



Określenie zasobów energii wiatru w Polsce z wykorzystaniem rezultatów numerycznych modeli meteorologicznych

Determination of wind-energy resources in Poland using the results of numerical meteorological models

Andrzej Mazur 

Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Podleśna 61, 01-673 Warszawa
andrzej.mazur@imgw.pl

Zarys treści. W artykule przedstawiono porównanie wyników obliczeń zasobów energii wiatru na podstawie pomiarów na stacjach meteorologicznych oraz wyników modelu meteorologicznego COSMO w trzech podstawowych rozdzielczościach za lata 2011- 2019. Stwierdzono, że wykorzystanie zarchiwizowanych wyników analiz modeli meteorologicznych, w tym zwłaszcza pracujących w dużej rozdzielczości przestrzennej, pozwala na ocenę zasobów energii analogicznie, jak wykorzystywane do tego celu rezultaty pomiarów na stacjach meteorologicznych. Na potrzeby inwestycyjne zaproponowano obliczenia zasobów energii wiatru na większych wysokościach, tak, aby wyniki można było zastosować także do turbin wiatrowych o dużych wysokościach – i większej mocy.

Słowa kluczowe: energia wiatru, model meteorologiczny, rozdzielczość siatki obliczeniowej, profil prędkości wiatru.

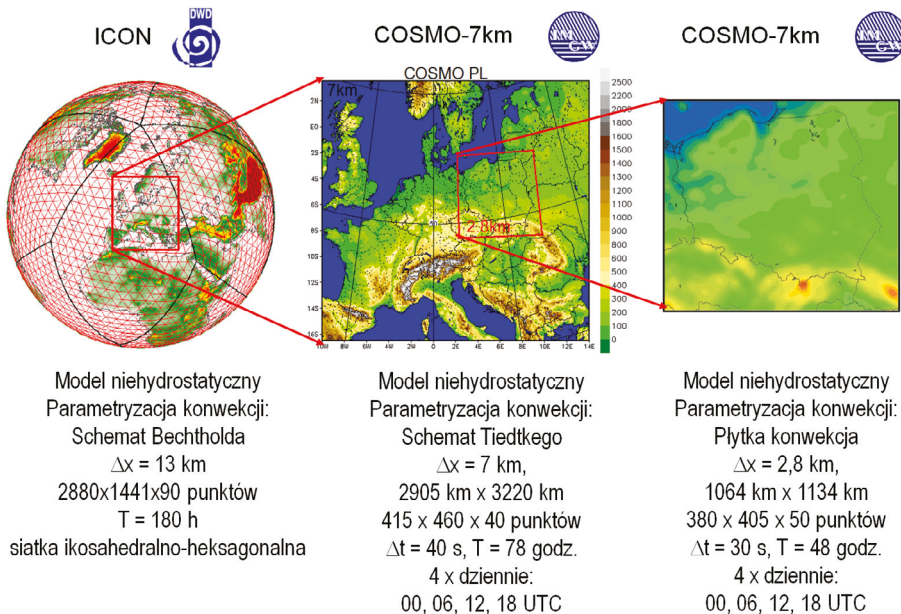
Keywords: *wind energy, meteorological model, computational grid resolution, wind-speed profile.*

Wstęp

Jeszcze do niedawna podstawową metodą określania zasobów energii wiatru na wybranym obszarze była analiza statystyczna na podstawie obserwacji wykonywanych na meteorologicznych stacjach pomiarowych. Przykłady takich analiz można znaleźć w pracach Lorenc (1996), Rehmana (2004) czy Omera (2008). Jednakże już wówczas, to znaczy do początku bieżącego wieku, stwierdzano konieczność pozyskania danych z jak największej liczby punktów obserwacyjnych (meteorologicznych stacji pomiarowych), co nie zawsze było możliwe. Wynikało to przede wszystkim z niewystarczającej liczby tychże stacji i konieczności przyjmowania założenia o obszarze reprezentatywności pomiarów, jak również z problemów z homogenicznością (jednorodnością) – długie serie niezmiennie wykazują niespójności i niejednorodności, spowodowane różnymi przyczynami (zob. Hall, 2003). Od kiedy do powszechnego użycia weszły numeryczne modele meteorologiczne, w tym wysokiej rozdzielczości, taką analizę można wykonać na ciągach danych uzyskanych z analiz i re-analiz wykonanych za pomocą modelu numerycznego pogody – w odpowiednich rozdzielczościach, traktując każdy węzeł siatki domeny obliczeniowej modelu jako analog stacji pomiarowej (zob. np. Hahmann et al., 2020).

W roku 2002 w Instytucie Meteorologii i Gospodarki Wodnej – Państwowym Instytucie Badawczym uruchomiono operacyjnie model meteorologiczny COSMO, za pomocą którego realizowane są prognozy i analizy pogody w domenach obliczeniowych o trzech rozdzielczościach przestrzennych (14, 7 i 2,8 km). W podstawowej konfiguracji model ten działa w trybie deterministycznym przy użyciu warunków początkowych i brzegowych z globalnego modelu ICON (Zängl et al., 2015). Niehydrostatyczny model ICON jest uruchamiany w Deutscher Wetterdienst, z wykorzystaniem siatki sześciokątno-dwudziestościennej (ikosaedryczno-heksagonalnej), o rozdzielczości przestrzennej w Europie wynoszącej 13 km i horyzoncie czasowym 120 godzin, cztery razy dziennie. Model ICON generuje zestaw danych wejściowych – warunków brzegowych i początkowych – dla modelu mezoskalowego COSMO z podstawową rozdzielczością przestrzenną 7 km, domeną obejmującą Europę Środkową i z horyzontem czasowym obliczeń 78 godzin. Następnie model COSMO o rozdzielczości poziomej 7 km (COSMO-7 km) wykorzystuje warunki początkowe i brzegowe wraz z asymilacją najnowszego zestawu danych meteorologicznych uzyskanych z sieci GTS/WMO. Ostatecznie wyniki prognoz z modelu COSMO-7 km są wykorzystywane jako warunki początkowe i brzegowe dla zagnieżdżonej instancji modelu COSMO o wyższej rozdzielczości 2,8 km – czyli w skali konwekcyjnej (*convection-permitting scale*) – i prognozach 48-godzinnych. Ze względów historycznych utrzymywana jest również realizacja modelu w rozdzielczości 14 km, jednak podstawowa siatka obliczeniowa ma rozdzielczość 7 km.

Operacyjnie model w rozdzielczości 2,8 km uruchamiany jest cztery razy dziennie, z horyzontem czasowym prognozy do 48 godzin. Wyniki wszystkich realizacji modelu



Ryc. 1. Zestawienie konfiguracji modeli ICON i COSMO w operacyjnym systemie przygotowywania prognoz numerycznych (por. objaśnienia w tekście)
Compilation of configurations of ICON and COSMO models in the operating system for the preparation of numerical forecasts (cf. explanations in text)

(we wszystkich rozdzielczościach) są archiwizowane. Na rycinie 1 pokazany jest schemat systemu do przygotowania prognoz numerycznych. Szczegółowy opis można znaleźć np. w pracy (Duniec et al., 2017).

Celem pracy było, po pierwsze, porównanie wyników obliczeń zasobów energii wiatru, uzyskanych na podstawie pomiarów na stacjach oraz analiz będących rezultatami działania meteorologicznych modeli numerycznych, pracujących w różnych skalach przestrzennych. Wynikiem takiego porównania – dla standardowej wysokości 10 m nad poziomem gruntu (ta wysokość została przyjęta zarówno do zastosowań technicznych, jak i poznawczych) – było określenie, na ile wartości średniej prędkości wiatru i zasobów energii wiatru w wyniku zastosowania danych z modeli numerycznych różnią się od rezultatów uzyskanych na bazie danych pomiarowych. Po drugie, odpowiedź na pytanie, czy uzasadnione jest wykorzystanie produktów modelu w jak największej rozdzielczości – nawet kosztem wydłużonego czasu obliczeń, zwiększonej objętości danych wynikowych etc. – w celu polepszenia jakości rezultatów (względem tych obliczonych na podstawie pomiarów)? W końcowym etapie wykonano obliczenia zasobów energii wiatru na większych wysokościach, w celu sprawdzenia możliwości użycia takich danych również w przypadku analiz prowadzonych dla wyższych i bardziej wydajnych w sensie generowanej mocy siłowni wiatrowych.

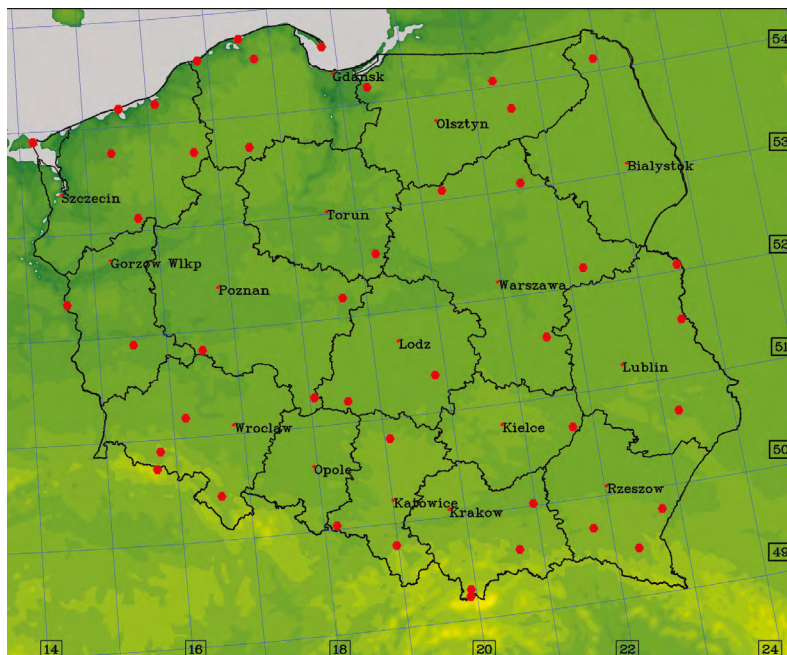
Materiały i metody

Źródła danych

Dane pomiarowe (prędkość i kierunek wiatru) ze stacji synoptycznych dla okresu 2011-2019, zostały pobrane z bazy danych IMGW-PIB i jakościowo zweryfikowane. Wyniki pomiarów w bazie są na bieżąco kontrolowane, więc na potrzeby niniejszego opracowania, weryfikacja ograniczyła się do sprawdzenia czy nie wystąpiły jakieś przekłamania wartości danych w trakcie pobierania ich z bazy.

Warto zwrócić uwagę, że w pracy nie uwzględniono stacji położonych w wyższych partiach gór i przedgórza, czyli na Kasprowym Wierchu, Śnieżce oraz w Zakopanem (ryc. 2). Dla celów porównawczych dane (prędkości wiatru, zasoby energii wiatru) uzyskane na stacjach pomiarowych zostały przeliczone do odpowiedniej siatki modelu z wykorzystaniem algorytmu interpolacji optymalnej (krigingu; zob. np. Papritz i Stein, 2002). Wyniki w formie tabelarycznej przedstawione zostały jedynie dla miast wojewódzkich, ponieważ: (1) w każdym z tych miast jest zlokalizowana stacja meteorologiczna SYNOP, (2) przy takim rozmieszczeniu stacji mogą one – do pewnego stopnia – być reprezentatywne dla województwa. Na północy kraju, na obszarach nizinnych i mało zróżnicowanych pod względem rzeźby terenu, zasięg reprezentatywności wyników na stacjach (czyli obszar, dla którego pomiary na stacjach są charakterystyczne) to nawet kilka tysięcy km². Z kolei na południu, w pasie przedgórzy, stacje w miastach wojewódzkich są rozmieszczone gęściej i leżą bliżej siebie, zatem również wyniki z nich mogą być uważane za reprezentatywne dla województwa. Jednakże, obliczenia i analizy wykonane były dla wszystkich stacji meteorologicznych.

Wyniki modelu COSMO w rozdzielczościach przestrzennych 14 i 7 km zostały przygotowane do obliczeń statystycznych dla standardowej wysokości 10 m nad poziomem gruntu (n.p.g.), natomiast w rozdzielczości przestrzennej 2,8 km – dla standardowej wysokości 10 m n.p.g. oraz dla wysokości 25, 50, 75 i 100 m n.p.g. W systemie prognoz numerycznych w IMGW-PIB dodatkowo, w trybie dziennym, weryfikowana jest tzw. sprawdzalność



Ryc. 2. Lokalizacja pomiarowych stacji meteorologicznych uwzględnionych w opracowaniu
Locations of the meteorological stations considered in the study

prognoz modelowych. Proces ten polega na określeniu, jaki procent prognoz modelu – w tym wypadku prognoz prędkości wiatru – pokrywa się z pomiarami na stacjach meteorologicznych. Zgodność między pomiarem a prognozą przyjmuje się wówczas, gdy prognoza danej wielkości (prędkości wiatru) znajduje się w zakresie określonym przez wynik pomiaru \pm założony margines błędów (np. 2 m/s). Wielkości sprawdzalności modelu oscylują w całym badanym okresie, dla wyników modelu we wszystkich rozdzielczościach, wokół wartości 90-98%.

Przetwarzanie danych

Ta część pracy składała się z trzech etapów. Pierwszy, to obliczenie średnich rocznych i sezonowych prędkości wiatru na wysokości 10 m n.p.g. w każdej rozdzielczości przestrzennej oraz dla każdej stacji pomiarowej. Przyjęto podział na sezon ciepły (od kwietnia do września) oraz sezon chłodny (od października do marca). Następnie wykonano obliczenia średnich rocznych i sezonowych wartości prawdopodobieństwa wystąpienia prędkości wiatru w każdej rozdzielczości przestrzennej oraz dla każdej stacji pomiarowej. Za Troen i Lundtang Petersen (1989) oraz WMO Technical Note 175 (1981), jak też Lorenc (1996), do obliczeń wartości tego prawdopodobieństwa przyjęty został dwuparametryczny rozkład Weibulla (zob. również Papoulis i Pillai, 2002), na podstawie wartości chwilowych (cogodzinnych) prędkości wiatru, zmierzonych na stacjach i obliczonych przez model meteorologiczny w każdej wyżej wspomnianej rozdzielczości przestrzennej. Funkcja gęstości prawdopodobieństwa ma postać zgodną z równaniem (1):

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

gdzie: v – prędkość wiatru, A i k – parametry skali i kształtu rozkładu Weibulla.

W pracy wykorzystana została (łatwiejsza do obliczeń) dystrybuanta rozkładu według równania (2):

$$P(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A} \right)^k} \quad (2)$$

Obliczenie współczynników A oraz k rozkładu Weibulla można wykonać z użyciem metody najmniejszych kwadratów, wykorzystując dystrybuantę rozkładu ze wzoru (2). Dwukrotne zlogarytmowanie stronami wzoru (2) pozwala na sprowadzenie dosyć skomplikowanej zależności ze wzoru (1) do znacznie prostszej, liniowej postaci (np. Lorenc, 1996). W ten sposób na podstawie uzyskanych parametrów rozkładu można obliczyć prawdopodobieństwo wystąpienia danej średniej prędkości wiatru.

Generalnie, średnia prędkość zawiera zbyt mało informacji o przydatności danej lokalizacji na cele pozyskiwania energii. Wynika to stąd, iż dla danej średniej prędkości wiatru rozkład prędkości może mieć różną postać – w rozkładzie występować może mniej lub więcej „użytecznych” prędkości wiatru, czyli tych, które mogą być przekształcone na energię wiatrową w turbinach wiatrowych. Dlatego też w ostatnim etapie obliczono potencjalne zasoby energii wiatru z wykorzystaniem wielkości opisanych powyżej. W tym celu przyjęto, że energię zasobów wiatru można obliczyć posługując się wzorem (zob. np. Michalak, 2009):

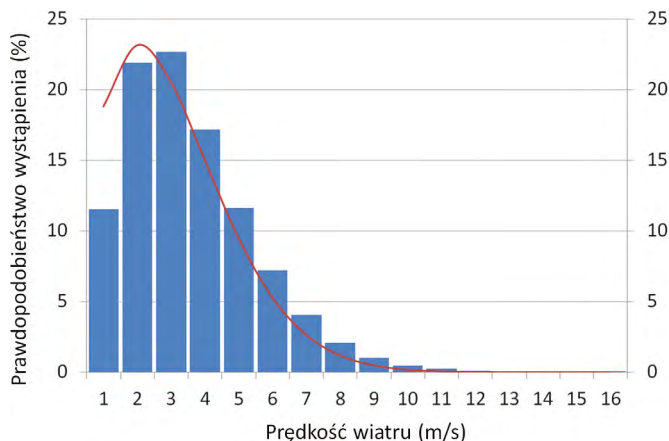
$$E = T \sum_i \frac{p_i \cdot \rho \cdot v_i^3}{2} \quad (3)$$

gdzie: p_i – prawdopodobieństwo wystąpienia średniej prędkości wiatru, v_i ; ρ – gęstość powietrza (w standardowych warunkach, przyjmowanych w aerostatyce i aerodynamice, czyli 15°C i 1013,25 hPa, gęstość powietrza $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$); T – czas generowania energii (rok, sezon); indeks i – średnia prędkość wiatru (m/s), zmienia się od wartości 0 (odpowiadającej ciszy) do 25.

Wartość E wyrażana jest w kWh/m² (kilowatogodzinach z jednostki powierzchni). Należy ją interpretować jako energię z jednego metra kwadratowego powierzchni określanej przez obracający się rotor siłowni wiatrowej – brutto, ponieważ konkretne wartości energii, którą można uzyskać, zależą również w istotny sposób od parametrów (efektywności) konkretnej siłowni.

Zasoby energii wiatru na wyższych poziomach

Wysokość 10 m n.p.g. jest podstawowym poziomem, uniwersalnym do zastosowań porównawczych (Lorenc, 1996). Jednakże przy produkcji energii wiatrowej prosta zależność określa, im większa jest powierzchnia określanej przez obracające się skrzydła rotora, tym większa jest energia uzyskana z siłowni. Dlatego też, we współczesnych turbinach wiatrowych długość łopat wirnika przekracza 80 m, co odpowiada powierzchni rotora ponad

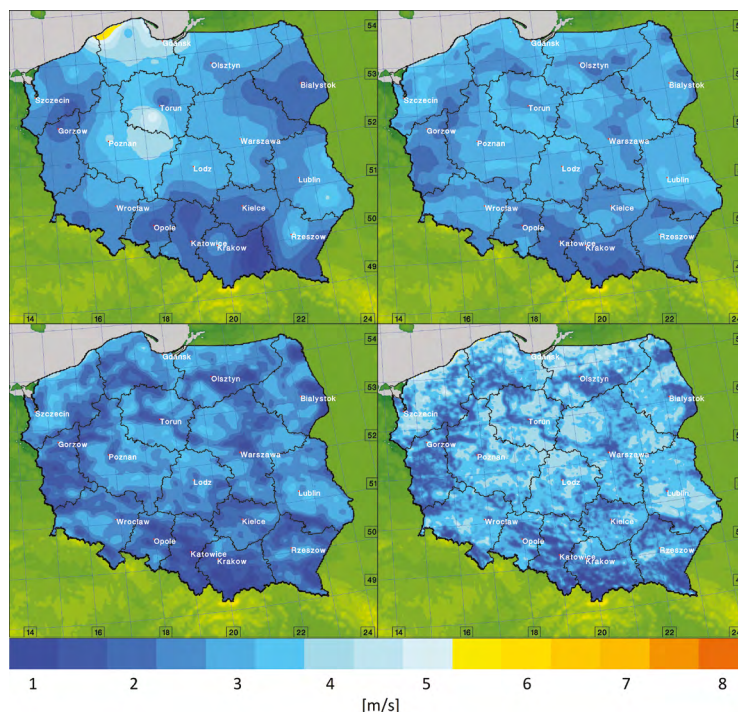


Ryc. 3. Przykładowy rozkład empiryczny prędkości wiatru wg pomiarów na stacji meteorologicznej Warszawa (lotnisko Chopina, kod WMO 12375, $\lambda=20^{\circ}58'01''E$ oraz $\phi=52^{\circ}10'01''N$) z dopasowanym rozkładem Weibulla. Dopasowany rozkład Weibulla – funkcja gęstości prawdopodobieństwa, czerwona krzywa – dopasowana do empirycznego rozkładu prędkości wiatru wg pomiarów (histogram wyników pomiarów – niebieskie kolumny)
An example of the empirical distribution of wind speed according to measurements at the Warsaw Meteorological Station (Chopin Airport, code WMO 12375, $\lambda=20^{\circ}58'01''E$ and $\phi = 52^{\circ}10'01''N$) with fitted Weibull distribution. Fitted Weibull distribution – probability density function, red curve – fitted to the empirical wind-speed distribution (histogram of measurement results – blue columns)

20 tys. m², a same siłownie mają wysokość – mierząc od poziomu gruntu do osi rotora – nawet ponad 150 m. W związku z tym prace obliczeniowe dotyczące zasobów energii wiatru w większych rozdzielczościach były wykonywane dla wyższych poziomów (zob. np. Archer i Jacobson, 2003, 2005). W niniejszej pracy w przypadku danych o rozdzielczości przestrzennej 2,8 km, wyżej wspomniane obliczenia zrealizowane zostały także dla wysokości 25 m, 50 m, 75 m i 100 m n.p.g. Do wykonania obliczeń klimatologicznych wybrano wspólny dla dostępnych danych okres 2011-2019.

Wyniki

W ocenie autora obliczenia modelowe odwzorowują rozkłady przestrzenne zmierzonych prędkości wiatru, które uzyskano poprzez interpolację wartości pomiarowych na stacjach meteorologicznych. Przykładowo, obliczenia modelowe wykazują obszar większych średnich prędkości wiatru w rejonie nadmorskim, jak również strefy niższych prędkości w województwach śląskim i małopolskim (ryc. 4). W obliczeniach modelowych, we wszystkich rozdzielczościach, można dostrzec strukturę przestrzenną, odpowiadającą większej prędkości wiatru na granicy województw wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego. Warto jednak podkreślić, że zwiększenie rozdzielczości z 14 do 7 km powoduje nawet – do pewnego stopnia – pogorszenie wyników. Średnia różnica między wynikami modelu a wartościami pomiarowymi wzrasta bowiem o około 15%. Dopiero przejście do rozdzielczości 2,8 km wraz ze zmianą niektórych parametryzacji w modelu (Duniec et al., 2017) pociąga za sobą poprawę wyników. W tym przypadku, średnia różnica między wynikami modelu a wartościami pomiarowymi zmniejsza się nawet do 30%. Jest to widoczne zarówno w sezonach



Ryc. 4. Średnie roczne prędkości wiatru na wysokości 10 m n.p.g. obliczone na podstawie danych pomiarowych na stacjach meteorologicznych (górny lewy panel), danych modelowych w rozdzielczości: 14 km (górny prawy panel), 7 km (dolny lewy panel) i 2,8 km (dolny prawy panel)
Average annual wind speed at a height of 10 m above ground level (agl.) calculated on the basis of measurement data at the meteorological stations (upper left panel), model data at resolutions of: 14 km (upper right panel), 7 km (lower left panel) and 2.8 km (lower right panel)

ciepłym i chłodnym, ale również w ciągu średniego roku (tab. 1). Ponieważ energia wiatru jest funkcją (rozkładu) prędkości, podobne wnioski można wyciągnąć właśnie dla energii wiatru (ryc. 5).

Na analogicznej sekwencji przedstawiono średnie zasoby energii wiatru na wysokości 10 m n.p.g. obliczone na podstawie danych pomiarowych na stacjach meteorologicznych, danych modelowych w rozdzielczości 14 km, 7 km oraz 2,8 km (ryc. 5).

Lorenc (1996) podaje, na podstawie badań z okresu 1966-1990, że rejony Polski, uprzywilejowane pod względem zasobów energii wiatru – czyli obszary, gdzie wartości energii przekraczają $750 \text{ kWh/m}^2/\text{rok}$, na wysokości 10 m n.p.g. – to przede wszystkim pas wybrzeża Bałtyku, Suwalszczyzna, Bieszczady, Beskid Śląski i Żywiecki oraz środkowa Wielkopolska i Mazowsze. Porównując te wyniki badań z analizowanym okresem możemy stwierdzić, że nastąpiło pewne przemieszczenie obszarów uprzywilejowanych energetycznie. Pas nadmorski dalej jest obszarem najkorzystniejszym z punktu widzenia inwestycji w energetykę wiatrową, ale środkowe i wschodnie Podkarpacie nie jest już tak korzystne, jak np. Przedgórze Sudeckie, podobnie Mazury i Suwalszczyzna w porównaniu do Warmii. Wreszcie obszar uprzywilejowany w centralnej Polsce przesunął się na północ, od Wielkopolski w stronę Kujaw i północnej części Mazowsza.

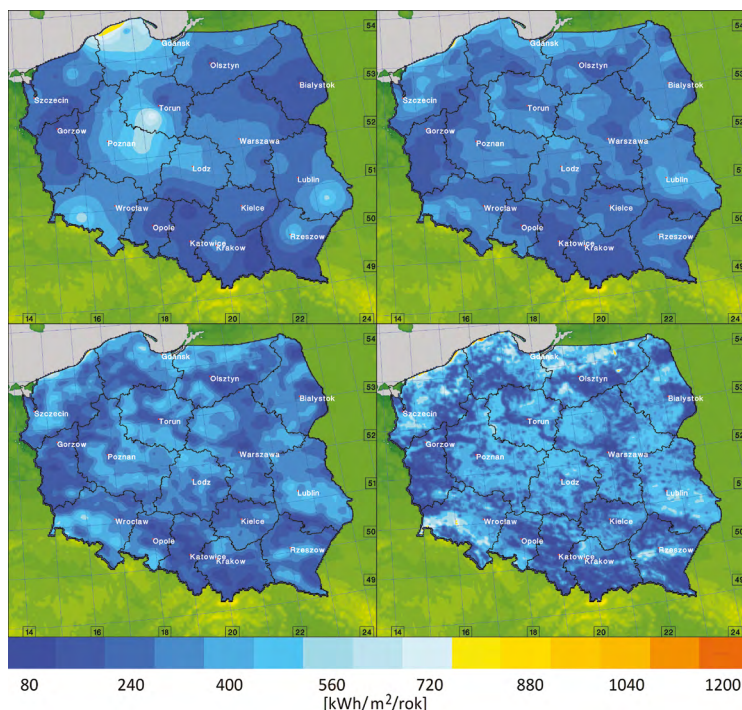
Tabela 1. Średnie roczne i sezonowe (półrocze ciepłe i półrocze chłodne) prędkości wiatru (m/s) na wysokości 10 m n.p.g. ze stacji meteorologicznych w miastach wojewódzkich (P) oraz wyliczone przez modele w rozdzielczościach od 14 do 2,8 km w lokalizacjach odpowiadających w/w stacjom (W)
Average annual and seasonal (warm and cold half-years) wind speed (m/s) at a height of 10 m agl. as measured at Meteorological Stations in voivodship cities (P), and calculated by models in resolutions from 14 to 2.8 km in locations corresponding to the above-mentioned stations (W)

Miasto	Rok				Półrocze ciepłe				Półrocze chłodne			
	P	W			P	W			P	W		
		14	7	2,8		14	7	2,8		14	7	2,8
Gdańsk	5	5	4	5	5	4	4	5	5	6	5	5
Szczecin	4	4	4	4	4	4	3	4	5	4	4	4
Warszawa	4	6	5	5	4	5	4	5	4	4	4	4
Poznań	4	4	4	4	4	3	3	4	4	4	4	5
Toruń	4	3	4	4	4	3	3	4	4	3	4	4
Łódź	4	4	4	4	4	3	3	3	4	4	4	4
Rzeszów	4	4	4	4	3	3	3	3	4	4	5	4
Gorzów	4	4	4	4	3	4	3	3	4	5	4	4
Olsztyn	4	3	3	4	3	4	4	4	4	3	3	3
Białystok	4	4	4	4	3	3	3	3	4	4	4	4
Lublin	3	4	4	4	3	4	3	3	4	4	4	3
Katowice	3	4	4	4	3	4	4	4	4	3	3	4
Wrocław	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	3	3
Opole	3	3	4	3	3	3	3	3	3	4	4	3
Kraków	3	4	4	4	3	3	2	3	3	4	4	4
Kielce	3	3	4	3	3	3	3	3	3	4	3	3

Zestawienie wyników dla poszczególnych sezonów (ciepłego i zimnego) pozwala na stwierdzenie (na podstawie danych pomiarowych i modelowych), że ze względu na położenie Polski, dominujące kierunki wiatru i jego maksymalne wartości prędkości w sezonach (Lorenc, 1996), średnie prędkości wiatru i wartość generowanej energii wiatru jest znacznie większa w sezonie zimnym (październik-marzec). Natomiast sezon ciepły w znacznie mniejszym stopniu daje wkład do zasobów energii wiatru (tab. 3).

Ujęte w tabeli 3 wielkości statystyczne – chociaż porównywalne co do wartości – zdecydowanie wskazują na fakt, że model w największej rozdzielczości daje wyniki najbliższe pomiarom. Dotyczy to zarówno pomiarów i obliczeń modelowych na poszczególnych stacjach (tab. 1 i 2), jak i na obszarze całej Polski (tab. 3).

Na podstawie analizy korelacji Pearsona możemy mówić o słabej zależności między zmiennymi – pomiarami prędkości wiatru na wysokości 10 m n.p.g. i rezultatami modelu w poszczególnych rozdzielczościach (tab. 4). Jednakże należy pamiętać o tym, że rozkład prędkości wiatru – mierzonej i modelowanej – nie jest rozkładem normalnym, i co więcej, zależność między tymi wielkościami nie musi być *stricte* liniowa. Natomiast współczynnik korelacji Spearmana (rang), przybierający skrajnych przypadkach wartości wyższe o około



Ryc. 5. Średnie roczne zasoby energii wiatru na wysokości 10 m n.p.g. obliczone na podstawie danych pomiarowych na stacjach meteorologicznych (górny lewy panel), danych modelowych w rozdzielczości: 14 km (górny prawy panel), 7 km (dolny lewy panel) oraz 2,8 km (dolny prawy panel)
Average annual wind-energy resources at a height of 10 m a.g.l., as calculated on the basis of measurement data at Meteorological Stations (upper left panel), model data at resolution of: 14 km (upper right panel), 7 km (lower left panel) and 2.8 km (lower right panel)

30% od współczynnika Pearsona, wskazuje na większą istotności związku między pomiarami a wynikami modelu.

Jak wspomniano wcześniej, dla rozdzielczości 2,8 km wykonano dodatkowo obliczenia na wysokościach, które są bardziej reprezentatywne dla współczesnych elektrowni wiatrowych (ryc. 6-7). Ponadto zestawiono zmianę średniej prędkości i średniej energii brutto z wysokością, obliczone na podstawie wyników modelu w rozdzielczości 2,8 km (tab. 5, ryc. 8-9).

Wyniki ostatniej części pracy, pokazują jednoznacznie, że wykorzystanie wyższych siłowni (czyli takich, dla których oś rotora jest na poziomie 50 czy 100 m nad poziomem gruntu) zdecydowanie zwiększa ilość energii brutto, która może być wygenerowana na danym obszarze (tab. 4; ryc. 6-9). Wynika to z faktu zmiany z wysokością średniej prędkości wiatru, zgodnie z profilem potęgowym (wzór Hellmana-Suttona, za: Lorenc, 1996; Jąderko i Gała, 2016):

$$V(z) = V_r \cdot \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (4)$$

gdzie: $V(z)$ – prędkość na wysokości z nad poziomem gruntu, V_r – prędkość na wysokości odniesienia z_r , α – wykładnik potęgowy, o wynikającej z dopasowania wartości 0,25.

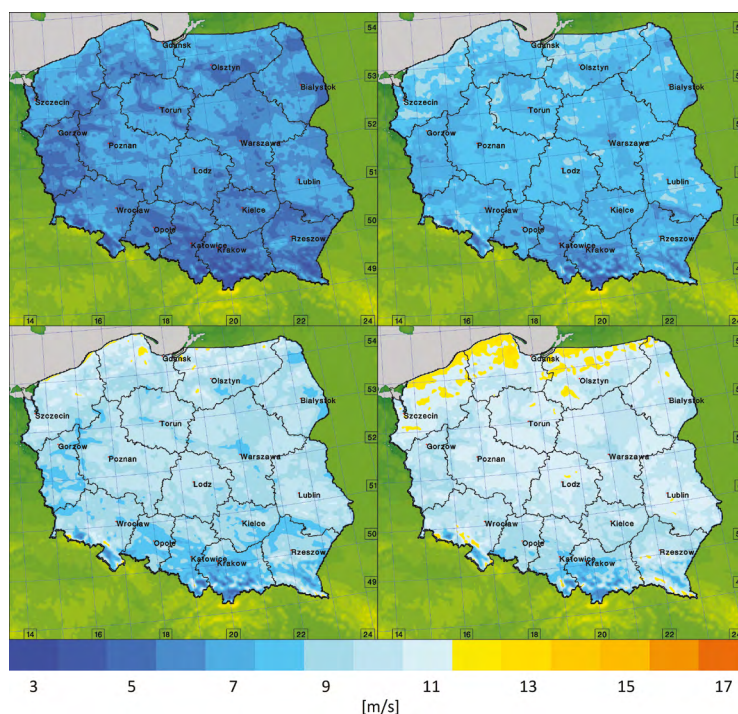
Konsekwentnie, podniesienie poziomu osi rotora na wysokość dziesięciokrotnie wyższą skutkuje średnio rzecz biorąc około pięciokrotnym zwiększeniem energii wiatru możliwej do pozyskania w skali roku. Jest to zgodne z przyjętym założeniem – wzór (3) – o zależności zasobów energii od średniej prędkości wiatru w trzeciej potęgze. Zatem planując siłownię, należy określić taką wysokość osi rotora, przy której w miarę szybko zwrócą się koszty inwestycji, w oczywisty sposób rosnące z wielkością elektrowni wiatrowej.

Tabela 2. Roczne i sezonowe (półrocze ciepłe i półrocze chłodne) zasoby energii wiatru (kWh/m²/rok) na wysokości 10 m n.p.g. obliczone na podstawie pomiarów na stacjach meteorologicznych w miastach wojewódzkich (P), oraz wyliczone przez modele w rozdzielczościach od 14 do 2,8 km w lokalizacjach odpowiadających w/w stacjom (W)
Annual and seasonal (warm and cool half-year) resources of wind energy (kWh/m²/year) at a height of 10 m agl., as calculated on the basis of measurements at Meteorological Stations in voivodship cities (P), or as calculated by reference to models at resolutions between 14 and 2.8 km in locations corresponding to the above-mentioned Stations (W)

Miasto	Rok				Półrocze ciepłe				Półrocze chłodne			
	P	W			P	W			P	W		
		14	7	2,8		14	7	2,8		14	7	2,8
Gdańsk	899	528	465	656	364	194	159	244	552	346	311	431
Szczecin	653	321	421	434	278	141	149	211	406	288	208	274
Warszawa	549	357	378	499	244	110	133	156	380	167	155	227
Poznań	539	298	337	407	186	115	94	117	329	167	194	272
Toruń	418	148	280	290	185	63	113	125	235	86	165	162
Łódź	428	329	348	398	179	133	135	181	296	223	194	235
Rzeszów	404	325	352	434	147	65	47	104	251	153	151	167
Gorzów	380	440	573	369	138	93	110	147	241	148	128	183
Olsztyn	377	304	485	368	135	123	114	117	235	165	86	162
Białystok	365	231	264	334	134	165	172	141	235	166	197	207
Lublin	321	340	256	313	126	97	102	123	209	230	192	233
Katowice	318	307	355	305	123	132	144	137	202	150	144	169
Wrocław	210	908	863	244	83	139	147	131	137	176	163	121
Opole	193	175	95	148	74	145	173	108	124	133	205	125
Kraków	177	300	341	284	66	117	80	68	113	144	168	123
Kielce	166	218	154	179	63	111	116	105	105	140	182	127

Tabela 3. Średnie roczne i sezonowe wartości błędów, błędów bezwzględnych oraz odchyień standardowych wyników modeli w określonej rozdzielczości względem (pomierzonych) prędkości wiatru V (m/s) oraz obliczeń zasobów energii wiatru E (kWh/m²/rok) na wszystkich stacjach meteorologicznych ujętych w niniejszej pracy *Average annual and seasonal values for errors, absolute errors and standard deviations associated with the model results at a given resolution vs. measurements of mean wind speed V (m/s) and wind-energy resources E (kWh/m²/year) at all Meteorological Stations included in this study*

Statystyka		Rozdzielczość					
		14 km		7 km		2,8 km	
		V	E	V	E	V	E
Średni błąd		-0,4	-21	-0,3	-28	-0,3	-9
Średni błąd bezwzględny		0,5	133	0,5	142	0,4	133
Odchylenie standardowe		0,4	168	0,4	202	0,4	151
Półroczce ciepłe	Średni błąd	-0,4	-12	-0,3	-5	-0,2	4
	Średni błąd bezwzględny	0,4	54	0,4	53	0,4	49
	Odchylenie standardowe	0,3	61	0,3	61	0,2	47
Półroczce chłodne	Średni błąd	-0,4	-17	-0,3	-14	-0,3	-9
	Średni błąd bezwzględny	0,5	91	0,5	93	0,4	86
	Odchylenie standardowe	0,5	123	0,5	134	0,4	104



Ryc. 6. Średnie roczne prędkości wiatru na wysokości 25 m n.p.g. (górny lewy panel), 50 m n.p.g. (górny prawy panel), 75 m n.p.g. (dolny lewy panel) oraz 100 m n.p.g. (dolny prawy panel). Wyniki modelu w rozdzielczości 2,8 km *Average annual wind speeds at a height of 25 m agl. (upper left panel), 50 m agl. (upper right panel), 75 m agl. (lower left panel) and 100 m agl. (lower right panel). Results from the model at a resolution of 2.8 km*

Tabela 4. Porównanie współczynników korelacji Pearsona i Spearmana (rang) między prędkościami wiatru (m/s) na wysokości 10 m n.p.g. zmierzonymi na stacjach meteorologicznych w miastach wojewódzkich a wyliczonymi przez modele w rozdzielczościach od 14 do 2,8 km w lokalizacjach odpowiadających w/w stacjom ujęciu rocznym

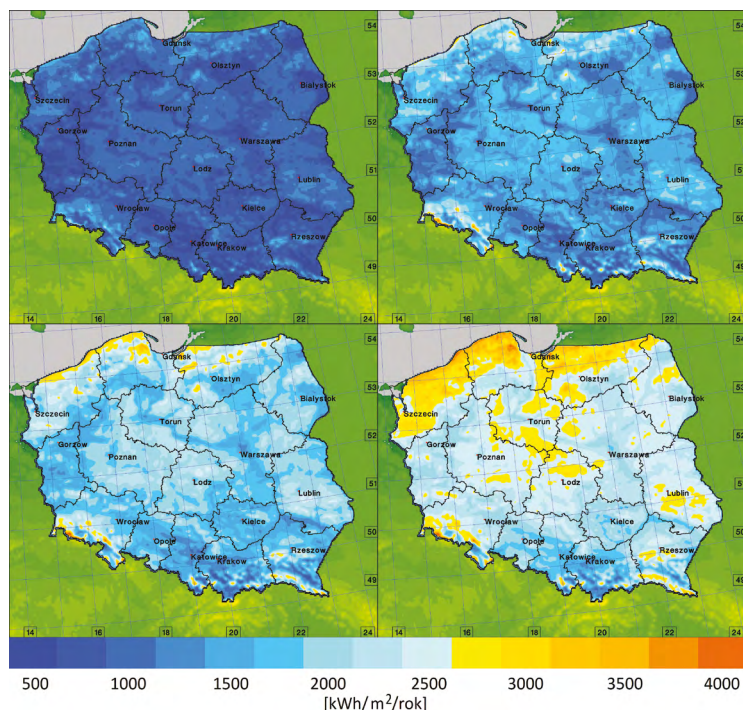
Comparison of the Pearson and Spearman's rank-order correlation coefficients between wind speed (m/s) at a height of 10 m a.g.l., as measured at Meteorological Stations in voivodship cities and calculated on an annual basis by models at resolutions from 14 to 2.8 km, in locations corresponding to the above Stations.

Miasto	Współczynnik korelacji Pearsona			Współczynnik korelacji Spearmana (rang)		
	14	7	2,8	14	7	2,8
Gdańsk	0,40	0,32	0,35	0,64	0,53	0,52
Szczecin	0,42	0,41	0,40	0,55	0,53	0,52
Toruń	0,43	0,41	0,41	0,55	0,53	0,52
Olsztyn	0,44	0,41	0,41	0,55	0,53	0,52
Białystok	0,44	0,42	0,41	0,55	0,53	0,52
Gorzów	0,44	0,42	0,41	0,55	0,53	0,52
Poznań	0,44	0,44	0,42	0,55	0,54	0,53
Warszawa	0,46	0,45	0,45	0,56	0,54	0,53
Wrocław	0,46	0,46	0,45	0,56	0,54	0,53
Łódź	0,47	0,46	0,45	0,56	0,54	0,53
Lublin	0,48	0,46	0,45	0,56	0,54	0,54
Opole	0,48	0,46	0,46	0,56	0,55	0,54
Katowice	0,48	0,46	0,47	0,57	0,55	0,55
Kraków	0,48	0,46	0,47	0,57	0,57	0,58
Kielce	0,48	0,47	0,47	0,60	0,59	0,60
Rzeszów	0,50	0,47	0,47	0,61	0,62	0,62
Wszystkie stacje	0,48	0,42	0,45	0,52	0,53	0,52

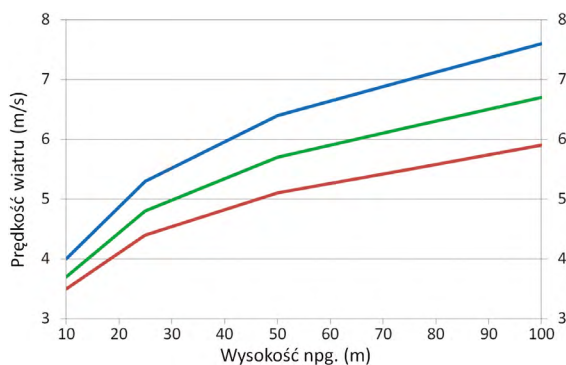
Tabela 5. Zmiana średniej prędkości wiatru V [m/s] oraz średniej energii wiatru brutto E [kWh/m²/rok] z wysokością – średnie roczne i sezonowe – na podstawie wyników modelu w rozdzielczości 2,8 km. Wartości uśrednione względem domeny obliczeniowej modelu

Average wind speed [m/s] V and gross average wind energy [kWh/m²/year] E vs. height – annual and seasonal averages – from the model results with a resolution of 2.8 km. Values averaged over the entire computational domain of the model

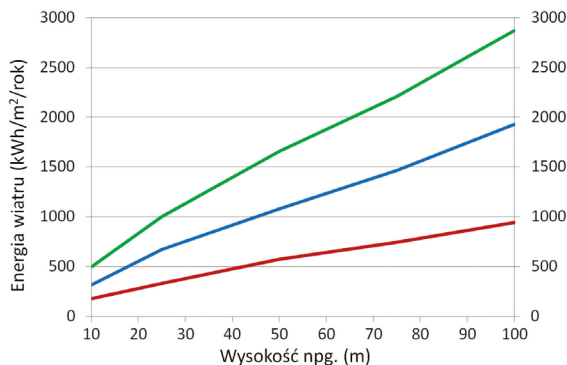
Wysokość n.p.g. [m]	Średnia roczna		Półrocze ciepłe		Półrocze chłodne	
	V	E	V	E	V	E
10	3,7	495	3,5	180	4,0	315
25	4,8	1001	4,4	330	5,3	671
50	5,7	1656	5,1	575	6,4	1081
75	6,2	2211	5,5	745	7,0	1466
100	6,7	2867	5,9	940	7,6	1927



Ryc. 7. Średnie roczne zasoby energii wiatru na wysokości 25 m n.p.g. (górny lewy panel), 50 m n.p.g. (górny prawy panel), 75 m n.p.g. (dolny lewy panel) oraz 100 m n.p.g. (dolny prawy panel). Wyniki modelu w rozdzielczości 2,8 km Average annual wind-energy resources at an altitude of 25 m agl. (upper left panel), 50 m agl. (upper right panel), 75 m agl. (lower left panel) and 100 m agl. (lower right panel). Results from the model at a resolution of 2.8 km



Ryc. 8. Średnie roczne (zielone linie) i sezonowe prędkości wiatru (czerwone linie – półrocze ciepłe, niebieskie linie – półrocze chłodne) – zmiana z wysokością od 10 do 100 m n.p.g. Wyniki modelu w rozdzielczości 2,8 km Average wind speed annually (green lines) and seasonally (red lines – warm season, blue lines – cold season) (upper panel) and (in lower panel) mean annual and seasonal wind-energy resources – change with elevation between 10 and 100 m above ground level. Results from the model at a resolution of 2.8 km



Ryc. 9. Średnie roczne (zielone linie) i sezonowe zasoby energii wiatru (czerwone linie – półroczcie ciepłe, niebieskie linie – chłodne) – zmiana z wysokością od 10 do 100 m n.p.g. Wyniki modelu w rozdzielczości 2,8 km *Average wind-energy resources annually (green lines) and seasonally (red lines – warm season, blue lines – cold season) – change from 10 to 100 m above ground level. Results from the model at a resolution of 2.8 km*

Dyskusja i podsumowanie

Podstawowymi danymi wejściowymi dla programów do oceny zasobów energii wiatru (zwłaszcza w „starszych”, czyli tych, których rozwój rozpoczął się przed 2000 r.) były wyniki pomiarów na stacjach meteorologicznych. Przykładem tu może być duński model WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*; por. Troen i Lundtang Petersen, 1989), który pozwalał na obliczenia związane z energetyką wiatrową, na podstawie danych ze stacji SYNOP. Wymagania, jakie były stawiane przed tego typu programami, jak i ich danymi wejściowymi, powodowały konieczność generalizacji wyników albo ograniczały ich stosowalność do obszarów nizinnych, o niezbyt skomplikowanej orografii, głównie ze względu na konieczność „przeniesienia” wyników obliczeń z otoczenia stacji meteorologicznej do miejsca planowanego posadowienia siłowni wiatrowej. Wykorzystanie wyników obliczeń numerycznego modelu meteorologicznego w dużej rozdzielczości przestrzennej pozwalała na pokonanie takich problemów bez utraty jakości i reprezentatywności wyników.

W pracy przedstawione zostało porównanie rezultatów obliczeń zasobów energii wiatru na podstawie pomiarów na stacjach meteorologicznych oraz na podstawie wyników modelu meteorologicznego COSMO w trzech podstawowych rozdzielczościach w okresie 2011-2019. Efekt tej pracy pozwala na konstatację, że produkty numerycznego modelu meteorologicznego można z powodzeniem wykorzystać zarówno do celów poznawczych, jak też aplikacyjnych. Co więcej, na podstawie porównania z pomiarami stwierdzono, że dla uzyskania poprawnych i zgodnych z rzeczywistością wyników warto jest zwiększyć rozdzielczość modelu do celów obliczeniowych, nawet uwzględniając związane z tym wydłużenie czasu obliczeń i zwiększenie przestrzeni dyskowej niezbędnej do przechowywania danych. Potwierdzono również celowość – w sensie inwestycyjnym – zwiększania wysokości i rozmiarów siłowni, jako, że pozwala to na uzyskiwanie większych ilości energii.

Ryciny i tabele, pod którymi nie zamieszczono źródeł, są opracowaniem własnym autora artykułu.

Pamięci profesor Haliny Lorenc poświęcam.

Piśmiennictwo

- Archer, C.L. & Jacobson, M.Z. (2003). Spatial and temporal distributions of U.S. winds and wind power at 80 m derived from measurements. *Journal of Geophysical Research*, 108(D9, 4289), ACL 10-1-ACL 10-20. <https://doi.org/10.1029/2002JD002076>
- Archer, C.L. & Jacobson, M.Z. (2005). Evaluation of global wind power. *Journal of Geophysical Research*, 110(D12110), 1-20. <https://doi.org/10.1029/2004JD005462>
- Duniec, G., Interewicz, W., Mazur, A., & Wyszogrodzki, A. (2017). Operational setup of the soil-perturbed, time-lagged Ensemble Prediction System at the Institute of Meteorology and Water Management – National Research Institute. *Meteorology Hydrology and Water Management*, 5(2), 43-51. <https://doi.org/10.26491/mhwm/71048>
- Hahmann, A.N., Sile, T., Witha, B., Davis, N.N., Dörenkämper, M., Ezber, Y., García-Bustamante, E., González Rouco, J.F., Navarro, J., Olsen, B.T., & Söderberg, S. (2020). The Making of the New European Wind Atlas, Part 1: Model Sensitivity. *Geoscientific Model Development Discussion*. <https://doi.org/10.5194/gmd-2019-349>
- Hall, M.J. (2003). The interpretation of non-homogeneous hydrometeorological time series a case study. *Meteorological Applications*, 10, 61-67. <https://doi.org/10.1017/S1350482703005061>
- Jąderko, A., & Gała, M. (2016). Odtwarzanie zmiennych stanu w układzie sterowania turbiną wiatrową z generatorem indukcyjnym. *Przełqd Elektrotechniczny*, 92(12), 53-56. <https://doi.org/10.15199/48.2016.12.14>
- Lorenc, H. (1996). *Struktura i zasoby energetyczne wiatru w Polsce*. Warszawa: Materiały Badawcze IMGW.
- Michalak, P. (2009). Ocena zasobów energii wiatru na potrzeby małej energetyki wiatrowej. *Elektrotechnika i elektronika*, 28(1-2), 14-19.
- Omer, A.M. (2008). On the wind energy resources of Sudan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(8), 2117-2139. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.10.010>
- Papoulis, A., & Pillai, S.U. (2002). *Probability, random variables, and stochastic processes*. Boston: McGraw-Hill.
- Papritz, A., & Stein, A. (2002). Spatial Prediction by Linear Kriging. W: A. Stein, F. van der Meer, B. Gorte (red.), *Spatial Statistics for Remote Sensing* (s. 83-113). Dordrecht: Kluwer Academic Publishers. https://doi.org/10.1007/0-306-47647-9_6
- Rehman, S. (2004). Wind energy resources assessment for Yanbo, Saudi Arabia. *Energy Conversion and Management*, 45(13-14), 2019-2032. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2003.11.009>
- Troen, I., & Petersen, E.L. (1989). *European Wind Atlas*. Roskilde: Risoe National Laboratory.

Summary

Previous studies identified regions of Poland privileged in terms of their wind energy resources, given that they are in areas in which energy values exceed 750 kWh/m²/year at 10 metres above ground level. These are mainly the Baltic coast, the Suwałki region, the ranges of mountains and hills called Bieszczady, Beskid Śląski and Beskid Żywiecki, and central Wielkopolska and Mazowsze. Comparing these results with research over an analyzed period, the author concludes that there has been a certain displacement of energy-privileged areas. The coast remains the most advantageous area from the point of view of new developments in wind energy, but central and eastern Podkarpacie is no

longer as favourable as, for example, the Sudety Mountains, with the same being true of the comparison between the Suwałki Region and Warmia. Finally, the privileged area in central Poland “shifted” north-north-east, from Wielkopolska towards Kujawy and the northern part of Mazovia.

The comparison of the results for individual seasons (warm and cold) allows for the conclusion (based on both measurement and model data) that, due to the location of Poland, dominant wind directions, and maximum velocities achieved in different seasons, average wind speed and the value of generated wind energy are much greater during the (October-March) cold season. On the other hand, the warm season (April-September) contributes to resources of wind energy to a much more limited extent.

The basic input data for the programmes for the assessment of wind-energy resources (especially the “older” ones whose development began before 2000) were the results of measurements at Meteorological Stations. Exemplary evaluations of this kind used to be prepared with the aid of a Danish model called WAsP (the *Wind Atlas Analysis and Application Program*). This made it possible to produce wind-energy calculations on the basis of data from synoptic stations.

Requirements attached to programs of this type of course combined with input data, necessitate generalisation of results or limited applicability to lowland areas with a non-complex orography (mainly given a need to “transfer” the results of calculations from the vicinity of a meteorological station to the place in which the construction of a wind turbine is foreseen. The use of the calculation results of the numerical meteorological model in high spatial resolution allows for such problems to be overcome with no loss of quality or representativeness of results.

This paper presents a comparison of the results of calculations of wind-energy resources based on measurements at meteorological stations and on the basis of the results of the COSMO meteorological model in three basic resolutions in the period 2011-2019. The results of this work encouraged a conclusion that the products of the numerical meteorological model, especially those launched at high resolution, on a convection-permitting scale, can be deployed successfully in both pure and applied circumstances. Comparison of measurements revealed that, with a view to correct and true-to-reality results being obtained, it was worth increasing model resolution for computational purposes – up to several kilometers, even taking into account the related extension of computing time, as well as the increase in disk space necessary for data storage.

The desirability – in terms of investment – of increasing the heights and sizes of planned wind power plants was also confirmed, as more energy may be obtained in this way. Even as the costs of such structures increase with their heights, the results of the work presented here show clearly that the use of taller power plants (specifically those for which the rotor axis is at the level of 50, 100 or more meters above ground level) offers the chance of a major increase in the gross amount of energy that can be generated. This is due to the change with the mean wind speed linearly with the power profile, while the amount of wind energy obtained depends on the wind speed taken to the third power. Thus, a raising of the level of the rotor axis to a height ten times higher – e.g. from 10 to 100m agl. – on average results in about a fivefold increase in the amount of wind energy obtainable each year.

