G90 and Gamesa SG 8.0-167 DD turbines

Tabela 5 przedstawia wyniki spodziewanego współczynnika wykorzystania mocy  $C_F^{WT}$  dla pojedynczej turbiny dla wybranej lokalizacji na Morzu Bałtyckim. Należy zwrócić uwagę, że dla tej lokalizacji oraz założonej wysokości turbiny, bardziej korzystne jest zastosowanie turbin o mniejszej mocy znamionowej, co także będzie się wiązało z niższymi kosztami inwestycyjnymi.

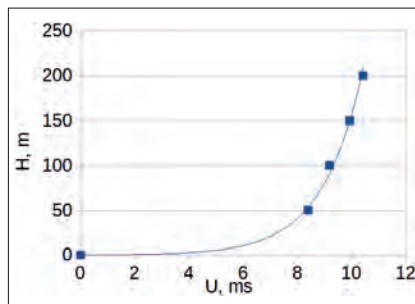


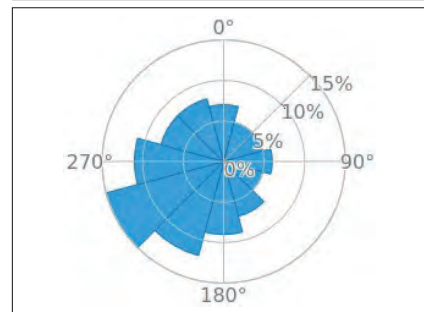
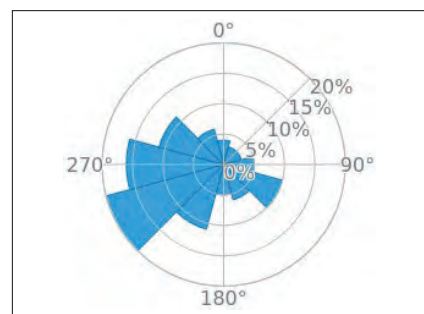
Tabela 5. Oszacowany współczynnik  $C_F^{WT}$  dla wybranej lokalizacji na Morzu Bałtyckim dla różnych turbin wiatrowych o znacząco różnej mocy znamionowej oraz spodziewany czas zwrotu inwestycji ROI przy założeniu ceny sprzedaży energii elektrycznej na poziomie 100\$/MWh

Table 5. Estimated capacity factor coefficient  $C_F^{WT}$  for the selected localization of the wind farm on the Baltic Sea for wind turbines with different rated power, and expected ROI assuming price of electricity 100\$/MWh

Turbina	$P_{\text{rok}}^{WT}$ GWh	$C_F^{WT}$	$C_F^{WF}$	$\zeta_{WF}$	ROI lat	LCOE \$/MWh
Gamesa G90	9.24	0.55	0.467	0.15	10	70
Gamesa SG 8.0-167	36.62	0.54	0.46	0.15	16.2	96

### Szacowanie strat farmy wiatrowej w oparciu o analizę porównawczą.

W celu oszacowania możliwych strat wynikających ze wzajemnego oddziaływania turbin wiatrowych na siebie można porównać różę wiatrów dla analizowanej lokalizacji, rysunek 6, z różami wiatrów dla lokalizacji istniejących farm wiatrowych typu *offshore*, rysunek 8. Analizując różę wiatrów, można zauważyć, że w przypadku lokalizacji North Hoyle bardziej dominuje jeden kierunek, co pozytywnie wpływa na większą generację mocy niż w przypadku lokalizacji Scroby Sands.



Rysunek 8.

Róża wiatrów dla lokalizacji North Hoyle (góra) oraz Scroby Sands (dół)

Figure 8. Wind rose for localization of the North Hoyle (left) and Scroby Sands (right)

Róża wiatrów dla analizowanej lokalizacji na Morzu Bałtyckim także charakteryzuje się widoczną przewagą jednego kierunku wiatru. Można więc przyjąć, że straty wynikające ze wzajemnego oddziaływania turbin wiatrowych na siebie, będą

zblizone do tych w North Hoyle i wyniosq okolo 15%. Wartość ta jest zgodna ze stratami występującymi dla farm wiatrowych o stosunkowo dobrze zaprojektowanej konfiguracji przestrzennej turbin [5,18]. Podsumowujac, dla wybranej lokalizacji na Morzu Bałtyckim spodziewana wartość współczynnika wykorzystania mocy dla całej farmy wiatrowej wyniesie okolo  $C_F^{WF} = 0,46$ , tabela 5.

**Szacowanie strat farmy wiatrowej w oparciu o model Jensena**

Model Jensena [19], sluzacy do modelowania cienia aerodynamicznego powstatego za turbiną wiatrową, nalezy do najprostszych modeli pół-empirycznych. Mimo to, analiza porównawcza z danymi eksperymentalnymi oraz z innymi modelami przeprowadzona w pracy [20] pokazala, ze model Jensena jest wiarygodny w przypadku duzych farm wiatrowych, zarówno typu *onshore* jak i *offshore*.

W modelu Jensena, przedstawionym schematycznie na rysunku 9, zaklada sie wystepowanie tylko jednej składowej prędkości wiatru, prostopadłej do wirnika turbiny, oraz rownomierne rozszerzanie sie cienia aerodynamicznego opisanego stafa [23]:

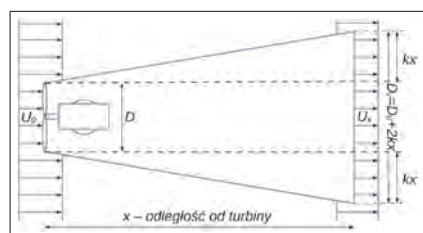
$$k = \kappa \cdot l_{HH} \quad (6)$$

gdzie:  $\kappa = 0,4$  jest stafa Karmana, a  $l_{HH}$  jest intensywnoscia turbulencji na wysokosci gondoli turbiny, ktorej wartosc dla zamkniętych mörz wynosi okolo 5% [25].

Korzystajac z prawa zachowania momentu pędu liniowego, prędkosc  $U_x$  w odleglosci  $x$  od turbiny wylicza sie z zaleznosci:

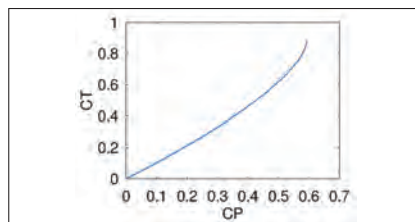
$$1 - \frac{U_x}{U_0} = \frac{(1 - \sqrt{1 - C_T})}{(1 + 2kx/D)^2} \quad (7)$$

gdzie:  $C_T$  jest współczynnikiem siły ciągu,  $U_0$  jest prędkoscia wiatru atmosferycznego oraz  $D$  jest srednica turbiny.

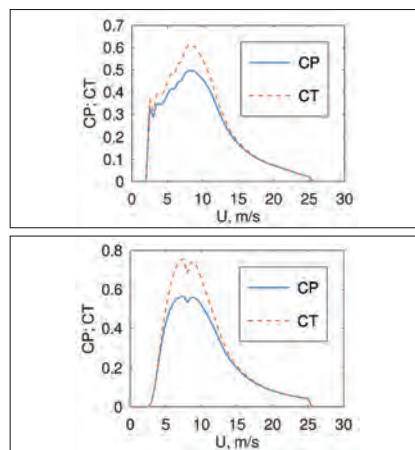


Rysunek 9. Objętość kontrolna modelu Jensena:  $U_0$  – prędkosc przed turbiną,  $U_x$  – prędkosc w odleglosci  $x$  za turbiną,  $k$  – stafa zaniku cienia aerodynamicznego  
Figure 9. Volume control of the Jensen model:  $U_0$  – velocity in front of the turbine,  $U_x$  – velocity in  $x$  distance behind the turbine,  $k$  – wake decay constant

Nalezy zwrócic uwage, ze współczynnik  $C_T$  zalezy od prędkosci wiatru oraz jest wielkoscia charakteryzujaca dana turbinę wiatrową. Można go wyznaczyć znajac krzywą mocy danej turbiny oraz wykorzystujac teorię momentu liniowego dla turbin wiatrowych. Rysunek 9.1 przedstawia zaleznosc  $C_T$  w funkcji  $C_p$  wynikajaca z teorii liniowej. W kolejnym kroku, wyliczajac  $C_p$  danej turbiny z zaleznosci:  $C_p = 2P_z / \rho AU^3$ , można wyznaczyć jej  $C_T$  korzystajac z charakterystyki z rysunku 9.1. Rysunek 9.2 przedstawia  $C_p$  oraz  $C_T$  dla analizowanych turbin wiatrowych z tabeli 5.



Rysunek 9.1 Zależność funkcyjna  $C_p$  oraz  $C_T$  wynikajaca z teorii pędu liniowego dla turbin wiatrowych  
Figure 9.1 Functional dependency of  $C_p$  and  $C_T$  based on the linear momentum theory



Rysunek 9.2 Współczynniki  $C_p$  oraz  $C_T$  dla turbin Gamesa G90 (górny) oraz Gamesa SG 8.0-167 (dolny)  
Figure 9.2  $C_p$  and  $C_T$  coefficients for the Gamesa G90 (left) and Gamesa SG 8.0-167 (right) wind turbines

W przypadku oddziaływania kilku turbin na siebie, można założyc, ze deficyt energii kinetycznej nakładajacych sie na siebie cieni aerodynamicznych jest równy sumie deficytów występujących w cieniu aerodynamicznym wyizolowanej turbiny. Konsekwentnie deficyt prędkosci w dwóch nakładajacych sie cieniach aerodynamicznych można policzyć z zaleznosci:

$$\left(1 - \frac{U_x}{U_0}\right)^2 = \left(1 - \frac{U_{x1}}{U_0}\right)^2 + \left(1 - \frac{U_{x2}}{U_0}\right)^2 \quad (8)$$

gdzie:  $U_{x,i}$  jest prędkoscia w cieniu aerodynamicznym za  $i$ -tą turbiną w odleglosci  $x$  od jej wirnika.

Konsekwentnie, deficyt prędkosci za  $n$ -tą turbiną można obliczyć w następujacy sposób:

$$\delta_n = \left(\sum_{i=1}^n \delta_i^2\right)^{1/2} \quad (9)$$

gdzie:  $\delta_n = 1 - U_n/U_0$ .

Nalezy zauwazyc, ze deficyt prędkosci  $U_x$  w cieniu aerodynamicznym zmienia sie jak funkcja kwadratowa oraz, ze im większa chropowatosc terenu tym szybsze odbudowanie sie tej prędkosci do wartosci  $U_0$ . Jest to zgodne z teorią mechaniki płynów oraz obserwacjami: im większa chropowatosc terenu, tym większa intensywnosc turbulencji, a w konsekwencji szybsze odbudowanie sie prędkosci za turbiną. W tabeli 6 przedstawiono deficyt prędkosci  $U_i/U_0$ , gdzie  $U_i$  jest prędkoscia wiatru docierajacego do turbiny w  $i$ -tym rzędzie hipotetycznej farmy wiatrowej, dla różnych odleglosci między turbinami: 3D, 5D oraz 10D.

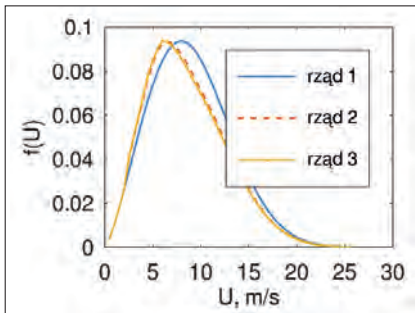
**Szacowanie strat dla planowanej farmy wiatrowej na Morzu Bałtyckim**

W celu oszacowania strat dla hipotetycznej farmy wiatrowej, skladajacej sie z wybranej liczby rzędów turbin, umieszczonej w rozważanej lokalizacji na Morzu Bałtyckim nalezy odpowiednio zmodyfikowac rozkłady Weibulla dla kolejnych rzędów farmy wiatrowej zgodnie z równaniem (9). Przykładowe rozkłady Weibulla dla trzech pierwszych rzędów, dla farmy wiatrowej, dla ktorej  $s_w = 10D$  przedstawia rysunek 10. Poszczególne rozkłady Weibulla zostaną wykorzystane do wyliczenia rocznej produkcji energii elektrycznej turbin znajdujacych sie w odpowiadajacych im rzędach.

Zaproponowana metoda obliczenio-wa daje zblizone wartosci w porównaniu z rzeczywistymi znanymi wartosciami strat rocznych dla farm wiatrowych Lillgrund oraz Horns Rev z tabeli 1. W przypadku tej pierwszej, przyjmujac srednia odleglosc między turbinami 3.85D oraz układ

Tabela 6. Deficyt prędkosci  $U_i/U_0$ , gdzie  $U_i$  oznacza prędkosc wiatru docierajacego do turbiny w  $i$ -tym rzędzie, dla odleglosci między turbinami: (3D, 5D, 10D), dla turbiny Gamesa G90 oraz jej prędkosci znamionowej 11 m/s  
Table 6. Velocity deficit  $U_i/U_0$ , where  $U_i$  is the velocity at the  $i$ -th row of turbines, results for distances between turbines: (3D, 5D, 10D), and for Gamesa G90 turbine and rated velocity of 11 m/s

D	$U_2/U_0$	$U_3/U_0$	$U_4/U_0$	$U_5/U_0$
ilość	2 rząd	3 rząd	4 rząd	5 rząd
3	0.78	0.72	0.68	0.66
5	0.81	0.76	0.74	0.73
10	0.86	0.84	0.83	0.82



Rysunek 10. Rozkłady Weibulla o parametrze kształtu  $k = 2.3158$  dla pierwszego, drugiego i trzeciego rzędu turbin wiatrowych odległych o 10D od siebie

Figure 10. Weibull distribution of the first, second and third row, with the shape parameter  $k = 2.3158$ , and for distance between turbines 10D

7x7 turbin, straty te są nieznacznie niższe i wynoszą około 21.3%. Natomiast w przypadku farmy Horns Rev, przyjmując odległość między turbinami 10D straty te wynoszą 16%.

Tabela 7 przedstawia wartości strat farmy wiatrowej dla rozważanej lokalizacji na Morzu Bałtyckim,  $\zeta_{WF}^{10D}$  oraz  $\zeta_{WF}^{5D}$  składającej się z 2 do 10 rzędów turbin wiatrowych usytuowanych w odległości odpowiednio 10D i 5D od siebie. Analiza została wykonana dla dwóch typów turbin Gamesa G90 oraz Gamesa SG 8.0. Należy zwrócić uwagę, iż rzeczywiste straty mogą być nieznacznie wyższe, gdyż przeprowadzona analiza nie bierze pod uwagę oddziaływania poszczególnych kolumn turbin wiatrowych na siebie.

Podsumowując uzyskane wyniki z przeprowadzonej analizy, opartej na modelu Jensena, można przyjąć, że w przypadku planowanej farmy wiatrowej na Morzu Bałtyckim o mocy zainstalowanej 1GW, składającej się z 10 rzędów po 10 turbin oraz przyjmując  $s_w = 10D$  oraz  $s_r = 10D$ , spodziewane straty wynikające ze wzajemnych oddziaływań turbin, mogą wynieść między 15.4% a 18.2%, w zależności od wielkości turbiny. Szacunek ten jest nieznacznie wyższy niż wynik z tabeli 5 uzyskany poprzez porównanie warunków atmosferycznych i strat rzeczywistych farm wiatrowych z poprzedniego rozdziału. Ostatecznie przyjmując straty na poziomie 15%, średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy dla takiej farmy wiatrowej będzie wynosił około 46%. Należy jednak zwrócić uwagę, że średnia wartość współczynnika wykorzystania mocy dla farm wiatrowych typu offshore w Europie wynosi tylko 32% [22] może to oznaczać, że uzyskana wartość 46% dla lokalizacji na Bałtyku powinna być rozumiana jako możliwa do osiągnięcia wartość maksymalna.

Tabela 7. Produkcja mocy przez kolejne rzędy turbin wiatrowych typu Gamesa G90 oraz Gamesa SG 8.0, umieszczone w rozważanej lokalizacji na Morzu Bałtyckim, oraz sumaryczna strata farmy wiatrowej, składającej się z 2 do 10 rzędów i spełniającej regułę 10D lub 5D  
Table 7. Power production in the consecutive rows the analyzed wind farm with Gamesa G90 and Gamesa SG 8.0 turbines, placed in the selected localization on the Baltic Sea, and associated wake losses in each row of the wind farm for distances 10D and 5D

rzęd turbin	Gamesa G90				Gamesa SG8.0			
	10D GWh/rok	$\zeta_{WF}^{10D}$	5D GWh/rok	$\zeta_{WF}^{5D}$	10D GWh/rok	$\zeta_{WF}^{10D}$	5D GWh/rok	$\zeta_{WF}^{5D}$
1	9.62	-	9.62	-	38.04	-	38.04	-
2	8.270	0.070	7.829	0.093	31.717	0.083	29.705	0.110
3	8.061	0.101	7.451	0.137	30.757	0.119	28.000	0.161
4	7.977	0.118	7.271	0.164	30.378	0.140	27.149	0.192
5	7.937	0.130	7.167	0.182	30.194	0.153	26.688	0.214
6	7.915	0.137	7.102	0.195	30.093	0.162	26.465	0.229
7	7.901	0.143	7.058	0.205	30.033	0.169	26.285	0.240
8	7.893	0.148	7.026	0.213	29.995	0.174	26.187	0.249
9	7.887	0.151	7.001	0.220	29.969	0.179	26.027	0.256
10	7.883	0.154	6.962	0.226	29.952	0.182	26.138	0.262

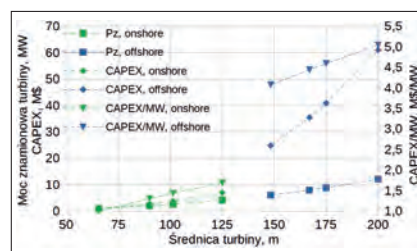
### Porównawcza analiza ekonomiczna uwzględniająca prawo kwadratu-sześcianu

Na potrzeby niniejszej analizy ekonomicznej poziom kosztów CAPEX oraz OPEX został przyjęty zgodnie z danymi dostępnymi w raporcie laboratorium NREL [11] z 2020 roku. W tabeli 8 zebrano podstawowe parametry turbin referencyjnych typu onshore oraz offshore wykorzystanych w raporcie [11] oraz przyjęty współczynnik wykorzystania mocy  $C_F$  zgodny z wynikami z wcześniejszego rozdziału.

Tabela 8. Koszty CAPEX, OPEX dla turbin referencyjnych z opracowania [11]  
Table 8. CAPEX and OPEX of the reference wind turbines from [11]

Turbina	$P_z$ MW	$C_F$	CAPEX M\$	OPEX \$/MWh
referencyjna onshore	2.6	0.27	3.73	11.5
referencyjna offshore	6.1	0.46	24.9	29

Na rysunku 11 pokazano jak zmienia się CAPEX oraz CAPEX odniesiony do megawata mocy zainstalowanej (CAPEX/MW), w zależności od średnicy turbiny, rysunek 11a, oraz mocy znamionowej turbiny



a) W zależności od średnicy turbiny.  
In respect to the turbine diameter

Rysunek 11.

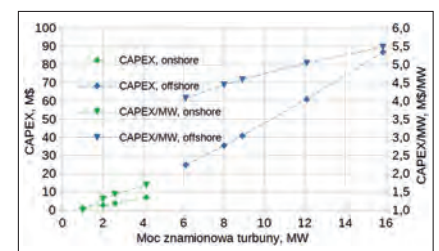
Zmiana CAPEX oraz CAPEX na MW mocy zainstalowanej względem mocy znamionowej turbiny  $P_z$ . Kolor zielony odnosi się do turbin typu onshore, natomiast niebieski do offshore

Figure 11. Changes of CAPEX and CAPEX/MW in respect to the rated power of turbine  $P_z$ . Green color: onshore wind turbine; Blue color: offshore wind turbine

ny, rysunek 11b. Przedstawione wyniki zostały opracowane wykorzystując prawo kwadratu-sześcianu. W analizie, jako minimalną turbina typu offshore przyjęto turbinę referencyjną o mocy znamionowej 6.1 MW z tabeli 8.

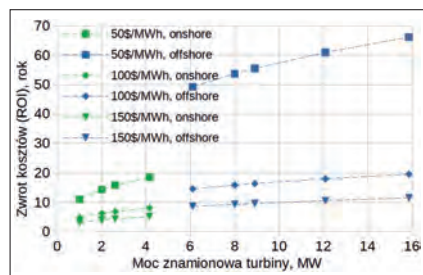
Podsumowując wyniki z rysunku 11 przede wszystkim warto zauważyć, że wzrost CAPEX jest dużo szybszy niż wzrost produkowanej mocy. Oznacza to, że w przypadku farm wiatrowych, bardziej opłacalne jest stawianie większej liczby mniejszych turbin, niż mniejszej liczby większych turbin, przy zachowaniu takiej samej sumarycznej mocy zainstalowanej turbin wiatrowych. Ponadto, na rysunku 11b widać, że koszty inwestycyjne odniesione do mocy zainstalowanej (CAPEX/MW) rosną w przybliżeniu liniowo co zgadza się z zasadą kwadratu-sześcianu. W konsekwencji dwukrotne zwiększenie średnicy powoduje około czterokrotne zwiększenie dostarczanej mocy, ale jednocześnie około 8 krotne zwiększenie kosztów inwestycyjnych.

Prawo kwadratu-sześcianu ma także poważny wpływ na czas zwrotu całkowitych kosztów inwestycji (ROI – Return On Investment), które w uproszczeniu mogą być rozumiane jako suma CAPEX oraz

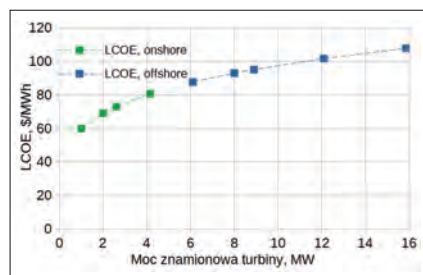


b) W zależności od mocy znamionowej turbiny.  
In respect to the turbine rated power

OPEX. Rysunek 12a przedstawia zmianę ROI turbiny wiatrowej w zależności od jej mocy znamionowej oraz ceny sprzedaży energii elektrycznej. Warto zauważyć, że przy sprzedaży energii elektrycznej przez elektrownię wiatrową za cenę 100\$ za MWh (porównywalne ze średnią ceną energii na rynku konkurencyjnym w drugim kwartale 2022 roku w Polsce), ROI wynosi ponad 6 lat już dla turbin o mocy znamionowej 2 MW, a dla turbin 8MW typu *offshore* zbliża się do 16 lat.



a) Czas zwrotu kosztów CPAEX + OPEX (ROI) w zależności od cen sprzedaży energii elektrycznej, wielkości turbiny wiatrowej oraz mocy znamionowej turbiny. Return of investment time CPAEX + OPEX (ROI) in respect to the price of electricity, turbine size and the rated power of turbine.



b) Wartość LCOE w zależności od mocy znamionowej turbiny. LCOE in respect to the rated power of turbine.

Rysunek 12.

Analiza ekonomiczna bazująca na prawie kwadratu-sześcianu. Kolor zielony odnosi się do turbin typu *onshore*, natomiast niebieski do *offshore*

Figure 12. Economic analysis based on square-cube law Green color: onshore wind turbines; Blue color: offshore wind turbines

Na rysunku 12b przedstawiony jest wyrównany koszt energii (LCOE – *levelized cost of electricity*), który jest miarą średniego kosztu netto wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownię w ciągu jej życia. Współczynnik ten jest zdefiniowany jako stosunek całkowitych kosztów poniesionych w czasie życia instalacji do całkowitej energii elektrycznej przez nią wyprodukowanej:

$$LCOE = \frac{FCR \times CAPEX + OPEX}{APE_{net}} \quad (10)$$

gdzie: FCR (*fixed charge rate*) to roczna kwota za dolara początkowego

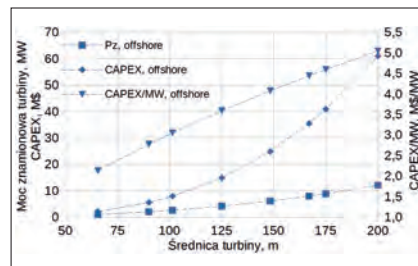
kosztu kapitału (ICC – *Initial Capital Cost*) potrzebna do pokrycia kosztu kapitału (zwrot zadłużenia i kapitału własnego oraz różnych innych stałych opłat),  $APE_{net}$  to roczna produkcja energii elektrycznej netto.

W powyższej analizie przyjęto za [11] FDR = 6.5% oraz 5.8% odpowiednio dla turbin *onshore* oraz *offshore*. Wartości LCOE z rysunku 12b wskazują, że turbiny o mocy znamionowej powyżej 11 MW mogą zwrócić się jedynie pod warunkiem, że będą sprzedawały wyprodukowaną energię elektryczną powyżej 100 \$/MWh. Warto zwrócić uwagę, że wyniki przeprowadzonej analizy ekonomicznej, opartej na prawie kwadratu-sześcianu, dobrze zgadzają się z wyliczeniami laboratorium Amerykańskiego Departamentu Energii NREL [11], których podsumowanie i porównanie znajduje się w tabeli 9.

Tabela 9. Porównanie LOCE dla wyników uzyskanych w przeprowadzonej analizie ekonomicznej z wynikami z raportu [11]

Table 9. Comparison of LOCE of the current results with the data from [11]

Turbina	$P_z$ MW	LOCE \$/MWh
Gamesa G90 onshore	2	47.4
Gamesa SG offshore	8	93
referencyjna onshore	2.6	58.4
referencyjna offshore	6.1	92



a) Zmiana CAPEX oraz CAPEX/MW mocy zainstalowanej względem średnicy oraz mocy znamionowej turbiny  $P_z$ . Changes of CAPEX and CAPEX/MW in respect to the rated power of turbine  $P_z$ .

Rysunek 13.

Analiza ekonomiczna dla instalacji typu *offshore*, przy założeniu:  $C_f^{WT} = 0,46$ , OPEX 29\$/MWh, CAPEX 4.077 M\$/MW [11]

Figure 13. Economic analysis of the offshore installation assuming  $C_f^{WT} = 0,46$ , OPEX 29\$/MWh, CAPEX 4.077 M\$/MW [11]

### Analiza ekonomiczna planowanej farmy wiatrowej na Morzu Bałtyckim

Wybierając jako jednostkę referencyjną, turbinę 6.1MW typu *offshore* z opracowania [11] (tabela 8), można pokazać, że zwrot kosztów inwestycyjnych dla farmy wiatrowej zlokalizowanej na Morzu Bałtyckim będzie silnie zależał od wielkości turbin. Rysunek 13 przedstawia podsumo-

wanie analizy ekonomicznej wyłącznie dla instalacji typu *offshore*. Warto zauważyć, że przy założeniu średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na poziomie 100\$/MWh, ROI wyniesie około 10 lat dla turbin o mocy znamionowej 2MW natomiast nawet do 16 lat dla turbin o mocy znamionowej 8MW. Należy zwrócić uwagę, że w przypadku ROI dla farm wiatrowych ważna jest sumaryczna moc znamionowa oraz rozmiar turbin a nie ich liczba.

### REFERENCES

- [1] Lissaman, P.B.S.; Gyatt, G.W.; Zalay, A. Critical issues in the design and assessment of wind turbine arrays, 1982.
- [2] Gawronska, G.; Gawronski, K.; Król, K.; Gajeka, K. Wind farms in Poland – legal and location conditions. The case of Margonin wind farm. GLL Geomatics 2019, 3, 25–39. <http://dx.doi.org/10.15576/GLL/2019.3.25>.
- [3] DTI. Capital grants scheme for Scroby Sands offshore wind farm. Technical report, UK Government, 2006.
- [4] DTI. Capital grants scheme for North Hoyle offshore wind farm. Technical report, UK Government, 2006.
- [5] Dahlberg, J.A.; Thor, S.E.. Power performance and wake effects in the closely spaced Lillgrund offshore wind farm. European Offshore Conference, Stockholm 2009, p. 1.
- [6] Hansen, K.S.; Barthelmie, R.J.; Jensen, L.E.; Sommer, A. The impact of turbulence intensity and atmospheric stability on power deficits due to wind turbine wakes at Horns Rev wind farm. Wind Energy 2012, 15, 183–196. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/we.512>.
- [7] Sørensen, T.; Thøgersen, M.L. Recalibrating Wind Turbine Wake Model Parameters – Validating the Wake Model Performance for Large Offshore Wind Farms. 2006.
- [8] Funglsang, P.; Thomsen, K. Cost optimization of wind turbines for large-scale offshore wind farms. Technical report, Risø National Laboratory, Roskilde, 1998.
- [9] Bak, C.; Zahle, F.; Bitsche, R.; Kim, T.; Yde, A.; Henriksen, L.; Hansen, M.; Blasques, J.; Gaunaa, M.; Natarajan, A. The DTU 10-MW

- Reference Wind Turbine, 2013. Danish Wind Power Research 2013; Conference date: 27-05-2013 Through 28-05-2013.
- [10] Fingersh, L.; Hand, M.; Laxson, A. Wind Turbine Design Cost and Scaling Model. National Renewable Energy 2006. <https://doi.org/10.2172/897434>.
- [11] Stehly, T.; Beiter, P.; Duffy, P. 2019 Cost of Wind Energy Review. Technical report, NREL, U.S. Department of Energy, 2020.
- [12] Land-Based Wind Market Report: 2022 Edition. Technical report, U.S. Department of Energy, 2022.
- [13] NuclearNewswire. <https://www.ans.org/news/article-638/the-economics-of-wind-power>, note = Accessed: 2022-11-07.
- [14] Smith, D.; Taylor, G.J. Further analysis of turbine wake development and interaction data, 1991.
- [15] Grothe, O.; Kächele, F.; Watermeyer, M. Analyzing Europe's Biggest Offshore Wind Farms: A Data Set with 40 Years of Hourly Wind Speeds and Electricity Production. *Energies* 2022, 15. <https://doi.org/10.3390/en15051700>.
- [16] The WINDPOWER. [https://www.thewindpower.net/turbine\\_en\\_47\\_gamesa\\_g90-2000.php](https://www.thewindpower.net/turbine_en_47_gamesa_g90-2000.php). Accessed: 2022-11-04.
- [17] Global Wind Atlas. <https://globalwindatlas.info/en>.
- [18] Hansen, K.S.; Barthelmie, R.J.; Jensen, L.E.; Sommer, A. The impact of turbulence intensity and atmospheric stability on power deficits due to wind turbine wakes at Horns Rev wind farm. *Wind Energy* 2012, 15, 183–196. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/we.512>.
- [19] Katic, I.; Højstrup, J.; Jensen, N. A Simple Model for Cluster Efficiency. In Proceedings of the EWEC'86. Proceedings. Vol. 1; Palz, W.; Sesto, E., Eds. A. Raguzzi, 1987, pp. 407–410. European Wind Energy Association Conference and Exhibition, EWEC '86; Conference date: 06-10-1986 Through 08-10-1986.
- [20] Göçmen, T.; van der Laan, P.; Réthoré, P.E.; Diaz, A.P.; Larsen, G.C.; Ott, S. Wind turbine wake models developed at the technical university of Denmark: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016, 60, 752–769. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.113>.
- [21] Gaumond, M.; Réthoré, P.E.; Ott, S.; Peña, A.; Bechmann, A.; Hansen, K.S. Evaluation of the wind direction uncertainty and its impact on wake modeling at the Horns Rev offshore wind farm. *Wind Energy* 2014, 17, 1169–1178. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/we.1625>.
- [22] Linnemann, T.; Vallana, G. Wind energy in Germany and Europe Pt 2 Status, potentials and challenges for baseload application: European situation in 2017. *Atw Internationale Zeitschrift fuer Kernenergie*, 2019, 64, 141–148.
- [23] Gocmen, T.; Van der Laan, P.; Rethore, P.; Pena, A.; Larsen, G.; Ott, S. Wind turbine wake models developed at the technical university of Denmark: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 60, 752–769. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.113>.
- [24] Dailidiene I.; Baudler H.; Chubarenko B.; Navrotskaya S. Long term water level and surface temperature changes in the lagoons of the Southern and Eastern Baltic. *Oceanologia*, 2011, 53, 293-308.
- [25] Svensson, N.; Arnqvist, J.; Bergström, H.; Rutgersson, A.; Sahlée, E. Measurements and Modelling of Offshore Wind Profiles in a Semi-Enclosed Sea. *Atmosphere* 2019, 10, 194. <https://doi.org/10.3390/atmos10040194>