

ANALIZA POTENCJAŁU WYTWÓRCZEGO FARMY WIATROWEJ

Autorzy: Janusz Kotowicz, Bartosz Kwiatek

(„Rynek Energii” – 4/2019)

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii, energetyka wiatrowa, farmy wiatrowe, roczna analiza pracy

Streszczenie. Niniejszy artykuł dotyczy oceny potencjału wytwórczego farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej 90 MW. Przeprowadzona została analiza rocznego cyklu pracy farmy, obejmująca określenie rocznej produkcji energii, średniorocznej wartości mocy. Zaprezentowane zostały również wyniki dotyczące mocy średniej uzyskiwanej w poszczególnych godzinach doby oraz miesiącach roku, które obrazują zmienność generacji mocy w cyklu dobowym oraz rocznym. Pozwoliły one stwierdzić występowanie dogodnych warunków produkcyjnych w okresie jesienno-zimowym. W artykule określono także współczynnik wykorzystania mocy znamionowej farmy, który w analizowanym roku wyniósł około 23,2% obrazując tym samym, iż wykorzystanie jej zdolności wytwórczych jest stosunkowo niskie. Wyznaczona została roczna produkcja energii na poziomie niemal 183 GWh. Zważywszy na niestabilny charakter pracy tego rodzaju źródeł odnawialnych określono ilość energii wytwarzanej w trakcie doliny nocnej, co obrazuje potencjał jej zagospodarowania przykładowo w ramach technologii magazynowania energii.

1. WPROWADZENIE

W 2018 roku całkowita moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym osiągnęła poziom nieco ponad 45,9 GW przy czym około 69,6% wartości tej mocy stanowiły elektrownie węglowe. Wprawdzie ich udział w strukturze wytwórczej w odniesieniu do roku 2008 uległ zmniejszeniu o niemal 13,8 punktów procentowych, to jednak elektrownie ciepłe odpowiadały za produkcję blisko 85,4% energii elektrycznej w Polsce [1].

Działania UE sprawiają, iż w perspektywie ostatniej dekady doszło do znaczących inwestycji w zakresie wykorzystania OZE w Polsce. Udział mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych z wyłączeniem elektrowni wodnych wyniósł niespełna 1 % w 2008 r., podczas gdy w roku 2018 wzrósł do poziomu nieco ponad 14,4%. Przełożyło się to znacząco na produkcję energii elektrycznej w ramach tego rodzaju źródeł, która zwiększyła się od blisko 680 GWh do poziomu niemal 11 960 GWh, co odpowiadało około 7,24% całkowitej rocznej produkcji. Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w ostatnich latach został pokryty głównie za sprawą wykorzystania odnawialnych źródeł energii [1].

Istotny potencjał wytwórczy jaki stanowią elektrownie wiatrowe w połączeniu z zależnością od zmiennych warunków atmosferycznych, oznaczającą niestabilny i mało przewidywalny charakter pracy sprawiają, iż wywoływane są niekorzystne zaburzenia w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego. Fluktuacje mocy generowanej przez turbozespoły wynikają m.in. ze zmian prędkości wiatru, która wykazuje zróżnicowanie zarówno w cyklu dobowym, jak i rocznym.

2. ZMIENNOŚĆ WIATRU

Polska leży w strefie klimatu umiarkowanego ciepłego przejściowego, charakteryzujący się występowaniem 6 termicznych pór roku oraz częstymi zmianami pogody z uwagi na oddziaływanie morskich i kontynentalnych mas powietrza. Charakterystyczne są zatem częste zmiany pogodowe, co wpływa na energetykę wiatrową. Wysokie prędkości wiatru mogą występować w ciągu całego roku, ale okres jesienno-zimowy charakteryzuje się zwiększoną w znacznym stopniu częstością ich występowania, co warunkuje większą generację energii z turbin wiatrowych. Znacznie mniejsze prędkości wiatru występują w okresie wiosenno-letnim, od kwietnia do września. Zmienność roczna generacji mocy z turbin wiatrowych koreluje zatem dobrze ze zmiennością zapotrzebowania na energię w systemie elektroenergetycznym. Jednakże jest to tylko korelacja pod względem jakościowym, a nie ilościowym. Jak zostało podkreślone w [6], mniejsza roczna różnica w produkcji z elektrowni wiatrowych, niż różnica zapotrzebowania mocy w systemie jest niekorzystna, gdyż przy wysokim i nadal wzrastającym udziale mocy zainstalowanej w ramach energetyki wiatrowej będzie narastać potrzeba ograniczenia generacji energii w ramach energetyki konwencjonalnej w okresie letnim, co w warunkach polskich - o dominującej roli bloków węglowych i ograniczonych zdolnościach regulacyjnych - doprowadzi do nasilenia wymuszonych wyłączeń. Dodatkowo może prowadzić to do pojawienia się potrzeby naruszenia rezerwy mocy w systemie, wymaganej do regulacji pierwotnej i wtórnej [6]. Warto również zaznaczyć, iż zmienność wieloletnia prędkości wiatru ma istotne znaczenie dla energetyki wiatrowej, na którą mogą wpływać zmiany klimatu.

Oprócz zmienności rocznej można także wyróżnić zmienność dobową wynikającą z dobowego cyklu pogodowego oraz procesu ochładzania i nagrzewania się mas powietrza. Zdecydowanie lepsze warunki wietrzności występują w ciągu dnia pomiędzy godziną 8:00, a 18:00. Po godzinie 17:00 zwykle następuje zmniejszenie generacji, a w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną (19:00 - 22:00) generacja mocy z elektrowni wiatrowych jest już na relatywnie niskim poziomie. Z uwagi na występowanie nocnej doliny zapotrzebowania, korzystnym zjawiskiem jest ograniczenie generacji z elektrowni wiatrowych w nocy [6] [9].

Duży wpływ na zmianę energii wiatru wywierają przechodzące fronty atmosferyczne, które w zależności od prędkości przechodzenia mogą kształtować warunki wietrzności na znacznym obszarze na okres od kilku godzin do kilku dni. Zmienność krótkoterminowa (sekundowa i minutowa) spowodowana jest natomiast podmuchami i turbulencjami wiatru. Wprawdzie nie ma ona znaczącego wpływu pod kątem energetycznym, lecz wpływa na występowanie krótkoterminowych fluktuacji generowanej mocy [6].

Ruch powietrza w atmosferze podlega turbulencjom, które spowodowane są nie tylko występowaniem warstwy przyściennej i tarciami o podłoże, ale również na skutek przemian fazowych i wydzielania ciepła utajonego w trakcie tworzenia się chmur, ruchów falowych oraz konwekcji termicznej i dynamicznej. Ponadto, rodzaj i zmiana zachmurzenia wpływa na zróżnicowanie wiatru. Przykładowo na obszarze przejścia pod cumulusami tworzą się prądy wznoszące i dochodzi do chwilowej zmiany kierunku wiatru. Wymienione zjawiska prowadzą

do powstania oscylacji wiatru względem głównego kierunku ruchu mas powietrza oraz zróżnicowania jego prędkości w ich obrębie [10]. Turbulencje mogą być przyczyną niepożądanych wibracji turbiny wiatrowej i prowadzą do obniżenia generowanej mocy.

Z uwagi na występowanie wielu czynników kształtujących układy i gradienty ciśnienia, wpływających również na prędkość i kierunek wiatru należy mieć świadomość, iż stanowi on skomplikowane zjawisko, cechujące się zmiennością przestrzenną i czasową, a zatem jest trudne do przewidzenia. Powstają jednak coraz dokładniejsze modele matematyczne pozwalające na jego prognozowanie [7]. Opracowywane są także modele mające wspierać prognozowanie fluktuacji mocy turbin i farm wiatrowych. Przykładowy model uwzględniający turbulencję i efekt cienia wieży na prędkość wiatru oraz jej zmianę na turbinach pracujących w ramach farmy został przedstawiony w artykule [11].

3. WYKORZYSTANIE ENERGII WIATRU

Prędkość wiatru (w), gęstość (ρ) oraz objętość (V) powietrza związane są z jego energią kinetyczną. W analizach często wykorzystuje się moc wiatru, czyli energię kinetyczną przepływającą w jednostce czasu przez wyszczególnioną powierzchnię (A). Można ją zatem zapisać, że

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot w^3 \quad (1)$$

Wzór (1) wskazuje, iż prędkość wiatru posiada decydujący wpływ na uzyskiwaną moc, a dodatkowo na nieliniową zależność mocy od prędkości wiatru. Nawet jej relatywnie niewielkie zmiany radykalnie wpływają na uzyskiwaną moc.

Prędkość startowa starszych elektrowni jest równa około 5 m/s, natomiast dla nowszych konstrukcji wynosi ona blisko 3 - 3,5 m/s, dzięki czemu stanowią korzystne rozwiązanie na obszarach charakteryzujących się mniejszymi prędkościami wiatru. Pozwalają one na wydłużenie czasu ich wykorzystania i pracę z większą mocą przy wietrze o mniejszej prędkości. Odpowiednie dopasowanie poziomu prędkości startowej może prowadzić do zmiany generowanej energii elektrycznej nawet o kilka procent. Prędkość znamionowa, powyżej której turbina pracuje z mocą nominalną decyduje o poziomie tej mocy, a tym samym wpływa na ilość produkowanej energii. Natomiast prędkość wyłączenia wpływa już tylko w niewielkim stopniu na moc. Zastosowanie turbin o wyższej prędkości wyłączenia korzystne jest na obszarach bardziej wietrznych. Najczęściej spotykana prędkość wyłączenia dla turbin lądowych wynosi 25 m/s, natomiast dla elektrowni zlokalizowanych na morzu stosuje się zwykle konstrukcje o wyższej prędkości wyłączenia, która dochodzi do poziomu blisko 35 m/s [6].

Na fluktuacje generowanej mocy oprócz zmiennej prędkości wiatru wpływa także zróżnicowanie w czasie gęstości powietrza. Na potrzeby przybliżonych obliczeń typowo zakłada się gęstość powietrza równą około 1,25 kg/m³ dla ciśnienia 100 kPa i temperatury 15°C [10]. Wyższe temperatury w okresie letnim warunkują niższą gęstość powietrza, a w efekcie mniejszą generację mocy, co pokrywa się z danymi rocznej generacji przedstawionymi m.in. w

[6] oraz w [12]. Wahania temperatury i ciśnienia występujące sezonowo wpływają na zróżnicowanie uzyskiwanej energii. Przykładowo energia wiatru może zwiększyć się o 6% przy spadku temperatury od poziomu 15°C do 0°C. Dodatkowo występuje zmienność sezonowa prędkości wiatru. W przypadku Polski średnie prędkości wiatru w okresie zimowym są wyższe nawet o 50 - 70%, a w okresie letnim niższe o około 30 - 50% względem średniorocznej prędkości wiatru [13]. Również wzrost wysokości terenu względem poziomu morza wiąże się ze zmniejszeniem gęstości powietrza wpływającej na ograniczenie mocy, lecz jednocześnie odnotowuje się wyższe prędkości wiatru, co ma dodatni efekt na moc.

Maksymalna teoretyczna sprawność wykorzystania mocy wiatru przez turbinę odpowiada największemu możliwemu ograniczeniu prędkości strugi powietrza zapewniającemu jednocześnie utrzymanie odpowiedniego przepływu i zgodnie z teorią Betz'a wynosi ona 59,3%. Dotyczy on jednak turbin jednowirnikowych SRWT (ang. *Single Rotor Wind Turbine*) [7]. Newman bazując na teorii pędu Rankine'a-Froude'a wykorzystanej również do określenia teoretycznej granicy przez Betz'a określił, iż dokładając kolejny wirnik w osi obrotu możliwe jest zwiększenie maksymalnej wartości współczynnika mocy C_p (definiowanego, jako stosunek mocy mechanicznej do mocy wiatru) do poziomu 64%. Dołożenie jednak kolejnych wirników przynosi relatywnie niewielkie i coraz mniejsze korzyści, a jednocześnie wiąże się ze wzrostem nakładów inwestycyjnych (głównie z uwagi na dodatkowe łopaty turbiny) i zwiększeniem jej złożoności [14]. Turbiny DRWT (ang. *Dual-Rotor Wind Turbine*) osiągają zatem wyższy stopień konwersji energii wiatru, niż klasyczne rozwiązania SRWT, których rzeczywisty współczynnik mocy C_p znajduje się obecnie na poziomie zwykle od 45 do 50% [7]. Przykładowa symulacja koncepcji turbiny DRWT przedstawiona w artykule [14] wskazała na możliwość podniesienia współczynnika mocy o blisko 7% oraz generowanej mocy o około 4,6% w stosunku do bazowego rozwiązania SRWT, przy czym dodatkowy wirnik powinien zostać zmniejszony do 25% wielkości głównego wirnika.

Zwiększenie powierzchni przepływu przez wirnik pozwala na zwiększenie generowanej mocy, co skłania do budowy coraz większych turbin. Obecnie wznoszone są już turbiny o mocy 10 MW i wysokości wieży 190 m, a planowane są konstrukcje o mocy rzędu 20 MW [7].

Zważywszy, iż moc uzyskiwana z wiatru zależy od wymiarów wirnika, to dla oceny i porównania potencjału zasobów wiatru na danym obszarze niezależnie od rozmiarów turbiny wiatrowej, często korzysta się z wielkości określanej jako strumień energii kinetycznej wiatru, nazywanej także gęstością mocy wiatru WPD (ang. *Wind Power Density*):

$$WPD = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \delta \cdot w^3 \quad (2)$$

Wielkość ta wykorzystywana jest przez NREL (ang. *National Renewable Energy Laboratory*) do klasyfikacji zasobów wiatru. W tabeli 1 przedstawiono klasy wiatru i odpowiadające wartości WPD dla dwóch wysokości - 10 m (odpowiada wysokości pomiaru prędkości wiatru i turbinom małej mocy) oraz 50 m (standardowy poziom określania WPD dla wytwórców turbin o dużej mocy).

Tabela 1
Wartości WPD dla wysokości 10 i 50 m [15]

Wysokość: 10 m			
Klasa mocy wiatru	Potencjał wiatru	WPD, W/m ²	Średnia prędkość wiatru, m/s
1	Ubogi	< 100	< 4,4
2	Marginalny	100 – 150	4,4 – 5,1
3	Dostateczny	150 – 200	5,1 – 5,6
4	Dobry	200 – 250	5,6 – 6
5	Znakomity	250 – 300	6 – 6,4
6	Wybitny	300 – 400	6,4 – 7
7	Doskonały	> 400	> 7
Wysokość: 50 m			
Klasa mocy wiatru	Potencjał wiatru	WPD, W/m ²	Średnia prędkość wiatru, m/s
1	Ubogi	< 200	< 5,6
2	Marginalny	200 – 300	5,6 – 6,4
3	Dostateczny	300 – 400	6,4 – 7
4	Dobry	400 – 500	7 – 7,5
5	Znakomity	500 – 600	7,5 – 8
6	Wybitny	600 – 700	8 – 8,8
7	Doskonały	> 800	> 8,8

Rozpatrując farmę wiatrową warto zwrócić uwagę, iż z uwagi na zmienne warunki atmosferyczne nie pracuje one ze stałym poziomem mocy. Nie jest zatem wykorzystywany jej pełen potencjał wytwórczy. Jednym z kluczowych wskaźników oceny zdolności konwersji energii wiatru jest współczynnik wykorzystania mocy nominalnej CF (ang. *Capacity factor*) [7]. Określa on jaki poziom mocy zainstalowanej jest użytecznie wykorzystany do generacji energii elektrycznej. Można go zdefiniować, jako stosunek rzeczywistej produkcji energii elektrycznej E_a do maksymalnej możliwej produkcji energii E_n , która zostałaby potencjalnie wygenerowana zakładając występowanie wyidealizowanych warunków zapewniających ciągłą pracę z mocą nominalną. Zważywszy, że energia stanowi moc wygenerowaną w danym okresie czasu t , to można zapisać go również, jako stosunek mocy średniej \bar{P} instalacji do jej znamionowego poziomu mocy P_n , tj.

$$CF = \frac{E_a}{E_n} = \frac{\tau \cdot \bar{P}}{\tau \cdot P_n} = \frac{\bar{P}}{P_n} \quad (3)$$

Przykładowo wartość wskaźnika CF równa 40% dla farmy wiatrowej o mocy nominalnej 10 MW oznaczałaby, iż pracowała ona z mocą średnioroczną równą 4 MW. Średni wskaźnik CF dla lądowych to 22%, dla morskich 37% [4]. Dla porównania w przypadku farm typu onshore w Stanach Zjednoczonych wynosi on średnio 25,7%. Zlokalizowanie instalacji przetwarzających energię wiatru na morzu sprawia, iż potencjał wytwórczy jest lepiej wykorzystywany w ciągu roku, co wpływa korzystnie na aspekt ekonomiczny.

Dokonując oceny możliwości energetycznego wykorzystania danego obszaru niezbędne jest przeprowadzenie pomiarów występujących w ciągu roku prędkości wiatru. Pomiary przeprowadza się z wykorzystaniem anemometrów, przy czym wykonywane są one w sposób ciągły i uśredniane co 10 minut [10]. Pomiary wykorzystywane są do utworzenia histogramu obrazującego rozkład prawdopodobieństwa wystąpienia określonej prędkości, na podstawie którego można prognozować możliwą do uzyskania energię dla różnego typu elektrowni wiatrowych. Dobrze odwzorowanie wyników pomiaru i zmienności prędkości wiatru zapewnia najczęściej stosowany rozkład Weibulla. Roczne zróżnicowanie prędkości wiatru wykorzystywane jest także w kwestii integracji farmy wiatrowej z siecią energetyczną. Zważywszy, iż pomiar prędkości wiatru realizowany jest zwykle na innej wysokości, niż usytuowanie wirnika (najczęściej na wysokości względnej $H_0 = 10$ m) oraz biorąc pod uwagę jej zróżnicowanie w profilu pionowym związane z występowaniem warstwy przyściennej należy dokonać obliczenia prędkości wiatru w_H na rozpatrywanej wysokości H . Wykorzystane mogą zostać w tym celu dwie zależności aproksymujące:

$$w_H = w_0 \cdot \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (4)$$

$$w_H = w_0 \cdot \frac{\ln(H/s)}{\ln(H_0/s)} \quad (5)$$

gdzie:

α - współczynnik zmiany prędkości wiatru,

s - szorstkość terenu (m).

Współczynnik α zależny jest od wielu czynników (m.in. okrywy roślinnej, ukształtowania terenu, klimatu) i przyjmuje wartość od 0 do 0,4, przy czym IEC zaleca stosowanie wartości 0,2 dla farm typu onshore i 0,14 dla farm typu offshore. Związane jest to m.in. z mniejszą szorstkością obszaru morskiego. Szorstkość terenu wykorzystywana we wzorze (5) wyrażona jest w metrach i zależy ona od jego rodzaju i pokrywy - wyróżnia się 9 klas szorstkości (od 0 do 4) [6] [7].

Usytuowanie turbin w postaci farm wiatrowych prowadzi do wzajemnego ich oddziaływania, a w efekcie do zwiększenia turbulencji i redukcji prędkości wiatru, a tym samym do obniżenia uzyskiwanej mocy. Szacuje się, że efekt redukcji mocy wynosi od 5% do 15% w przypadku stosunkowo małych farm wiatrowych typu onshore obejmujących do 20 turbin. Aby ograniczyć straty mocy zaleca się takie usytuowanie turbin w farmie, aby w głównym kierunku występujących wiatrów zachować odległość pomiędzy turbinami równą od 5 do 9 średnic wirnika, a w kierunku prostopadłym do dominującego kierunku wiatru od 3 do 5 średnic wirnika [7]. Dodatkowym aspektem jest redukcja mocy uzyskiwanej z farmy wiatrowej wraz z upływem czasu i eksploatacją. Przykładowo wskazuje się ogólny trend dotyczący poszczególnych farm wiatrowych i różnych rozwiązań konstrukcyjnych zlokalizowanych w Wielkiej Brytanii, a mianowicie współczynnik wykorzystania mocy nominalnej CF może zostać ograniczony od poziomu 28,5% do 21% w perspektywie 19 lat, a roczny ubytek uzyskiwanej mocy jest na poziomie niemal 1,6%. Ograniczenie mocy prowadzi do obniżenia ilości generowanej energii, a zatem również do zwiększenia uśrednionego kosztu produkcji energii elektrycznej LCOE

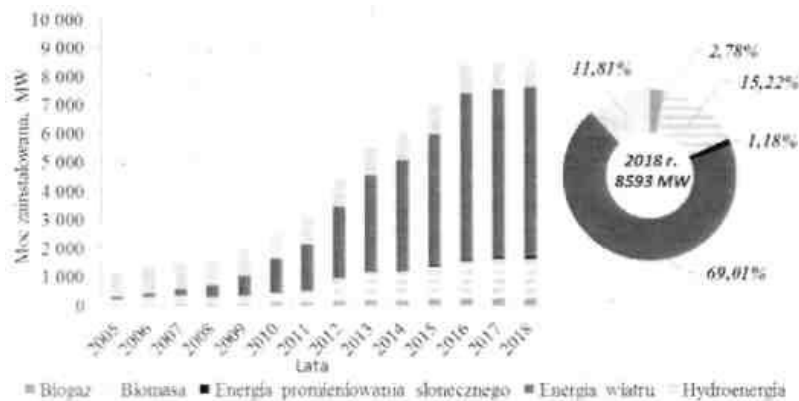
(ang. *Levelised Cost Of Electricity*) [16]. Jednoznacznie trudno określić, czy przyszłe konstrukcje będą cechować się niższą degradacją mocy wraz z upływem czasu. Koszty eksploatacji i obsługi są zwykle wyższe dla starszych jednostek. Zgodnie ze standardem IEC (ang. *International Electrotechnical Commission*) projektowy czas życia wynosi 20 lat i stosunkowo wiele turbin zbliża się do tego momentu. Przykładowo w Niemczech do 2020 r. jednostki o mocy blisko 41% całkowitej mocy zainstalowanej będą starsze, niż 15 lat. Przedłużenie okresu żywotności wiąże się ze spełnieniem aspektów bezpieczeństwa, a niektóre państwa, np. Niemcy wymagają dodatkowej oceny stabilności struktury na planowany dodatkowy czas eksploatacji. Zważywszy na starzejącą się infrastrukturę wytwórczą - niemal 12% całkowitej mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych w Europie w roku 2016 była starsza, niż 15 lat, a do roku 2020 udział ten zwiększył się do 28%, konieczne jest podejmowanie działań w zakresie odnowienia mocy wytwórczych. Nie jest to jednak proste w przypadku występowania ograniczeń w postaci dostępności terenu, ochrony środowiska, zmian prawnych i dotacji, a także przyzwolenia lokalnego społeczeństwa [17].

3. ENERGETYKA WIATROWA W POLSCE

Szacuje się, iż przy obecnym poziomie rozwoju konstrukcji turbin wiatrowych ponad połowa powierzchni Polski nadaje się do perspektywnego wykorzystania na potrzeby energetyki wiatrowej. Najlepsze warunki wietrzności występują przede wszystkim w środkowej i zachodniej części wybrzeża Morza Bałtyckiego, w okolicach Świnoujścia - na wyspach Wolin i Uznam. Dobre warunki występują także w pasie nizin od Słubic do Warszawy i w środkowej części Pojezierza Wielkopolskiego, a także na Suwalszczyźnie. Dość korzystne pod tym względem są również obszary Beskidu Śląskiego i Żywieckiego oraz Bieszczady. Najmniej korzystny jest obszar w okolicach Nowego Sącza i Zakopanego. Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej opracował mapy wietrzności dla Polski, w których wyróżniono jej podział na 5 stref pod względem warunków dla rozwoju energetyki wiatrowej.

Rozpatrując wykorzystanie potencjału energetycznego wiatru w danym regionie warto zwrócić wagę na stan istniejącej infrastruktury przesyłowej. Skupienie instalacji turbin wiatrowych na pewnej przestrzeni ze względu na występowanie dogodnych warunków wietrzności, przy uwzględnieniu niestabilnej produkcji z tych źródeł oraz znacznych fluktuacji mocy powoduje wzmożone negatywne oddziaływanie na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. Pierwszeństwo w dostępie do sieci będące mechanizmem wsparcia i praca w podstawie systemu prowadzą do konieczności dostosowania produkcji przez pozostałe jednostki wytwórcze. Dodatkowo mogą pojawiać się problemy z utrzymaniem wymaganej jakości energii, poziomu napięcia, częstotliwości i mocy biernej, a także stabilność systemu. W perspektywie Polski, obszary nadbrzeżne i Suwalszczyzna o najwyższej przydatności energetycznej cechują się relatywnie słabo rozwiniętą infrastrukturą sieci przesyłowych [9]. Znaczna ilość elektrowni wiatrowych o niestabilnej pracy przy ograniczonych zdolnościach przesyłowych sieci może prowadzić do utraty stabilności sieci i przerwania dostaw energii.

Wiodącą rolę w zakresie rozwoju i wykorzystania źródeł odnawialnych w Polsce odegrała energetyka wiatrowa. Zmiany mocy zainstalowanej w ostatnich latach przedstawione zostały na rys. 1.



Rys. 1. Struktura mocy zainstalowanej w KSE
(opracowanie własne na podstawie [18])

Pomiędzy rokiem 2005, a 2016 nastąpił intensywny przyrost mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych - od blisko 1 160 MW do niemal 8 416 MW. Na koniec roku 2018 sumaryczna moc zainstalowana w OZE wynosiła około 8 593 MW, z czego nieco ponad 5 864 MW stanowiły instalacje bazujące na wykorzystaniu energii wiatru. Na przestrzeni 2018 roku przyrost jej mocy zainstalowanej wyniósł niespełna 16 MW [18]. Przyczyny można upatrywać na podłożu zmian regulacji prawnych. Działania legislacyjne i wprowadzenie instrumentu prawnego jakim jest Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. 2016 poz. 961), tzw. „ustawa odległościowa” doprowadziła w zasadzie do niemal całkowitego uniemożliwienia realizacji nowych inwestycji na obszarze lądowym. Zakłada ona, iż wymagane jest zachowanie odległości turbiny wiatrowej m.in. od istniejącej, jak i planowanej zabudowy o charakterze mieszkaniowym lub mieszanym, od dużych zwartych kompleksów leśnych, a także form objętych ochroną przyrody. Zgodnie z treści ustawy odległość ta nie może być mniejsza, niż dziesięciokrotność wysokości całej instalacji - mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu, przy czym uwzględniane są wszystkie elementy techniczne. A zatem do najwyższego punktu, który zakreślany jest przez łopatę wirnika. Dodatkowo uchwalone przepisy zakładają, iż lokalizacja ustalana jest również na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Wprawdzie regulacje te doprowadziły do zablokowania nowych inwestycji na lądzie, to jednak skłoniły inwestorów do przeniesienia uwagi w kierunku perspektywicznych obszarów morskich.

Aktualnie w Polsce pracuje 1 198 elektrowni wiatrowych, przy czym wszystkie są instalacjami typu onshore [18]. Wprowadzona ustawa doprowadziła do obecnego braku nowych inwestycji na lądzie, natomiast 4 farmy morskie uzyskały warunki przyłączeniowe, a 2 spośród nich o łącznej mocy około 2,25 GW zawarły umowy przyłączeniowe. W kolejnych latach należy spodziewać się ponownego intensywnego rozwoju energetyki wiatrowej. Planowana jest już budowa 24 morskich farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 8,2 GW [19]. Warto zaznaczyć, iż potencjał wykorzystania energii wiatru na Morzu Bałtyckim dla Polski został

oszacowany przez REI (ang. *Renewable Energy Institute*) na poziomie 130 GW. Zatem możliwe jest w przyszłości znaczne zwiększenie wykorzystania morskich farm wiatrowych. Należy jednak mieć świadomość istniejących ograniczeń lokalizacyjnych i chociaż przyjmując się, że Polska posiada jeden z wyższych potencjałów pod względem rozwoju energetyki wiatrowej na Bałtyku, to jest on ograniczony przez:

- wykorzystanie gospodarcze, rybołówstwo i szlaki morskie,
- kwestię zapewniania bezpieczeństwa żeglugi,
- obszary o znaczeniu militarnym,
- aspekty środowiskowe - obszary chronione, m.in. NATURA 2000 [20].

Dodatkowo dochodzą inne uwarunkowania prawne, m.in. znowelizowana ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. 2018 poz. 2214) zabrania wnoszenia i wykorzystywania elektrowni wiatrowych zarówno na morzu terytorialnym, jak i wodach wewnętrznych. Sztuczne wyspy mogą być wnoszone w wyłącznej strefie ekonomicznej - pasie morskim o szerokości 12 mil morskich, lecz niezbędne jest uzyskanie pozwolenia od ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej. Wspomniana ustawa reguluje również inne kwestie w zakresie ich wnoszenia. Wynika stąd, iż obszar wód terytorialnych o powierzchni 8 652 km² nie ma obecnie perspektywy energetycznego zagospodarowania. Wprawdzie obszar objęty wyłączoną strefą ekonomiczną zajmuje powierzchnię 22 500 km², lecz nie może zostać całkowicie wykorzystywany z uwagi na istniejące ograniczenia prawne i środowiskowe [22]. Akweny objęte programem NATURA 2000 sprawiają, iż wykluczone są w zasadzie obszary położone do izobaty 20 m. Według wyliczeń Instytutu Morskiego możliwa do zagospodarowania powierzchnia jest zatem ograniczona do około 3 590 km², co obniża potencjał techniczny do blisko 35 GW [20]. Ekonomicznie faworyzowane są jednak instalacje zlokalizowane możliwie blisko lądu z uwagi na ograniczenie kosztów konstrukcji i przyłącza z siecią, a także strat przesyłowych. Zatem Biorąc jednocześnie pod uwagę ograniczenia środowiskowe i uwarunkowania ekonomiczne obecny potencjał ograniczony jest do 20 GW [20].

4. MORSKIE FARMY WIATROWE

Zlokalizowanie turbin na obszarach morskich pozwala na pominięcie negatywnego efekt hałasu stanowiącego jedną z barier społecznych i stwarza możliwość zastosowania bardziej sprawnych, lecz generujących większy hałas turbin dwuwirnikowych. Jako korzystne pod względem ograniczenia kosztów wskazuje się stosowanie turbin zawietrznych (ang. *downwind*) [23]. Rozpatrując nakłady inwestycyjne warto podkreślić, iż dla elektrowni wiatrowych typu onshore szacowane są one na poziomie 750 - 1250 €/kW, natomiast z uwagi na trudność z realizacją inwestycji na morzu są one około dwukrotnie wyższe dla farm typu offshore.

Warto tutaj także podkreślić, iż sam koszt zakupu turbin wiatrowych typu onshore stanowi ok. 65 - 80% całkowitych nakładów inwestycyjnych, a typu offshore zaledwie od 30 do 40% [6],[21]. Wśród morskich turbin wiatrowych rozważane są różne struktury konstrukcji wsporczych. Można wyróżnić ich zasadniczy podział na konstrukcje grawitacyjne i struktury pływające. Na koniec 2018 r. zdecydowana większość instalacji - 4 105 (74,5%) wykorzystywała podstawy grawitacyjne monopalowe, tj. w postaci stalowej tuby o średnicy

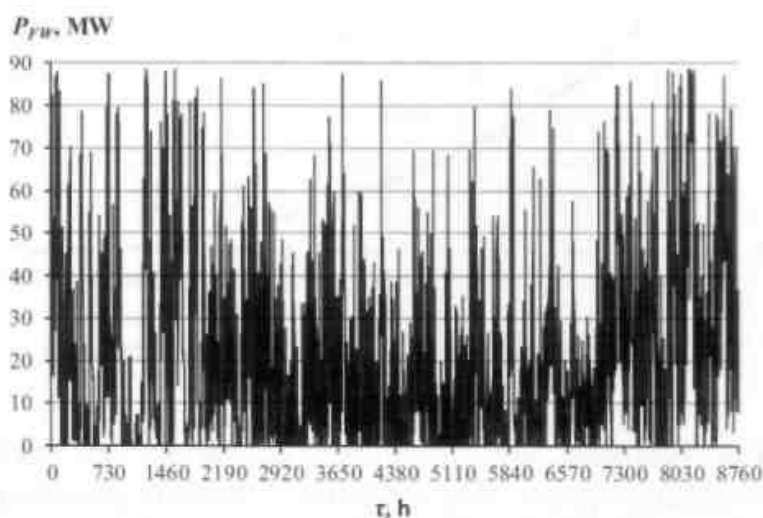
3 - 8 m zagłębionej z jednej strony w dnie morskim. Warto podkreślić, iż w ostatnich latach coraz większym zainteresowaniem cieszą się konstrukcje w postaci kratownic, które cechują się mniejszymi nakładami inwestycyjnymi i mogą być stosowane na większej głębokości - do około 60 m. Konstrukcje tego typu wymagają przytwierdzenia do pali osadzonych w dnie [4][21]. Obecnie większość turbin sytuowana jest blisko wybrzeża, na relatywnie płytkich wodach o głębokości do 40 m, chociaż olbrzymi potencjał wykorzystania stanowią obszary na wodach o większej głębokości [21]. Rozważa się kilka koncepcji pływających turbin wiatrowych, które mogą znaleźć zastosowanie na wodach o głębokości od 200 do nawet 700 m [23].

5. ANALIZA ROCZNEJ PRACY FARMY WIATROWEJ

Przeprowadzona została roczna analiza pracy farmy wiatrowej o mocy znamionowej 90 MW. Określono roczną produkcję energii elektrycznej oraz ilość energii wygenerowanej w okresie doliny nocnej (22:00 -6:00), a także wyznaczono współczynnik wykorzystania mocy nominalnej CF w poszczególnych miesiącach oraz dla poszczególnych godzin doby. Wykorzystano w tym celu wartości średnie godzinowe generowanej mocy dla jednego roku. Podstawowe dane farmy zostały zebrane w tabeli 2.

Tabela 2
Dane farmy 90 MW

Wielkość	Wartość	Jednostka
Moc nominalna	90	MW
Moc maksymalna	88,5	MW
Moc średnioroczna	20,89	MW
Rzeczywisty czas pracy	7818	h



Rys. 2. Roczna generacja mocy

Zważywszy na zmienne warunki atmosferyczne, od których zależna jest produkcja energii, nie uzyskuje się wysokiego poziomu mocy średniorocznej. Jeżeli prędkość wiatru jest zbyt niska lub przekracza poziom prędkości wyłączenia, to farma nie może pracować i występują okresy

o zerowej generacji, co wpływa na obniżenie rzeczywistego czasu pracy. Przedstawione dane wskazują, iż farma pracowała przez blisko 89,2% czasu pełnego roku.

Przebieg generacji mocy analizowanej farmy wiatrowej P_{FW} dla rocznego cyklu pracy został przedstawiony na rys. 2.

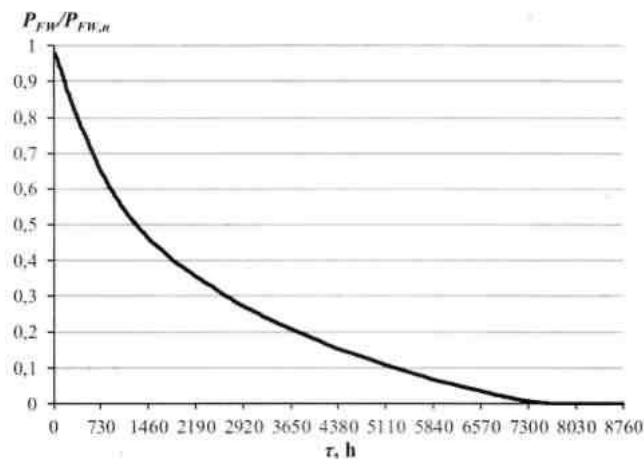
Analizując roczny przebieg generacji można stwierdzić znaczne zróżnicowanie roczne oraz występowanie znacznych fluktuacji mocy. Znaczna zmiana mocy może ulec zmianie w przeciągu godziny, co negatywnie oddziałuje na pozostałe jednostki wytwórcze. Znaczenia nabiera potrzeba określenia poziomu mocy i stopnia wykorzystania pełnego potencjału farmy w danych miesiącach roku. W celu określenia produkowanej energii elektrycznej wykorzystano całkowanie numeryczne metodą trapezów, co pozwala na zwiększenie dokładności uzyskiwanych wyników względem metody prostokątów. Wartości średnie godzinowe sprowadzane są na początek danej godziny, a początek przedziału całkowania wyznacza godzina $\tau_p = 1$, natomiast koniec godzina $\tau_k = 8760$. Obszar całkowania został podzielony na 8759 podprzedziałów, toteż krok całkowania jest równy 1, a kolejne punkty przedziału całkowania pokrywają się z punktami na przebiegu mocy i przyjmowane są jej wartości średniogodzinowe. Wzór na określenie energii wytworzonej przez farmę E_{FW} przedstawia się jako

$$E_{FW} = \int_{\tau_p}^{\tau_k} f(\tau) d\tau \approx d\tau \left[\frac{f(\tau_p) + f(\tau_k)}{2} + \sum_{i=1}^{n-1} f(\tau_p + i \cdot d\tau) \right] \quad (6)$$

Znając roczną produkcję energii elektrycznej możliwe jest określenie mocy średniorocznej ze wzoru

$$\bar{P}_{FW} = \frac{E_{FW}}{\tau} \quad (7)$$

W celu lepszego zobrazowania czasu pracy powyżej danego poziomu utworzono wykres uporządkowany mocy farmy do jej mocy znamionowej $P_{FW,H}$, który przedstawiony został na Rys. 3.



Rys. 3. Wykres uporządkowany generowanej mocy do mocy znamionowej farmy

Farma wiatrowa nie pracowała przez około 10% roku, a dokładnie przez 942 godziny. Ponadto generacja przez znaczny czas roku była poniżej połowy mocy nominalnej - przez nieco ponad 6 230 godzin, co odpowiada dość blisko 3/4 roku. Warto również podkreślić, iż przez około 3/5 całego roku produkowana moc była mniejsza od 10% mocy znamionowej. Zatem przez znaczny okres czasu zdolności wytwórcze wykorzystywane są w niewielkim stopniu. Wzmożona generacja, przekraczająca poziom 80% mocy znamionowej występowała zaledwie przez 365 godzin w roku. Wskazuje to, iż roczna wartość współczynnika CF powinna być dość niska.

Zważywszy na zmienność dobową i roczną wiatru przeprowadzono ocenę zróżnicowania mocy średniej i współczynnika wykorzystania pełnego potencjału wytwórczego. Zgodnie z równaniem (3) współczynnik wykorzystania mocy nominalnej można zdefiniować jako stosunek energii lub stosunek mocy średniorocznej do mocy nominalnej farmy wiatrowej, tj.

$$CF = \frac{E_{FW}}{E_{FW,n}} = \frac{\bar{P}_{FW}}{P_{FW,n}} \quad (8)$$

gdzie:

$E_{FW,n}$ - maksymalna możliwa produkcja energii (z mocą nominalną).

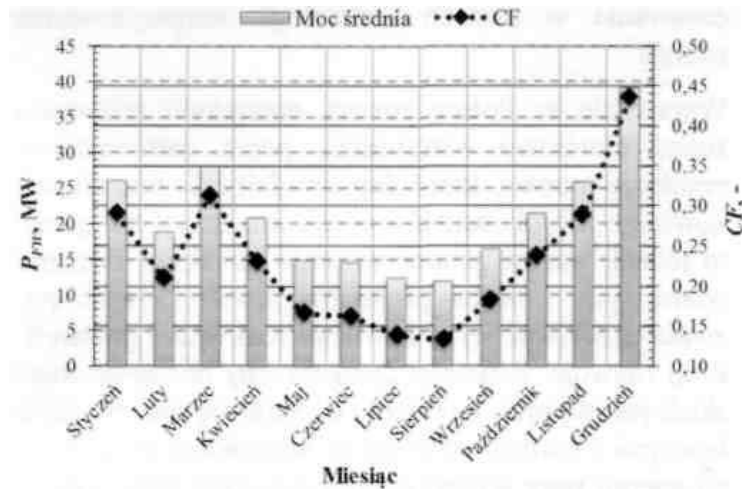
Określono średnioroczną wartość tego współczynnika oraz wartość średnią dla poszczególnych miesięcy i godzin doby. W celu określenia wartości miesięcznych sumowana była moc średnia występująca w kolejnych godzinach danego miesiąca i dzielona przez liczbę godzin w tym miesiącu. W przypadku wartości godzinowych dla doby sumowane są wszystkie wartości średniogodzinowe mocy w danej godzinie dla całego roku i dzielone przez liczbę dni.

6. WYNIKI ANALIZ

Przeprowadzona analiza rocznego cyklu pracy farmy wiatrowej pozwoliła na określenie całkowitej produkcji energii, która wyniosła blisko 182 966 MWh. Odnosząc produkcję do pełnego roku określono moc średnioroczną na poziomie 20,89 MW. Warto jednak podkreślić, iż z uwagi na zależność od warunków atmosferycznych farma cechowała się produkcją o dużej zmienności, a ponadto moc nominalna nie została osiągnięta nawet w pojedynczej godzinie. Hipotetyczna, maksymalna zdolność produkcyjna przy nieustannej pracy w punkcie znamionowym wynosiłaby 788 310 MWh. Istnieje zatem duża dysproporcja pomiędzy zdolnościami wytwórczymi, a rzeczywistą produkcją.

Biorąc pod uwagę występujące fluktuacje mocy oraz oddziaływanie farmy wiatrowej na pozostałe jednostki wytwórcze określono ilość energii produkowanej w dolinie nocnej. Całkowita jej ilość wynosiła blisko 58 780 MWh, a zatem ponad 2/3 energii wytwarzane jest poza doliną nocną. Zważywszy na zmniejszone zapotrzebowanie w dolinie nocnej warto zwrócić uwagę na jej poziom, zwłaszcza w perspektywie lokalnej. Wskazana wartość stanowi możliwy roczny potencjał zmagazynowania energii, który przykładowo pozwoliłby na wyprodukowanie nieco ponad 895,3 t wodoru o wartości opałowej 141,8 MJ/kg przy założeniu niezmienniej sprawności generatorów wodoru równej 60%.

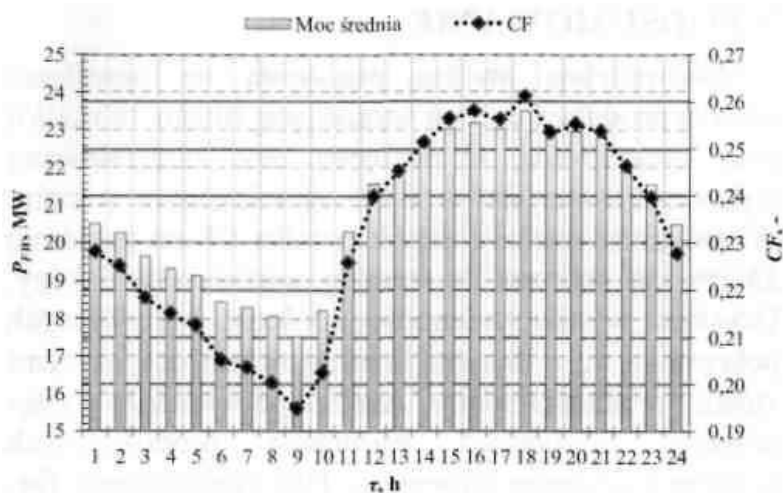
Zważywszy na omówioną zmienność warunków atmosferycznych w cyklu rocznym, jak i dobowym niezbędne wydaje się przedstawienie wartości uzyskiwanej mocy średniej i współczynnika wykorzystania mocy nominalnej. Wyniki obrazujące zmienność potencjału farmy dla poszczególnych miesięcy zostały przedstawione na rys. 4.



Rys. 4. Roczne zróżnicowanie mocy średniej i współczynnika CF

Najlepsze warunki dla analizowanej farmy występowały w grudniu, kiedy to moc średnia osiągnęła poziom blisko 39,1 MW. Przekłada się to na osiągnięcie wysokiej wartości współczynnika wykorzystania mocy nominalnej równego ok. 43,5%. Należy dodatkowo podkreślić, iż moc średnia w grudniu jest prawie dwukrotnie większa od mocy średniorocznej, a różnica wynosi około 18,2 MW. Pewne obniżenie mocy średniej widoczne w lutym wynika z wydłużonego okresu postoju. Warunki wietrzności nie były odpowiednie i sprawiły, iż liczba godzin o zerowej generacji mocy była znacząco większa, niż w marcu i w styczniu. Okres letni z uwagi na występowanie wiatrów o mniejszej prędkości charakteryzuje się niższym wykorzystaniem mocy nominalnej i mniejszą generacją energii, co potwierdzają uzyskane wyniki analizy rocznej pracy farmy wiatrowej. Najmniejszy poziom mocy średniej przypada na lipiec i sierpień, która wynosi odpowiednio 12,5 MW i 11,9 MW. Współczynnik CF jest zatem ograniczony do blisko 13,8% w lipcu i 13,2% w sierpniu. Wyższa produkcja w okresie zimowym i mniejsza w letnim dobrze koreluje jakościowo ze zmianami rocznego zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym. Jest to korzystne biorąc pod uwagę pierwszeństwo elektrowni wiatrowych w dostępie do sieci i ich oddziaływanie na pozostałe jednostki wytwórcze. Należy także zaznaczyć, iż amplituda roczna mocy średniej wynosi blisko 27,2 MW, a zatem konieczne jest zapewnienie odpowiednich zdolności regulacyjnych.

Wyniki obrazujące zróżnicowanie dobowego potencjału wytwórczego dla analizowanego roku przedstawia wykres na rys. 5.



Rys. 5. Dobowe zróżnicowanie mocy średniej i współczynnika CF

Wskazane dane stanowią uśrednione wartości dla poszczególnych godzin doby w ciągu roku. Odnosząc się do zróżnicowania rocznego można ogólnie stwierdzić, iż zróżnicowanie dobowe jest znacząco od niego mniejsze, lecz jednocześnie nie może zostać zaniedbane. Zwłaszcza jeśli istnieje perspektywa wykorzystania większej ilości farm wiatrowych w danym regionie. Łatwo zauważyć, iż generacja w dolinie nocnej jest znacznie mniejsza, niż w ciągu dnia. Wyniki pokrywają się zatem z omówioną dobową zmiennością wiatru. Generacja mocy wzrasta intensywnie od godziny 10:00, co przekłada się na zwiększenie wartości współczynnika CF, który osiąga maksymalny poziom w okolicach godziny 18:00 równy 26,1%. Jak zostało wspomniane lepsze warunki wietrzności występują zwykle pomiędzy godziną 8:00, a 18:00, co znajduje odzwierciedlenie w widocznym wzroście poziomu mocy średniej. Największym potencjałem wytwórczym charakteryzuje się okres czasu od około godziny 15:00 do 21:00, kiedy to wartość mocy średniej przekracza poziom 22 MW, a współczynnik wykorzystania mocy nominalnej jest powyżej 25%. Po godzinie 21:00 odnotowuje się systematyczny spadek poziomu mocy, a tym samym produkcji energii, aż do osiągnięcia minimalnego poziomu w okolicach godziny 9:00. Średnia wartość mocy w tej godzinie wynosi w ciągu roku blisko 17,5 MW. Zatem jest o niemal 6 MW niższa od maksymalnej wartości średniej występującej w okolicach godziny 18:00. Dobowa amplituda zmienności jest zatem wydatnie mniejsza, niż amplituda roczna. Zwiększona produkcja energii przez farmę wiatrową pokrywa się częściowo z okresem wieczornego szczytu zapotrzebowania (zwykle od 19:00 do 22:00), jednak należy pamiętać o spadku generacji mocy po godzinie 21:00, co wiąże się z koniecznością uzupełnienia produkcji przez jednostki konwencjonalne. Istotne ograniczenie zdolności produkcyjnych farmy wiatrowej w okresie doliny nocnej jest korzystne, gdyż dobrze koreluje jakościowo ze spadkiem zapotrzebowania na moc w KSE.

7. PODSUMOWANIE

Przeprowadzona analiza pozwoliła na określenie rocznej produkcji energii wynoszącej blisko 183 GWh oraz stwierdzenie, iż dostępna moc zainstalowana wykorzystywana jest w dość ograniczonym stopniu. Wyznaczona wartość współczynnika CF na poziomie 23,2% jest

zbliżona do średniej wartości dla Europy. Uzyskane wyniki zmienności zdolności wytwórczych pokrywają się z danymi literaturowymi dotyczącymi zmiany prędkości wiatru. Analiza potwierdziła występowanie dogodnych warunków produkcyjnych w okresie jesienno-zimowym. Dla analizowanej farmy wiatrowej najkorzystniejszym miesiącem był grudzień, w którym średnia moc osiągnęła blisko 39,1 MW, przekraczając tym samym 40% mocy znamionowej farmy. Współczynnik CF dla poszczególnych miesięcy w ciągu analizowanego roku nie spadł poniżej 13,2%. Należy podkreślić, iż w ramach analiz wykorzystano dane dla jednego roku i należy oczekiwać występowania zróżnicowania wieloletniego. Na uzyskiwane wyniki zmienności mocy oraz współczynnika CF mają także wpływ lokalne warunki klimatyczne oraz zróżnicowanie orograficzne terenu.

Wyniki obrazujące zmienność dobową i roczną wskazują, iż generacja mocy z analizowanej farmy wiatrowej dobrze koreluje ze zmiennością zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym. Zatem negatywne oddziaływanie elektrowni wiatrowych posiadających pierwszeństwo w dostępie do sieci jest w pewnym stopniu ograniczone. Wprawdzie korelacja ta jest korzystna, to jednak przy dalszym intensywnym rozwoju energetyki wiatrowej i uwzględnieniu spostrzeżonego w trakcie analiz znaczącego zróżnicowania rocznego, należy przyłożyć wagę do zapewnienia odpowiednich zdolności regulacyjnych. Również dobową zmienność nie może zostać zaniedbana. Jak wykazano, niemal 1/3 produkowanej przez farmę energii przypada w założonym okresie doliny nocnej. Blisko 58,8 GWh energii daje możliwość do zagospodarowania w ramach technologii magazynowania energii.

Wprawdzie w Polsce rozwój energetyki wiatrowej został chwilowo wstrzymany przez wprowadzone regulacje prawne, które doprowadziły do niemal całkowitego zablokowania nowych inwestycji na lądzie, to jednak wzrost zainteresowania morskimi farmami wiatrowymi i liczba projektów inwestycyjnych pozwala oczekiwać jej ponownego rozkwitu i intensyfikacji rozwoju. Potencjał energetyczny obszarów morskich jest wysoki, a ponadto cechują się one znacznie lepszymi i bardziej stabilnymi warunkami do generacji energii przy wykorzystaniu morskich farm wiatrowych. Energetyka wiatrowa posiada zatem istotny potencjał rozwoju, który może okazać się nieoceniony przy podejmowaniu działań w kierunku przejścia na nowoczesną gospodarkę niskoemisyjną.

Praca zrealizowana w ramach działalności statutowej

LITERATURA

- [1] https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2018#t6_1 (Dostęp: 05.07.2019).
- [2] Morata F., Sandoval I.S.: *European Energy Policy: An Environmental Approach*. Edward Elgar Publishing, Northampton, 2012.
- [3] BP Statistical Review of World Energy, 68th edition, 2019, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>, (Dostęp: 10.07.2019).
- [4] Wind Europe: *Wind energy in Europe in 2018: Trends and statistics*, <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2018.pdf> (Dostęp 06.07.2019).
- [5] <https://wwindea.org/blog/2019/02/25/wind-power-capacity-worldwide-reaches-600-gw-539-gw-added-in-2018/>, (Dostęp: 06.07.2019).
- [6] Lubośny Z.: *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, Wyd. WNT, Warszawa, 2016. ISBN 978-83-01-18787-3.
- [7] Letcher T.M.: *Wind Energy Engineering: A handbook for onshore and offshore wind turbines*, Elsevier Academic Press, 2017. ISBN 978-0-12-809451-8
- [8] Reyers M., Pinto J.G., Moemken J.: *Statistical-dynamical downscaling for wind energy potentials: evaluation and applications to decadal hindcasts and climate change projections*, International Journal of Climatology (35), 2014.
- [9] Bandzul W.: *Energetyka Wiatrowa w Polsce*, Elektroenergetyka (54), 2005, s. 1-28.
- [10] Jąderko A., Kowalewski M.K.: *Wyznaczanie parametrów wiatru w energetyce odnawialnej*, Przegląd Elektrotechniczny (1), 2015, s. 148-151.
- [11] Sorensen P., Hansen A.D, Andre P., Rosas C: *Wind models for simulation of power fluctuations from wind farms*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics (90), 2002, str. 1381-1402.
- [12] Hoogwijk M., Vries B., Turkenburg W.: *Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy*, Energy Economics (26), 2004, s. 889-919.
- [13] Boczar T.: *Wykorzystanie energii wiatru*, Wyd. PAK, Warszawa, 2010. ISBN: 978-83-926319-6-5.

- [14] Rosenberg A., Selvaraj S., Sharma A.: *A novel Dual-Rotor Turbine for increased wind energy capture*, Journal of Physics: Conference Series (524), 2014, str. 229-224.
- [15] Elliot D.L., Holladay C.G., Barchet W.R., Foote H.P., Sandusky W.F.: *Wind energy resource atlas of the United States*, NREL, 1987.
- [16] Staffell I., Green R.: *How does wind farm performance decline with age?*, Renewable Energy (66), 2014, s. 775-786.
- [17] Ziegler L., Gonzalez E., Rubert T., Smolka U., Melero J.J.: *Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark and the UK*, Renewable and Sustainable Energy Reviews (82), 2018, s. 1261-1271.
- [18] <https://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/potencjal-krajowy-oze/5753,Moc-zainstalowana-MW.html>, (Dostęp: 20.07.2019).
- [19] https://www.thewindpower.net/store_country_en.php?id_zone=27, (Dostęp: 28.07.2019).
- [20] Wiśniewski G., Michałowska-Knap K., Koć S.: *Energetyka wiatrowa - stan aktualny i perspektywy rozwoju w Polsce*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, 2012.
- [21] Wu X., Hu Y., Li Y., i in.: *Foundations of offshore wind turbines: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews (104), 2019, s. 379-393.
- [22] IRENA, *REMAP 2030: Renewable Energy prospects for Poland*, 2015, https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_REmap_Poland_paper_2015_EN.pdf, (Dostęp: 29.07.2019).
- [23] Leung D.Y.C., Yang Y.: *Wind Energy development and its environmental impact: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews (16), 2012, str. 1031-1039.

ANALYSIS OF WIND FARM PRODUCTION POTENTIAL

Key words: renewable energy sources, wind energy, wind farms, analysis of annual work

Summary. This article is devoted to the analysis of the production potential of 90 MW wind farm. Conducted analysis of farm annual work cycle which includes determination of annual energy production and average annual power. Furthermore, results showing the differentiation of average power in specific months for annual cycle and hours for daily cycle. The conclusions of calculated values lead to the statement that better conditions occurs during autumn and winter period. In this article, the Capacity Factor (CF) was also determined for analyzed wind farm and its average annual value reached 23,2%, which allows to state that usage of full production capacity in the annual cycle is at relatively low level. Calculated energy production from the wind farm is nearly 183 GWh. Considering the unstable work potential and power fluctuations of such renewable energy source, the amount of energy production during night valley was also determined to show the potential for its usage, i.e. in the energy storage technologies.

Janusz Kotowicz, prof. dr hab. inż. jest Prorektorem ds. Współpracy z Otoczeniem Społeczno-Gospodarczym Politechniki Śląskiej oraz pełni funkcję Zastępcy Dyrektora Instytutu Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach, ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, e-mail: Janusz.Kotowicz@polsl.pl

Bartosz Kwiatek, mgr inż. jest doktorantem w Zakładzie Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach, ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, e-mail: Bartosz.Kwiatek@polsl.pl