

DOI: 10.5604/01.3001.0012.5293

DWA RÓWNOLEGLÉ POMIARY WIETRZNOŚCI JAKO DOKŁADNA OCENA LOKALNYCH ZASOBÓW ENERGII WIATRU

Piotr Gnyp

Politechnika Śląska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki

Streszczenie. Pomiarzy wietrzności przeprowadzono przy użyciu dwóch masztów pomiarowych oddalonych od siebie o 17,6 km. Wyznaczono dwa numeryczne modele terenu – numeryczny model wysokościowy terenu oraz numeryczny model szorstkości terenu. Podczas analizy danych pomiarowych zauważono znaczące różnice w mierzonej prędkości wiatru pomiędzy masztami pomiarowymi. Dodatkowy pomiar wietrzności może okazać się niezbędny dla uzyskania pełnej informacji o charakterze wietrzności dla danej lokalizacji.

Słowa kluczowe: pomiar wietrzności, numeryczny model wysokościowy terenu, numeryczny model szorstkości terenu, systemy informacji geograficznej

TWO PARALLEL WIND MEASUREMENTS AS AN ACCURATE ASSESSMENT OF LOCAL WIND ENERGY RESOURCES

Abstract. The wind measurements were made using two measuring masts spaced 17.6 km apart. Two numerical terrain models were identified - the numerical terrain model and the numerical roughness model. During measurement data analysis significant differences in measured wind speed between measuring masts were noted. Additional wind measurements may be necessary to obtain complete wind quality information for the location.

Keywords: wind measurement, digital elevation model, surface roughness, geographic information systems

Wstęp

Obecnie, aby przeprowadzić proces inwestycyjny mający na celu wybudowanie farmy wiatrowej, niezbędne jest przeprowadzenie lokalnych pomiarów wietrzności. Pomiar wietrzności powinien trwać minimum rok, aby uchwycić jego sezonową zmienność. W miesiącach letnich występują niższe wartości prędkości wiatru ze względu na okres wegetacyjny roślin. Na niższe prędkości wiatru ma wpływ zwiększona szorstkość terenu spowodowana rozwojem roślinności. Na zmianę prędkości wiatru poza rozwojem roślinności mają wpływ ukształtowanie i pokrycie terenu [5, 9].

Aby poznać rzeczywiste warunki wiatrowe, należy sprawdzić nie tylko ich sezonową zmienność ale zróżnicowanie rozkładu wiatru spowodowane charakterystyką terenu. W celu dokładnej oceny warunków wietrzności, jeden maszt pomiarowy może stać się niewystarczający i należy przeprowadzić dodatkowy, jednoczesny pomiar wietrzności. Takie podejście pozwoli poznać zmiany w prędkości i kierunku wiatru spowodowane zmianami orografii i szorstkości terenu [2].

Analizowana lokalizacja i miejsce przeprowadzenia badań znajdowało się w pasie nadmorskim (okolice Słupska). W tych rejonach odnotowuje się najwyższe średnioroczne prędkości wiatru. Analiza danych pomiarowych została wykonana w oprogramowaniu dla energetyki wiatrowej WindPRO, natomiast analiza ukształtowania i pokrycia terenu w oprogramowaniu GIS – Global Mapper [3, 7].

1. Aparatura pomiarowa

Pomiar wietrzności został przeprowadzony przy użyciu dwóch masztów pomiarowych zlokalizowanych w województwie pomorskim (okolice Słupska). Każdy z masztów miał wysokość 100 m i zbierał dane w okresie:

- Maszt pomiarowy M1 – (15.03.2011 – 30.06.2014),
- Maszt pomiarowy M2 – (15.03.2011 – 30.06.2014).

Dane pomiarowe zostały rejestrowane przy użyciu aparatury pomiarowej na którą składały się anemometry, wiatrowskazy oraz urządzenie rejestrujące wyposażone w moduł GSM do transmisji danych. W tabeli 1 zestawiono dane dotyczące lokalizacji masztów pomiarowych M1 i M2, natomiast w tabeli 2 ich konfigurację. Rysunek 1 ilustruje położenie masztów pomiarowych M1 i M2 na tle województwa pomorskiego. Rysunki 2 i 3 przedstawiają szczegółowe położenie masztów pomiarowych na tle map lotniczych [16].

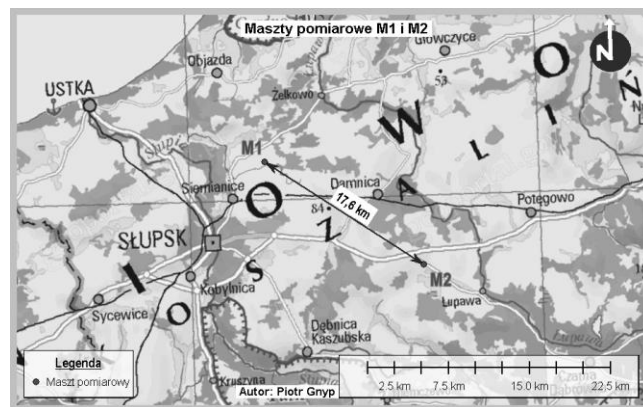
Konfiguracja masztów pomiarowych została dobrana zgodnie z zaleceniami organizacji Measnet. Wszystkie czujniki rejestrujące cechowały się wysoką dokładnością, zostały poddane kalibracji przed i po zakończonym okresie pomiarowym. Do rejestrowania prędkości wiatru wybrano wysokiej klasy anemometry Thies First Class Advanced, zgodne z normą PN-EN 61400-12-1. Zakres pomiaru anemometrów Thies First Class Advanced to przedział 0,3–75 m/s przy liniowości pomiaru wynoszącym $r = 0,999$ (w przedziale 4–20 m/s) [10, 11, 14].

Tabela 1. Dane dotyczące lokalizacji masztów pomiarowych M1 i M2

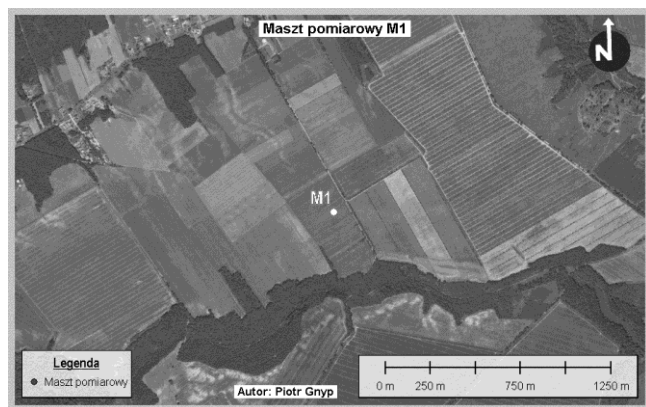
Maszt pomiarowy	M1	M2
Województwo	pomorskie	
Powiat	Słupsk	
Gmina	Słupsk	
Współrzędne lokalizacji	17° 06' 27,20" E 54° 31' 56,00" N	17° 19' 50,60" E 54° 26' 34,40" N
Wysokość lokalizacji	68 m n. p. m.	76 m n. p. m.

Tabela 2. Dane dotyczące konfiguracji masztów pomiarowych M1 i M2

Maszt pomiarowy	M1	M2
Województwo	Wysokość instalacji [m]	
Anemometr 1	100,0	100,0
Anemometr 2	98,5	98,5
Anemometr 3	74,0	74,0
Anemometr 4	40,0	40,0
Wiatrowskaz 1	98,5	98,5
Wiatrowskaz 2	40,0	40,0



Rys. 1. Położenie masztów pomiarowych M1 i M2 na tle województwa pomorskiego



Rys. 2. Szczegółowe położenie maszty pomiarowego M1



Rys. 3. Szczegółowe położenie maszty pomiarowego M2

Do pomiaru kierunku wiatru zastosowano potencjometryczny wiatrowskaz Thies Compact o zakresie pomiaru 0–360°. Rozdzielczość pomiaru wynosi 0,5° przy dokładności 2° [12].

Do rejestrowania danych pomiarowych wybrano urządzenie rejestrujące Ammonit Meteo-32, charakteryzujące się możliwością podłączenia do 10 czujników pomiarowych. Rejestrator Ammonit Meteo-32 posiada możliwość rejestrowania danych na karcie pamięci oraz możliwość podłączenia modułu GSM do transmisji danych [13].

Rysunki 4 i 5 ilustrują zastosowane czujniki pomiarowe a rysunek 6 – urządzenie rejestrujące Ammonit Meteo-32.



Rys. 4. Anemometr Thies First Class Advanced [11]



Rys. 5. Wiatrowskaz Thies Compact [12]



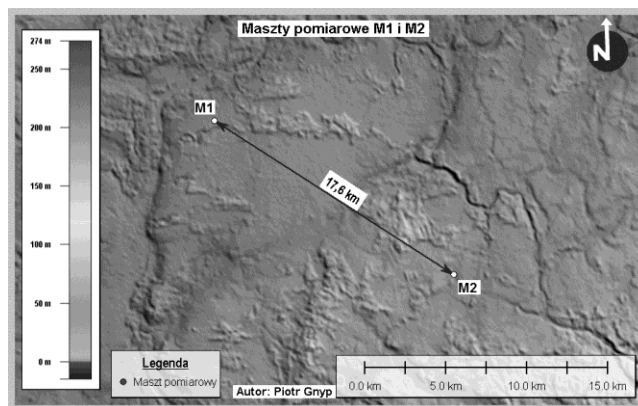
Rys. 6. Urządzenie rejestrujące Ammonit Meteo-32 [13]

2. Charakterystyka terenu

Teren wokół masztów pomiarowych można zakwalifikować jako równinny, w większości uprawiany rolniczo z dużymi zwartymi kompleksami leśnymi. Brak jest wysokich obiektów, które można by zakwalifikować jako przeszkody terenowe zaburzające w sposób istotny przepływającą masę powietrza. Dla analizowanego obszaru określono dwa numeryczne modele terenu – numeryczny model wysokościowy terenu oraz numeryczny model szorstkości terenu. Modele zostały wykonane w oprogramowaniu GIS – Global Mapper.

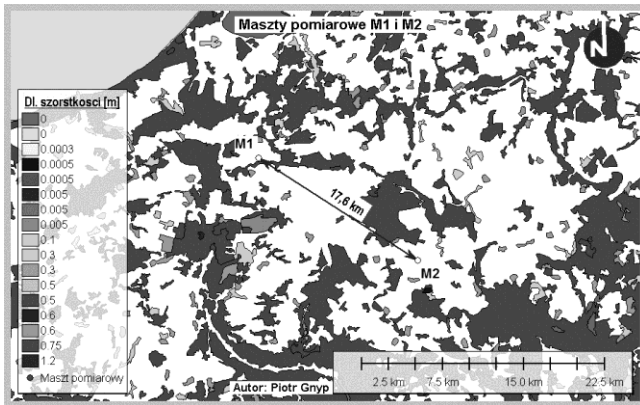
Numeryczny model wysokościowy terenu został wykonany na podstawie danych SRTM-3 (Shuttle Radar Topography Mission). Dane Shuttle Radar Topography Mission pochodzą z misji przeprowadzonej przez Narodową Agencję Aeronautyki i Przestrzeni Kosmicznej Stanów Zjednoczonych (NASA), której celem było zebranie danych do opracowania globalnego numerycznego modelu terenu. Dane zostały zebrane metodą interferometrii radarowej z poziomu promu kosmicznego Endeavour. Dla obszaru odpowiadającego położeniu Polski, dane SRTM-3 cechują się rozdzielczością wynoszącą 60 m × 90 m [4].

Surowe dane SRTM-3 pozyskane z serwerów NASA zostały poddane analizie w oprogramowaniu GIS – Global Mapper. Zasięg użytego modelu obejmował swoim zasięgiem obszar 625 km². Rysunek 7 przedstawia próbkę numerycznego modelu wysokościowego terenu [4, 17].



Rys. 7. Próbkę numerycznego modelu wysokościowego terenu

Numeryczny model szorstkości terenu opracowano na podstawie danych dotyczących pokrycia terenu pozyskanych z serwerów Europejskiej Agencji Ochrony Środowiska (EEA). Europejska Agencja Ochrony Środowiska publikuje dane dotyczące pokrycia terenu pod nazwą Corine Land Cover. Dane Corine Land Cover dotyczą zmian w pokryciu terenu w latach 2006–2012. Do wygenerowania numerycznego modelu szorstkości terenu wykorzystano dane z 2012 roku. Analiza szorstkości terenu została wykonana w oprogramowaniu GIS – Global Mapper. Odpowiednim obszarom zostały przyporządkowane wartości odpowiadające długości szorstkości. Rozdzielczość modelu to 100 m × 100 m. Całkowity zasięg numerycznego modelu szorstkości terenu obejmował swoim zasięgiem obszar 3025 km². Rysunek 8 przedstawia próbkę numerycznego modelu szorstkości terenu [1, 18].



Rys. 8. Próbkę numerycznego modelu szorstkości terenu

3. Metodologia obliczeń

Do poznania parametrów charakteryzujących wiatr, niezbędne jest zastosowanie metod statystycznych. Do statystycznej metody opisu wiatru stosuje się rozkład Weibulla, który przedstawia prawdopodobieństwo wystąpienia danej prędkości wiatru. Rozkład Weibulla jest funkcją, którą cechują dwa parametry, parametr kształtu (k) oraz parametr skali (A). Rozkład Weibulla zapisuje się przy pomocy równania [2, 8]:

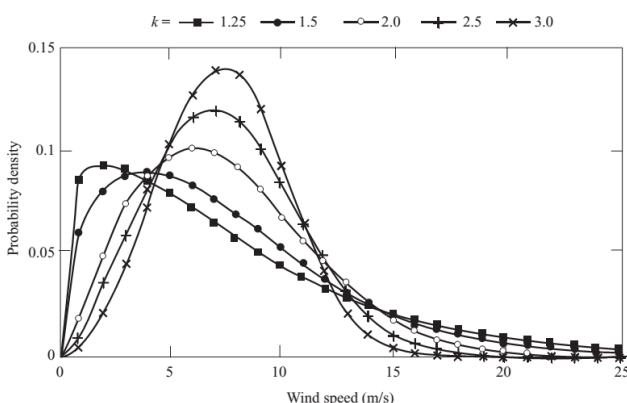
$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right) \quad (1)$$

gdzie: $f(v)$ – gęstość prawdopodobieństwa wystąpienia wiatru o wartości prędkości v , k – parametr kształtu, A – parametr skali.

Parametr k określa kształt rozkładu Weibulla. Niskie wartości parametru k charakteryzują miejsca o dużej zmienności warunków wiatrowych (przeważnie są wartości mieszczące się w przedziale 1,0–1,5). Wyższe wartości parametru k wskazują na lokalizacje cechujące się stabilnością warunków wiatrowych. Wysokie wartości parametru k (2,5–3,0) określają lokalizacje o najlepszych walorach do lokalizowania siłowni wiatrowych [2, 8]. Na rysunku 9 przedstawiono przykłady rozkładu Weibulla dla różnych wartości parametru k . Skumulowany rozkład Weibulla wyraża się poprzez poniższy wzór [2]:

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

gdzie: $F(v)$ – prawdopodobieństwo wystąpienia prędkości wiatru o wartości v , k – parametr kształtu, A – parametr skali.



Rys. 9. Przykłady rozkładu Weibulla dla różnych wartości parametru k [8]

Bardzo ważnym parametrem charakteryzującym wiatr jest jego profil obrazujący zmiany prędkości wraz ze zmianą wysokości. Dzięki zastosowaniu anemometrów zainstalowanych na różnych wysokościach masztu pomiarowego można wyznaczyć jego oczekiwany przebieg. Przebieg profilu wiatru jest silnie determinowany przez ukształtowanie i pokrycie terenu. Wysokie wartości szorstkości terenu powodują szybsze wyhamowywanie i spiętrzenie napływającej masy powietrza.

Profil wiatru można wyznaczyć przy użyciu równania [6]:

$$\frac{v_1(z_1)}{v_2(z_2)} = \left(\frac{\ln z_1 - \ln z_0}{\ln z_2 - \ln z_0}\right) \quad (3)$$

gdzie: v_1 – zmierzona prędkość wiatru, v_2 – prędkość wiatru w osi siłowni wiatrowej, z_1 – wysokość wykonania pomiaru, z_2 – wysokość do osi siłowni wiatrowej, z_0 – parametr określający szorstkość terenu.

4. Wyniki badań

Podczas analizy danych o wietrzności pochodzących z masztów pomiarowych M1 i M2 wyznaczono główne parametry rozkładu wiatru. Wyznaczono średnioroczne i średniomiesięczne prędkości wiatru oraz średnią prędkość wiatru z całego okresu pomiarowego. Wyznaczono parametry rozkładu Weibulla (parametr k oraz A) oraz profile wiatru. Rysunek 10 przedstawia próbkę danych z masztów pomiarowych M1 i M2. W tabelach 3 i 4 zestawiono rozkłady prędkości wiatru dla masztów pomiarowych M1 i M2 dla wysokości 100 m. Rozkład parametrów Weibulla dla masztów pomiarowych M1 i M2 przedstawiono w tabelach 5 i 6. Rysunek 11 ilustruje obliczone profile wiatru dla masztów pomiarowych M1 i M2.



Rys. 10. Próbkę danych z masztów pomiarowych M1 i M2

Tabela 3. Rozkład prędkości wiatru dla masztu pomiarowego M1 dla wys. 100 m

Miesiąc	Maszt pomiarowy M1			
	2011	2012	2013	2014
	Prędkość wiatru v [m/s]			
Styczeń	-	8,54	6,92	8,65
Luty	-	7,73	5,82	8,24
Marzec	7,58	7,52	6,76	7,36
Kwiecień	7,57	6,72	6,88	6,53
Maj	6,70	6,84	5,91	6,61
Czerwiec	6,46	6,38	5,64	5,76
Lipiec	5,67	5,89	5,82	-
Sierpień	7,13	5,90	5,97	-
Wrzesień	7,50	7,44	6,29	-
Październik	7,73	7,17	7,37	-
Listopad	7,38	7,47	7,33	-
Grudzień	9,35	7,41	8,91	-
$v_{\text{średni}}$	7,31	7,08	6,64	7,19
$v_{\text{średni okres}}$	7,05			

Tabela 4. Rozkład prędkości wiatru dla masztu pomiarowego M2 dla wys. 100 m

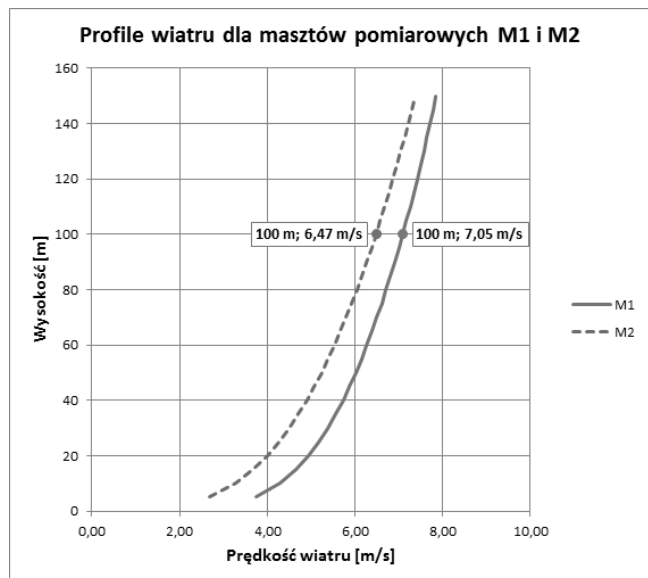
Miesiąc	Maszt pomiarowy M2			
	2011	2012	2013	2014
	Prędkość wiatru v [m/s]			
Styczeń	-	7,48	6,49	7,59
Luty	-	7,18	5,50	7,07
Marzec	7,26	7,16	6,50	6,87
Kwiecień	7,02	6,29	6,35	5,92
Maj	6,13	6,32	5,47	6,25
Czerwiec	6,06	5,91	5,33	5,41
Lipiec	5,39	5,42	5,54	-
Sierpień	6,39	5,45	5,46	-
Wrzesień	6,72	6,74	5,75	-
Październik	6,96	6,49	6,63	-
Listopad	6,35	6,63	6,79	-
Grudzień	8,72	7,02	8,11	-
$v_{\text{średni}}$	6,70	6,51	6,16	6,52
$v_{\text{średni okres}}$	6,47			

Tabela 5. Parametry rozkładu wiatru dla masztu pomiarowego M1 na wys. 100 m

Kierunek	Parametr A [-]	Parametr k [-]	Śr. prędkość wiatru [m/s]	Częstotliwość występowania [%]
N	5,93	2,033	5,25	5,1
NNE	6,28	2,774	5,59	5,6
ENE	6,76	2,716	6,01	6,0
E	7,25	3,052	6,48	5,3
ESE	8,26	3,334	7,41	6,3
SSE	8,58	3,980	7,78	9,4
S	8,28	3,848	7,49	9,3
SSW	8,18	3,743	7,38	10,4
WSW	8,64	3,250	7,75	14,9
W	9,13	2,281	8,09	15,8
WNW	7,04	1,819	6,26	7,1
NNW	6,12	2,006	5,43	4,8
Średnia	7,98	2,620	7,09	100,0

Tabela 6. Parametry rozkładu wiatru dla masztu pomiarowego M2 na wys. 100 m

Kierunek	Parametr A [-]	Parametr k [-]	Śr. prędkość wiatru [m/s]	Częstotliwość występowania [%]
N	6,13	2,539	5,44	5,2
NNE	6,19	2,616	5,50	5,5
ENE	6,39	2,950	5,70	6,4
E	6,45	2,884	5,75	4,9
ESE	6,64	3,052	5,94	5,7
SSE	6,90	3,348	6,19	9,1
S	7,24	3,209	6,49	10,9
SSW	7,60	3,372	6,82	10,7
WSW	7,98	2,947	7,12	15,0
W	8,54	2,176	7,56	15,4
WNW	7,06	1,925	6,26	7,0
NNW	6,41	2,436	5,69	4,6
Średnia	7,30	2,548	6,48	100,0



Rys. 11. Obliczone profile wiatru dla masztów pomiarowych M1 i M2

5. Podsumowanie

W wyniku przeprowadzonej analizy zauważono, że mimo małej odległości pomiędzy masztami pomiarowymi M1 i M2, wynoszącej 17,6 km, prędkości wiatru były zauważalnie różne. Różnica w zmierzonej prędkości wiatru, z całego okresu pomiarowego, na wysokości 100 m wyniosła 0,58 m/s.

Odznaczając tą wartość do przebiegu krzywej mocy siłowni wiatrowej, prognozowana produktywność energetyczna może znacząco się różnić. Zakładając, że przy średniorocznej prędkości wiatru na poziomie 7,05 m/s (warunki dla masztu pomiarowego M1) i gęstości powietrza 1,225 kg/m³ siłownia wiatrowa Vestas V100 o mocy nominalnej generatora 1,8 MW jest w stanie wygenerować 6563 MWh rocznie, natomiast dla średniorocznej

prędkości wiatru wynoszącej 6,47 m/s (warunki dla masztu pomiarowego M2) siłownia ta wygeneruje 4891 MWh rocznie.

Różnica w prędkości wiatru o 0,58 m/s oznaczać będzie zmianę w wytwarzaniu energii elektrycznej na poziomie 1582 MWh/rok (24,1%) [15].

Średni kierunek wiatru był porównywalny, nie odnotowano znaczących odchyleń. Dla masztu pomiarowego M1 średni kierunek wiatru z całego okresu pomiarowego wynosił 228,1°, dla masztu M2 wyniósł 226,1°. Różnica w zmierzonym kierunku wiatru na wysokości 100 m pomiędzy masztami M1 i M2 wyniosła 2°.

Eksperyment mający na celu wykazanie różnic w charakterze wietrzności dla dwóch bliskich lokalizacji pokazał, że ukształtowanie i pokrycie terenu mają wpływ na przepływającą masę powietrza. Niewielkie różnice w zmierzonej prędkości wiatru mogą mieć istotny wpływ na planowaną produktywność energetyczną projektowanej farmy wiatrowej.

Przed podjęciem decyzji o wykonaniu pomiarów wietrzności dla danej lokalizacji należy przeanalizować ukształtowanie i pokrycie terenu. Dla zróżnicowanych obszarów okazać się może, że dodatkowy pomiar wietrzności będzie niezbędny dla wykonania prawidłowej prognozy, gwarantującej efektywniejsze wykorzystanie zasobów wiatru.

Literatura

- [1] Bossard, M., Feranec, J. i Otahel, J.: CORINE land cover technical guide – Addendum 2000. EEA, Copenhagen 2000.
- [2] Gny, P.: Analiza warunków wiatrowych na przykładzie masztu pomiarowego Grapice (województwo pomorskie). Przegląd Naukowy – Inżynieria i Kształtowanie Środowiska, 2015/Vol. 24, 391-399.
- [3] Lorenc, H. Struktura i zasoby energetyczne wiatru w Polsce. IMiGW, Warszawa 1996.
- [4] Karwel, A.: Ocena dokładności modelu SRTM na obszarze Polski. Archiwum Fotogrametrii, Kartografii i Teledetekcji, 2006/Vol. 16, 289-291.
- [5] Kowalczyk, E. i Kowalczyk, R.: Inwestując w elektrownię wiatrową. Poligraf, Brzeźnia Łąka k. Wrocławia 2009.
- [6] Majewski, G., Nasilkowska, B.: Energia wiatru – ocena zasobów i problemy inwestycji w odnawialne źródła energii na przykładzie gminy Latowicz (woj. mazowieckie). Przegląd Naukowy – Inżynieria i Kształtowanie Środowiska, 2011/Vol. 20, 61-71.
- [7] Nielsen, P.: WindPRO 2.8 User Guide. EMD International A/S, Aalborg 2012.
- [8] Tony Burton, T., David Sharpe, D., Nick Jenkins, N. i Ervin Bossanyi, E.: Wind Energy Handbook. John Wiley & Sons, West Sussex 2001.
- [9] Tytko, R.: Odnawialne źródła energii. OWG, Warszawa 2010.
- [10] PN-EN 61400-12-1:2006:2006-07-26. Turbospoły wiatrowe -- Część 12-1: Pomiary własności energetycznych wiatrowych turbospołów prądotwórczych.
- [11] www.ammonit.com/images/stories/download-pdfs/datasheets/anemometers/anemometer_thiesfirstclassadvanced_s11100-h.pdf [09.05.2017]
- [12] www.ammonit.com/images/stories/download-pdfs/datenblaetter/01_datenlogger/en_ds_datlogger_meteo-32.pdf [09.05.2017]
- [13] www.ammonit.com/images/stories/download-pdfs/datasheets/windvanes/windvane_thiescompactpotplug_s22200-s22200h.pdf [09.05.2017]
- [14] www.measnet.com/wp-content/uploads/2016/05/measnet_siteassessment_v2.0.pdf [18.11.2016]
- [15] www.vestas.com/en/system/links/media-links/product-media/brochures/uk/2mw-product-brochure [06.10.2015]
- [16] www.geoportal.gov.pl/ [15.04.2017]
- [17] dds.cr.usgs.gov/srtm/version2_1/SRTM3/Eurasia/ [27.04.2017]
- [18] land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover/clc-2012 [27.04.2017]

Mgr inż. Piotr Gny

e-mail: piotr.gny@hotmail.com

Doktorant na Wydziale Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej. Absolwent Wydziału Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska Politechniki Łódzkiej. Od 2009 roku związany zawodowo z branżą energetyczną, w szczególności przy projektowaniu, zarządzaniu i rozliczaniu inwestycji w obszarze odnawialnych źródeł energii.

Zrealizowane projekty w obszarze energetyki wiatrowej na łączną moc zainstalowaną wynoszącą około 200 MW.



otrzymano/received: 20.10.2017

przyjęto do druku/accepted: 15.09.2018