

Przegląd Naukowy – Inżynieria i Kształtowanie Środowiska nr 70, 2015: 391–399
(Prz. Nauk. Inż. Kszt. Środ. 70, 2015)
Scientific Review – Engineering and Environmental Sciences No 70, 2015: 391–399
(Sci. Rev. Eng. Env. Sci. 70, 2015)

Piotr GNYP

Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska
Faculty of Energy and Environmental Engineering, Silesian University of Technology

Analiza warunków wiatrowych na przykładzie masztu pomiarowego Grapice (województwo pomorskie) Analysis of wind conditions based on Grapice measuring mast (Pomorskie Province)

Słowa kluczowe: energetyka wiatrowa, farma wiatrowa, pomiar wiatru, siłownia wiatrowa WindPRO

Key words: wind energy, wind farm, wind measurement, wind turbine, WindPRO

Wprowadzenie

W ostatnich latach można zauważyć intensywny wzrost zainteresowania energetyką wiatrową. Tendencja wzrostu mocy zainstalowanej siłowni wiatrowych w Polsce w ostatnich latach przedstawia się następująco (w MW): 2005 rok – 83,280, 2006 rok – 152,560, 2007 rok – 287,909, 2008 rok – 451,090, 2009 rok – 724,657, 2010 rok – 1180,272, 2011 rok – 1616,361, 2012 rok – 2496,748, 2013 rok – 3389,541, 2014 rok – 3833,832, 2015 rok – 3951,260 (Urząd Regulacji Energetyki, 2015).

Istotnym elementem przy tak intensywnym wzroście zainteresowania energetyką wiatrową staje się wykonanie bardzo dokładnych pomiarów wiatru oraz znalezienie optymalnej lokalizacji dla planowanych farm wiatrowych. Szczegółowa analiza potencjalnej lokalizacji wymusza zastosowanie zaawansowanych narzędzi przy projektowaniu farm wiatrowych, na przykład oprogramowania dla energetyki wiatrowej WindPRO. Takie oprogramowanie pozwala za szczegółową analizę danych wejściowych, które obejmują dane wiatrowe z masztu pomiarowego, numeryczny model terenu oraz jego szorstkość, szczegółowe mapy lotnicze oraz mapy topograficzne. Dopiero dokładne zdefiniowanie danych wejściowych pozwala na przeprowadzenie szeregu obliczeń oraz przedstawienie koncepcji najbardziej optymalnego układu planowanych siłowni wiatrowych dla danego

terenu. Producentem oprogramowania WindPRO jest duńska firma EMD International A/S. WindPRO składa się z wielu modułów, z których każdy ma swoje zadania i możliwości analityczne (Kowalczyk i Kowalczyk, 2009; Nielsen, 2012).

Wybór lokalizacji masztu pomiarowego nie został dokonany przypadkowo – wybrana lokalizacja znajduje się w strefie najbardziej korzystnej pod względem wietrzności w pasie nadmorskim. To w tych właśnie rejonach lokalizowanych jest najwięcej farm wiatrowych ze względu na bardzo dużą produktywność energetyczną, jaką można z nich uzyskać (Lorenc, 1996)

Celem artykułu jest pokazanie metody wykonania analizy wietrzności przy użyciu oprogramowania WindPRO na przykładzie danych wiatrowych pochodzących z masztu pomiarowego zlokalizowanego w województwie pomorskim (gmina Potęgowo).

Dane meteorologiczne

Pierwszym etapem po wyborze lokalizacji planowanej farmy wiatrowej jest wykonanie pomiaru prędkości i kierunku wiatru. Maszt pomiarowy w zależności od stopnia skomplikowania terenu powinien być zlokalizowany od 2 do 10 km od skrajnej planowanej siłowni wiatrowej. Maszt pomiarowy powinien być zlokalizowany możliwie jak najdalej od takich zabudowań, wysokich konstrukcji, linii elektroenergetycznych, dróg o dużym natężeniu ruchu, lasów oraz innych obiektów mogących zaburzać przepływ wiatru. Prawidłowe

zlokalizowanie masztu pomiarowego pozwala na wykonanie jak najbardziej dokładnych pomiarów. Na maszcie pomiarowym Grapice zamontowano anemometry firmy Ammonit, model Thies First Class Advanced o klasie dokładności pomiaru A 0.9 oraz częstotliwości próbkowania 2 Hz (Measuring Network of Wind Energy Institutes, 2009; Ammonit Measurement GmbH, 2015).

Konfiguracja i wysokość masztu pomiarowego powinna być tak dobrana, aby wyniki pomiarów mogły być wykorzystane do obliczeń związanych z planowanymi siłowniami wiatrowymi. Obecnie zaleca się wysokość masztu pomiarowego wynoszącą minimum 2/3 wysokości planowanej wysokości wieży siłowni wiatrowej. Zastosowanie masztu pomiarowego o wysokości bliskiej lub równej wysokości posadowienia piasty wirnika planowanej siłowni wiatrowej znacznie poprawia dokładność pomiaru, ponieważ nie trzeba ekstrapolować wyników do brakującej wysokości osi siłowni wiatrowej (Measuring Network of Wind Energy Institutes, 2009; Nielsen, 2012).

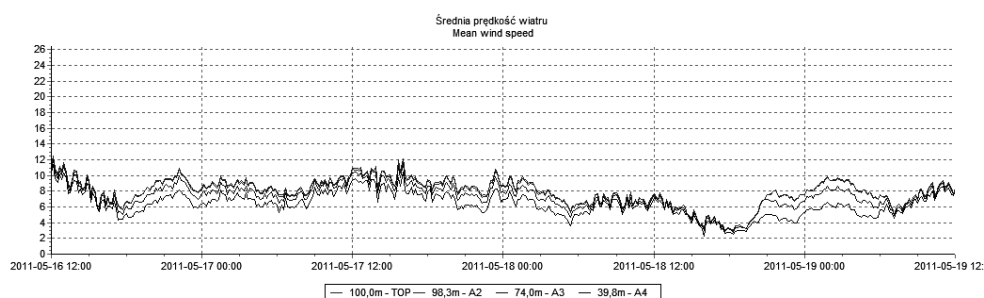
Dane źródłowe pochodziły z masztu pomiarowego o wysokości 100 m. Maszt ulokowany był w gminie Potęgowo w województwie pomorskim. Okres pomiarowy obejmuje około 3 lata i 3 miesiące (18.03.2011–30.06.2014).

Zastosowany maszt pomiarowy to stalowa konstrukcja rurowa. Na maszcie pomiarowym zainstalowano cztery anemometry na następujących wysokościach: 100, 98,3, 74 i 39,8 oraz dwa wiatrowskazy na wysokościach 98,5 i 40 m. Ponadto na maszcie znajdowała się aparatura rejestrująca wraz z termometrem i barometrem. Dane wiatrowe zostały

przeanalizowane pod kątem poprawności danych, sprawdzono określenie kanałów odpowiadającym poszczególnym urządzeniom pomiarowym (anemometry, wiatrowskazy, termometr i barometr). Zostały wyeliminowane okresy, w których anemometry i wiatrowskazy uległy oblodzeniu lub uszkodzeniu wskutek zjawisk meteorologicznych. Rysunek 1 przedstawia próbkę z serii pomiarowej dla prędkości wiatru, rysunek 2 przedstawia próbkę serii pomiarowej dla kierunku wiatru pochodzącą z masztu pomiarowego Grapice. Lokalizację masztu pomiarowego przedstawiono graficznie na rysunku 3.

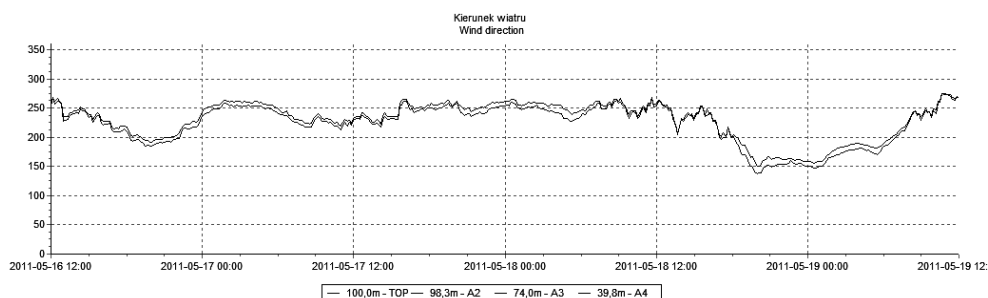
Orografia i szorstkość terenu

Określenie orografii i szorstkości terenu jest niezbędne do prawidłowego wymodelowania przepływu wiatru nad terenem planowanej farmy wiatrowej. Orografię terenu dla badanej lokalizacji określono poprzez wykorzystanie danych misji SRTM-3 (Shuttle Radar Topography Mission). Dane te charakteryzują się rozdzielczością trzech sekund długości i szerokości geograficznej (ok. 90×90 m w okolicach równika, a na szerokości geograficznej odpowiadającej położeniu Polski rozdzielczość ta wynosi ok. 60×90 m). Na terenie Polski średni błąd pomiaru to około 4 m. Na



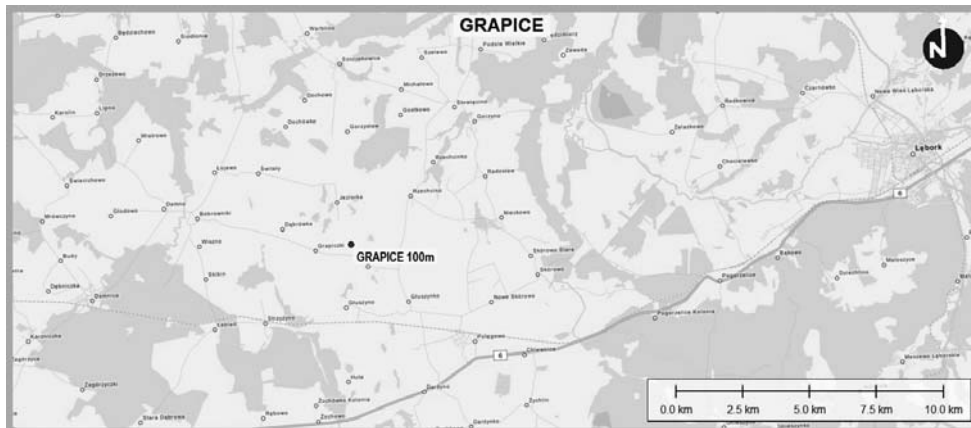
RYSUNEK 1. Seria pomiarowa prędkości wiatru, próbka (opracowanie własne)

FIGURE 1. Time series of wind speed, sample (own work)



RYSUNEK 2. Seria pomiarowa kierunku wiatru, próbka (opracowanie własne)

FIGURE 2. Time series of wind direction, sample (own work)



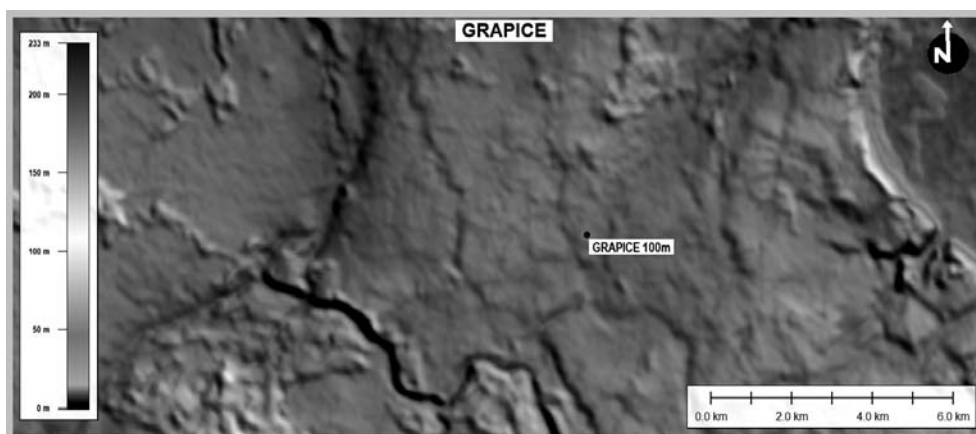
RYSUNEK 3. Lokalizacja masztu pomiarowego Grapice (opracowanie własne)

FIGURE 3. The location of the measuring mast Grapice (own work)

podstawie surowych i poddanych korekcje danych na podstawie mapy topograficznej i pomiarów GPS w terenie, wygenerowano numeryczny model terenu, którego wycinek przedstawia rysunek 4 (Karwel, 2006; Nering, 2009)

Rozkład prędkości wiatru jest silnie determinowany przez szorstkość terenu. Rodzaj powierzchni, stopień zabudowania i jej ukształtowanie ma wpływ na

prędkość wiatru – większe przeszkody, takie jak budynki, kompleksy leśne itp., ujemnie wpływają na przepływ wiatru. Im większa szorstkość, tym większy wzrost prędkości wraz z wysokością. Można to zaobserwować na obszarach o mieszanym pokryciu terenu. Klasyfikacja terenu do odpowiedniej klasy szorstkości pozwala oszacowanie optymalnych wysokości wież siłowni wiatrowej.

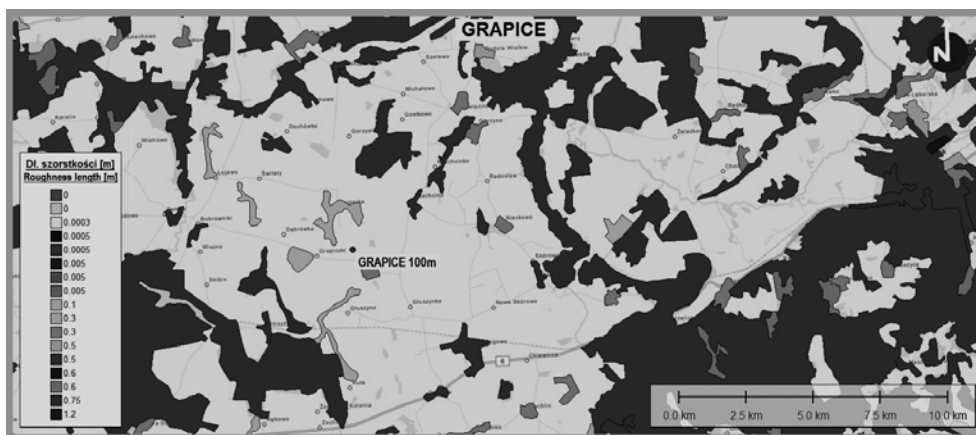


RYSUNEK 4. Wycinek orografii terenu (opracowanie własne)

FIGURE 4. Sample of digital elevation model (own work)

wych. Szorstkość terenu można opisać poprzez przyporządkowanie poszczególnym obszarom odpowiadającym im długości szorstkości terenu. Długość szorstkości terenu jest wysokością nad powierzchnią terenu, na której prędkość wiatru wynosi 0 m/s. Na podstawie długości szorstkości terenu określa się klasy szorstkości terenu, które mieszczą się w przedziale od 0 do 4. Szorstkość terenu ma wpływ na prędkość wiatru do wysokości 1 km nad poziomem terenu. Rysunek 5 przedstawia wycinek szorstkości terenu (European Environment Agency, 2010; Tytko, 2010).

średniej prędkości wiatru nie jest dostateczną informacją na temat warunków wiatrowych danej lokalizacji. Wymagana jest informacja o rozkładzie prędkości wiatru na przestrzeni roku i poszczególnych miesięcy, co daje obraz o częstości jej występowania. Jest to niezbędne, aby dobrze określić ilość energii, jaką może wyprodukować siłownia wiatrowa. Tych informacji dostarczają narzędzia statystyczne, które bazują na prawdopodobieństwie wystąpienia prędkości o danej wartości. Na podstawie wielu prób przy analizie danych wiatrowych ustalono, że rozkład Weibulla daje naj-



RYSUNEK 5. Wycinek szorstkości terenu (opracowanie własne)

FIGURE 5. Sample of roughness model (own work)

Algorytm przeprowadzonych obliczeń

Głównymi parametrami charakteryzującymi wiatr są rozkład profilu wiatru, średnia prędkość wiatru na poszczególnych wysokościach pomiarowych, rozkład Weibulla przedstawiający częstotliwość występowania wiatru z daną prędkością oraz róża wiatru. Określenie tylko

lepszy opis rzeczywistych warunków. Rozkład Weibulla jest funkcją o dwóch parametrach zależną od parametru kształtu (k) oraz parametru skali (A), które zależą od średniej prędkości wiatru. Stosowanie metod statystycznych do opisu danej lokalizacji ma jeszcze jedną ważną zaletę – pozwala na aproksymowanie wyników na tereny przyległe, czyniąc je niezbędnym narzędziem określającym cechy okolic pod kątem

energetyki wiatrowej (Burton, 2001; Nielsen, 2012).

Rozkład Weibulla można zapisać przy użyciu równania:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right) \quad (1)$$

gdzie:

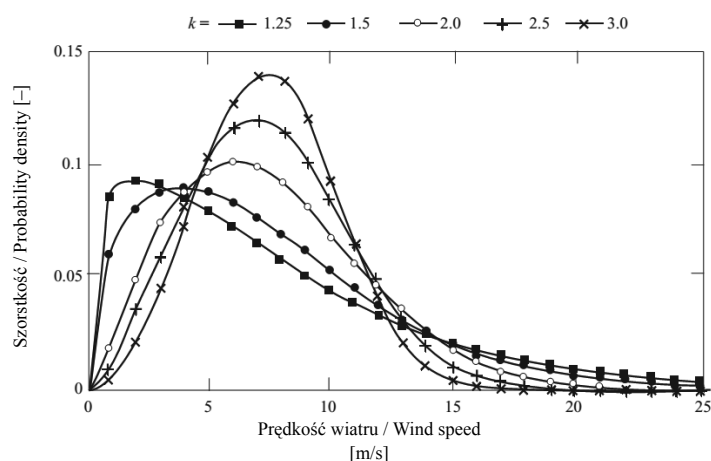
$f(v)$ – częstość pojawiania się prędkości wiatru o wartości prędkości (v),

k – parametr kształtu,

A – parametrem skali.

Do określenia prawdopodobieństwa wystąpienia prędkości wiatru do zadanej

do uśrednionej wartości prędkości wiatru za analizowany okres. Parametry wielkości 2,5–3,0 są charakterystyczne dla miejsc o niewielkiej zmienności średniej prędkości wiatru do wartości średniej (mały zakres najczęściej występujących prędkości wiatru – mały rozrzut). Małe wartości parametru k (rzędu 1,0–1,5) są specyficzne dla lokalizacji o dużej zmienności warunków wiatrowych w odniesieniu do wartości uśrednionych prędkości wiatru: prędkości wiatru skupione są wokół większego zakresu (duży rozrzut najczęściej występujących prędkości wiatru). Przykład przedstawia rysunek 6 (Burton, 2001; Nielsen, 2012).



RYSUNEK 6. Przykłady rozkładu Weibulla dla różnych wartości parametru k (Burton, 2001)
 FIGURE 6. Example Weibull distribution for different values of parameter k (Burton, 2001)

wielkości v wykorzystuje się skumulowany rozkład Weibulla, wyrażony wzorem:

$$F(v) = \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right) \quad (2)$$

Parametr kształtu (k) charakteryzuje zmienność prędkości wiatru w stosunku

Metoda badań

Analiza została wykonana w oprogramowaniu WindPRO, w module obliczeniowym METEO. Moduł METEO ma trzy główne funkcje: import, analizę i prezentację danych wiatrowych; import długoterminowych danych referen-

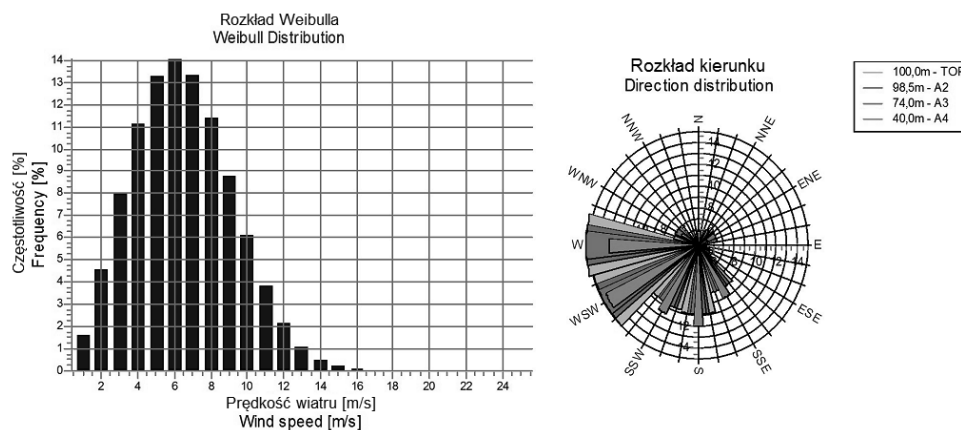
cyjnych z rozległej bazy danych on-line z pomiarami meteorologicznymi z danymi ze skali MESO; obliczanie uzysku energii z turbin wiatrowych na podstawie danych wiatrowych. Do modułu METEO można wczytać wiele formatów danych wiatrowych. Możliwe jest odczytanie prawie każdego rodzaju plików z danymi wiatrowymi (eksport z dowolnego rejestratora danych) i uzyskanie parametrów rozkładu Weibulla (Nielsen, 2012).

Na wysokości 100 m (warunki panujące na szczycie masztu pomiarowego) średnie wartości parametru A wynoszą 7,99 m/s, a dla parametru k jest to średnio wartość 2,510. Krzywa rozkładu Weibulla dla masztu pomiarowego ma kształt średniego dzwonu – średnie prędkości wiatru oscylują wokół wartości 7,09 m/s. Na wysokości 100 m rozkład Weibulla oraz róża wiatrów kształtuje się jak na rysunku 7. Rozkład kierunków wiatrów został sklasyfikowany w 12 sektorach, bazujący na wartościach zmierzonych ze wszystkich wiatrowskazów zainstalowanych na maszcie pomiarowych; dominujący kierunek wiatru to 250–270°.

TABELA. Średnie wartości prędkości wiatru na wysokości 100 m w latach 2011–2014 (opracowanie własne)

TABLE. Mean wind speed at a height of 100 m in period 2011–2014 (own work)

| Miesiąc/ /Month | Średnia prędkość wiatru/ /Mean wind speed [m/s] | | | |
|--------------------------|--|------|------|------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Styczeń/ /January | – | 8,28 | 7,17 | 8,46 |
| Luty/February | – | 7,81 | 5,99 | 8,11 |
| Marzec/ /March | 7,95 | 7,71 | 7,00 | 7,43 |
| Kwiecień/ /April | 7,59 | 6,84 | 6,85 | 6,46 |
| Maj/May | 6,64 | 6,68 | 5,85 | 6,58 |
| Czerwiec/ /June | 6,55 | 6,34 | 5,67 | 5,72 |
| Lipiec/July | 5,75 | 5,85 | 5,90 | – |
| Sierpień/ /August | 7,05 | 5,85 | 5,90 | – |
| Wrzesień/ /September | 7,38 | 7,53 | 6,17 | – |
| Październik/ /October | 7,68 | 7,20 | 7,36 | – |
| Listopad/ /November | 7,07 | 7,3 | 7,44 | – |
| Grudzień/ /December | 9,74 | 7,62 | 9,13 | – |



RYSUNEK 7. Rozkład Weibulla oraz róża wiatrów dla masztu pomiarowego Grapice (opracowanie własne)

FIGURE 7. Weibull distribution and wind rose for Grapice measuring mast (own work)

Taki rozkład kierunków wiatru jest charakterystyczny dla tych rejonów. Tabela przedstawia średnie miesięczne prędkości wiatru w całym okresie pomiarowym na wysokości 100 m (Lorenc, 1996; Tytko, 2010; Nielsen, 2012).

Wyniki

Dla warunków wiatrowych, w miejscu posadowienia masztu pomiarowego, siłownia wiatrowa Enercon E-115, o mocy nominalnej generatora 3 MW i wysokości wieży 100 m, jest w stanie wyprodukować 9785 MWh rocznie, przy średniej prędkości wiatru 7,09 m/s. Taki rezultat oznacza, że generator siłowni będzie wykorzystany w 41,3%. Podczas analizy produktywności energetycznej siłowni wiatrowej Enercon E-115 obliczono również średniomiesięczną produkcję energii, która przedstawia się następująco: styczeń – 921 MWh, luty: 842 MWh, marzec – 868 MWh, kwiecień: 798 MWh, maj – 743 MWh, czerwiec: 698 MWh, lipiec – 765 MWh, sierpień: 721 MWh, wrzesień – 807 MWh, październik: 855 MWh, listopad – 838 MWh, grudzień: 1019 MWh (ENERCON GmbH, 2013).

Podsumowanie

Inwestowanie w obszarze energetyki wiatrowej obarczone jest wieloma trudnościami wynikającymi dużych nakładów, które trzeba ponieść na początku inwestycji. Jednym z nich są koszty związane z przeprowadzeniem kampanii pomiarowej. Kampania pomiarowa powinna zostać przeprowadzona w sposób

przemysłany i zgodnie z obowiązującymi normami, aby uniknąć podczas przeprowadzania analizy błędów pomiarowych bezpośrednio rzutujących na obliczenia produktywności energetycznej planowanej farmy wiatrowej. Prawidłowe określenie orografii oraz szorstkości terenu rzutuje na późniejsze modelowanie przepływu wiatru nad obszarem przeznaczonym do lokalizowania siłowni wiatrowych.

Analizę danych wiatrowych oraz prognozę produktywności energetycznej wykonano w oprogramowaniu dla energetyki wiatrowej WindPRO, które jest wysoko specjalistycznym narzędziem do tego typu analiz. WindPRO jest oprogramowaniem akredytowanym przez Ministerstwo Środowiska oraz jest akceptowalne przez instytucje finansujące inwestycje w obszarze energetyki wiatrowej.

Podczas analizy zauważono, że maszt pomiarowy został prawidłowo skonfigurowany, a wyniki jednoznacznie wskazują, że w analizowanym rejonie budowa farm wiatrowych będzie opłacalnym przedsięwzięciem. Średnia prędkość wiatru na wysokości 100 m wynosi 7,09 m/s. Stopień wykorzystania siłowni wiatrowej Enercon E-115 wynosi 41,3%, co wskazuje, że prędkość wiatru na tym poziomie pozwoli w sposób efektywny wykorzystać generator siłowni wiatrowej. Tak wysoki stopień wykorzystania siłowni wiatrowej spowodowany jest nie tyle wysoką mocą nominalną generatora, ale relatywnie dużym wirnikiem, którego średnica wynosi 115 m. Użycie siłowni wiatrowych z coraz większymi wirnikami staje się nowym trendem w obszarze energetyki wiatrowej.

Literatura

- Ammonit Measurement GmbH, (2015). *Thies Anemometer First Class Advanced S1110/S11100H*. Pobrano z lokalizacji: http://www.ammonit.com/images/stories/download-pdfs/datasheets/anemometers/en_ds_anemometer_thies_firstclassadvanced_40.pdf.
- Burton, T. (2001). *Wind Energy Handbook*. West Sussex: John Wiley & Sons.
- ENERCON GmbH, (2013). *ENERCON product overview*. Pobrano z lokalizacji: http://www.enercon.de/p/downloads/enercon_produk_en_web_072013.pdf.
- European Environment Agency (2010). *CORINE land cover technical guide – Addendum 2000*. Pobrano z lokalizacji: http://image2000.jrc.ec.europa.eu/reports/corine_tech_guide_add.pdf.
- Karwel, A. (2006). Ocena dokładności modelu SRTM na obszarze Polski. *Archiwum Fotogrametrii, Kartografii i Teledetekcji*, 289-291.
- Kowalczyk, E. i Kowalczyk, R. (2009). *Inwestycje w elektrownię wiatrową*. Brzezia Łąka k. Wrocławia: Poligraf.
- Lorenc, H. (1996). *Struktura i zasoby energetyczne wiatru w Polsce*. Warszawa: IMiGW.
- Measuring Network of Wind Energy Institutes. (2009). *Measuring Network of Wind Energy Institutes* Pobrano z lokalizacji: http://www.measnet.com/wp-content/uploads/2012/04/measnet_siteassessment_v1-0.pdf.
- Nering, K. (2009). SRTM – Technologia obrazowania powierzchni Ziemi. *Czasopismo Techniczne, Środowisko*, 106, 1, 1-Ś, 101-105.
- Nielsen, P. (2012). *WindPRO 2.8 User Guide*. Aalborg: EMD International A/S.
- Tytko, R. (2010). *Odnawialne źródła energii*. Warszawa: OWG.
- Urząd Regulacji Energetyki (2015). *Potencjał krajowy OZE w liczbach*. Pobrano z lokalizacji: <http://www.ure.gov.pl/download/1/7489/daneozemocwww.pdf>.

Streszczenie

Analiza warunków wiatrowych na przykładzie masztu pomiarowego Grapice (województwo pomorskie). Badania wiatru wykonano przy użyciu masztu pomiarowego o wysokości 100 m usytuowanego na terenie gminy Potęgowo (woj. pomorskie). Została przeprowadzona analiza wietrzności na podstawie danych wiatrowych pochodzących z masztu pomiarowego. Określono i scharakteryzowano orografię i szorstkość terenu wokół masztu pomiarowego. Analiza i obliczenia zostały wykonane w oprogramowaniu dla energetyki wiatrowej WindPRO. Wyniki analizy wskazują na poprawnie wykonane pomiary wiatru oraz przydatność lokalizacji pod budowę farm wiatrowych.

Summary

Analysis of wind conditions based on Grapice measuring mast (Pomorskie Province). The study was performed using a wind measurement mast with a height of 100 m located in the municipality of Potęgowo (Pomorskie Province). Wind analysis was conducted based on data from the wind measurement mast. Defined and characterized orography and roughness of the terrain around measurement mast. Analysis and calculations were made in the wind energy software Windpro. Results of the analysis indicate a properly made measurements of wind and suitability of locations for the construction of wind farms.

Author's address:

Piotr Gnyp
Politechnika Śląska
Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki
ul. Stanisława Konarskiego 18, 44-100 Gliwice
Poland
e-mail: piotr@gnyp.pl