

Współczesny cyfrowy Atlas Małej Energetyki Wiatrowej dla Polski (AMEW-PL)

Modern digital Atlas of Small-scale Wind Power for Poland (AMEW – PL)

Joanna Wieczorek, Jakub Jurasz, Bogdan Bochenek, Andrzej Mazur, Tomasz Strzyżewski, Mariusz Figurski,
Adam Jaczewski i Marta Gruszczyńska^{*)}

Słowa kluczowe: małe turbiny wiatrowe, INCA, współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej, zmienność czasowa i przestrzenna

Streszczenie

Zasoby energii promieniowania słonecznego w Polsce są dobrze rozpoznane i w perspektywie długookresowej cechują się stabilnością potencjału w czasie oraz przestrzennie. To przekłada się więc na niewielkie ryzyko inwestycyjne z punktu widzenia estymowanej w przyszłości generacji. Sytuacja jest bardziej skomplikowana w przypadku energetyki wiatrowej. A w szczególności małej energetyki wiatrowej, gdzie warunki wietrzności cechują się znacznym zróżnicowaniem przestrzennym, nawet na niewielkim obszarze, a ponadto dużą zmiennością czasową. Zależną od sytuacji meteorologicznej. Słabe rozeznanie zasobów energii wiatru na wysokości 10-20 metrów nad poziomem gruntu powoduje, iż inwestycja w źródła generacji wiatrowej jest obecnie nadal przedsięwzięciem obciążonym wysokim ryzykiem, ponieważ nie jest możliwe oszacowanie z odpowiednią dokładnością potencjalnej ilości energii elektrycznej jaka może zostać wygenerowana przez generator wiatrowy wybrany przez inwestora. By częściowo zaradzić temu problemowi i wspomóc nowych inwestorów na etapie wyboru lokalizacji inwestycji i szacowania możliwych potencjałów produkcyjnych przedstawiamy koncepcję pierwszego dla obszaru Polski cyfrowego Atlasu małej energetyki wiatrowej, z wyborem treści w formule otwartego dostępu, który dostarczy informacji na temat potencjału energii wiatru na poziomach 10, 30, 50, 80 oraz 100 m n.p.g, z rozdzielczością powierzchniową 1x1 km. Atlas w pierwszej wersji opracowany zostanie na podstawie czterech lat (2019-2022) danych godzinowych pochodzących z modelu INCA-PL 2, a wraz rozwojem szeregu czasowy będzie odpowiednio wydłużany. Wykonana analiza wskazuje, na znaczące różnice w potencjale energii wiatru pomiędzy szacunkami w oparciu o model INCA-PL 2 a atlas energetyki wiatrowej prof. Lorenz w szczególności dla rejonu Dolnego Śląska. Dodatkowo wskazujemy, na silny wpływ kształtu krzywej mocy turbiny wiatrowej na wykorzystanie zasobów energii wiatru w danej lokalizacji wyrażane w kWh generacji w skali roku na 1 kW mocy zainstalowanej.

Keywords: small wind turbines, INCA, capacity factor, spatial variability and temporal variability

Abstract

Poland's solar energy resources are well recognized and in the long term are characterized by a small variability of potential in time and space. This, therefore, translates into a low investment risk from the point of view of estimated future generation. However, this situation is more complicated in the case of wind energy. And specify in the small wind power energy, where wind conditions are characterized by significant spatial variation, even over a small area, in addition to high temporal variability. Dependent on the meteorological situation. Poor understanding of wind energy resources at a height of 10-20 meters above ground level means that investment in wind generation sources is currently still a high-risk venture, as it is not possible to estimate with sufficient accuracy the potential amount of electricity that can be generated by the wind generator chosen by the investor. In order to partially remedy this problem and assist new investors at the stage of investment site selection and estimation of possible production potentials, we present the concept of the first digital Atlas of small wind energy for the area of Poland, with a selection of content in the formula of open access, which will provide information on the potential of wind energy at levels of 10, 30, 50, 80 and 100 meters a.g.l., with a surface resolution of 1x1 km. The Atlas in its first version will be developed on the basis of four years (2019-2022) of hourly data from the INCA-PL 2 model, and as it develops, the time series will be extended accordingly. The analysis shows significant differences in wind energy potential between the estimates based on the INCA-PL 2 model and the wind energy atlas of prof. Lorenz in particular for the region of Lower Silesia. In addition, we indicate the strong influence of the shape of the wind turbine power curve on the use of wind energy resources in a given location, expressed in kWh of generation per year per 1 kW of installed power.

1. Wprowadzenie

Problem niskiej emisji [11] w Polsce dotyczy głównie emisji zanieczyszczeń, które powstają w wyniku niecałkowitego spalania paliw w gospodarstwach domowych i obiektach mieszkalnych, a także w sektorze przemysłowym, gdzie wysokość źródła emisji nie przekracza wysokości

40 m n.p.g, stąd zanieczyszczenia mogą kumulować się w przyziemnej warstwie atmosfery. Niskiej emisji w Polsce sprzyja wiele czynników, takich jak [13]: nadmierna liczba starych i nieefektywnych pieców węglowych i innych źródeł ciepła, które emitują dużą ilość pyłów i gazów do atmosfery; brak dostępu do niskoemisyjnych i tzw. „czystych” źródeł

^{*)} Joanna Wieczorek, Bogdan Bochenek, Andrzej Mazur, Tomasz Strzyżewski, Mariusz Figurski, Adam Jaczewski i Marta Gruszczyńska, Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej – Państwowy Instytut Badawczy, Centrum Modelowania Meteorologicznego, Jakub Jurasz, Politechnika Wrocławska, Wydział Inżynierii Środowiska, jakub.jurasz@pwr.edu.pl

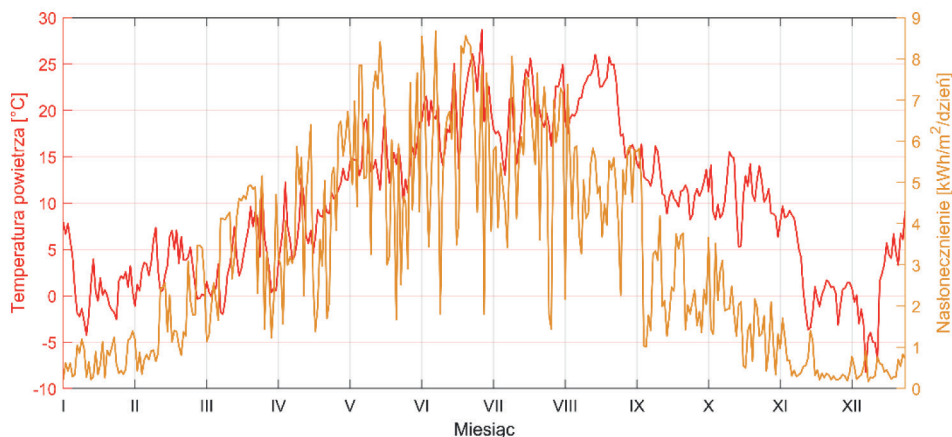
energii, zwłaszcza w małych miejscowościach i na wsiach; słaba izolacja budynków bądź wady konstrukcyjne termoizolacji, które przekładają się na duże straty ciepła i wymuszają na właścicielach stosowanie większych ilości paliw w celu dogrzania pomieszczeń; zła jakość paliw, które są sprzedawane w Polsce; a także nadal niska świadomość społeczna na temat szkodliwych skutków zanieczyszczenia powietrza [11].

Aby rozwiązać problem niskiej emisji w Polsce, konieczne jest wprowadzenie odpowiednich rozwiązań technologicznych, takich jak instalowanie nowoczesnych niskoemisyjnych pieców i kotłów opalanych biomasą lub gazem ziemnym, a także poprawa izolacji budynków [12]. Wykorzystanie gazu ziemnego jest problematyczne co najmniej z trzech powodów: zapotrzebowanie na to paliwo w znacznej części pokrywane jest z eksportu; stąd wymaga rozbudowy sieci dystrybucyjnej; natomiast regulacje na poziomie Unii Europejskiej zmierzają w kierunku zablokowania możliwości wykorzystania kotłów gazowych w ciepłownictwie, z wyłączeniem ich roli jako źródła szczytowego dla pomp ciepła.

Rynek pomp ciepła w Polsce w ostatnich latach rozwija się dynamicznie [34]. Popyt na te urządzenia zwiększa się z roku na rok, a wiele firm oferujących instalację pomp ciepła notuje wzrosty sprzedaży. Wspomaga to także program "Czyste Powietrze", który ma na celu zmniejszenie emisji zanieczyszczeń, poprzez wymianę źródeł ciepła w domach jednorodzinnych na bardziej ekologiczne. Pompy ciepła są coraz częściej wybierane jako alternatywa dla tradycyjnych kotłów na paliwa kopalne, ponieważ są bardziej przyjazne dla środowiska i pozwalają na znaczne obniżenie kosztów ogrzewania. W Polsce najwięcej instalacji pomp ciepła jest realizowanych w domach jednorodzinnych ale także w budynkach użyteczności publicznej i przemysłowych.

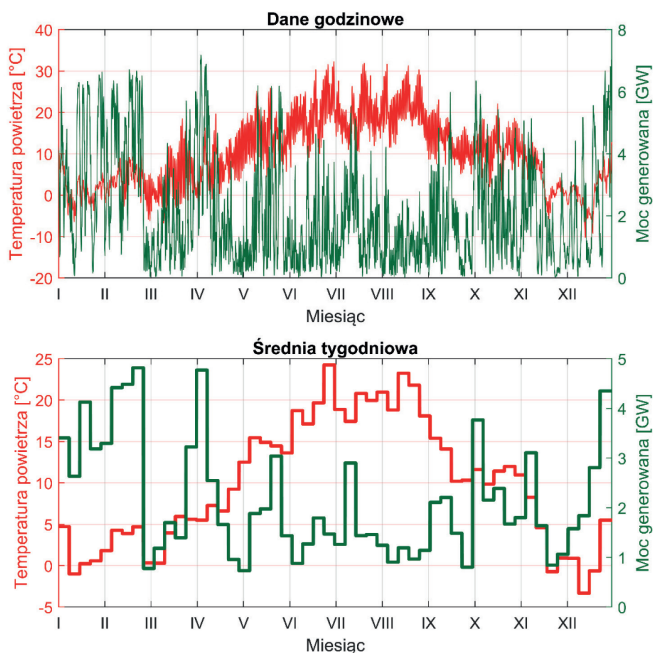
Popularnym rozwiązaniem jest stosowanie powietrznych pomp ciepła współpracujących z instalacją fotowoltaiczną, w oparciu o okresowy system rozliczania bilansu energii elektrycznej pobranej oraz przekazanej do sieci elektroenergetycznej (jako prosument [29]). Natomiast produkcja energii z PV w Polsce, w chłodnej połowie roku, w okresie krótkiego dnia, przy niskiej ewolucji słońca, może nie być wystarczająca dla optymalnego zasilania systemu i zaspokajaniu zapotrzebowania na energię ciepłą (rys. 1). Z kolei w okresie letnim częstym zjawiskiem bywa nadprodukcja energii w systemie PV. Wobec powyższego system elektroenergetyczny pełni rolę wirtualnego zasobnika energii, ponieważ magazynowania energii elektrycznej w ujęciu sezonowym w Polsce nie ma miejsca. Jedyną formą magazynowania jest sterowanie pracą elektrowni dyspozycyjnych. W związku z powyższą praktyką funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego jest utrudnione, co wymaga zwiększania jego elastyczności, tak by podaż energii odpowiadała coraz dynamiczniej zmieniającej się stronie popytowej.

Alternatywnym rozwiązaniem jest wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, których profil generacji jest dodatnio (lub co najmniej korzystnie) niż w wypadku generacji PV skorelowany z aktualnym zapotrzebowaniem na ciepło. Tutaj możliwą technologią jest wykorzystanie źródeł wiatrowych



Rys. 1. Nasłonecznienie oraz temperatura powietrza obserwowana w Warszawie w roku 2022, wg danych IMGW-PIB, CAMS
Fig. 1. Irradiation and air temperature observed in Warsaw in 2022, according to IMGW-PIB data

(rys. 2). Warto jednak zwrócić uwagę, że takie rozwiązanie (choć lepsze) nie jest idealne, ponieważ z początkiem marca obserwowane są zwykle średnie temperatury oscylujące na poziomie 0°C, przy jednocześnie stosunkowo niewielkiej generacji ze źródeł wiatrowych.



Rys. 2. Generacja wiatrowa oraz średnia, ważona populacją temperatura powietrza obserwowana w Polsce w roku 2022 dla miast wojewódzkich z wyłączeniem Bydgoszczy, wg danych IMGW-PIB (temperatura) i ENTSO-E (generacja źródeł wiatrowych)

Fig. 2. Wind generation and average population-weighted air temperature observed in Poland (based on provincial capitals excluding Bydgoszcz) in 2022, according to IMGW-PIB and ENTSO-E data

Próba implementacji takiego rozwiązania (tj. wykorzystania energii wiatru na potrzeby ciepłownictwa) napotyka ponadto na szereg trudności. Podstawowym problemem jest stosunkowo słabe rozeznanie inwestorów w zasobach potencjalnej energii wiatru, zwłaszcza na wysokościach, na których ustawowo [32] możliwe jest instalowanie turbin wiatrowych na cele gospodarstw indywidualnych, od 3 do 12 m nad poziomem gruntu. Ekspertyzy i kampanie pomiarowe, świadczone przez wyspecjalizowane przedsiębiorstwa, a z reguły wykorzystywane na etapie analizy ryzyka inwestycyjnego przez większe koncerny energetyczne, pozostają poza zasięgiem finansowych i organizacyjnych możliwości inwestorów indywidualnych. Z drugiej zaś strony, analiza

materiałów dostępnych z sieci pomiarowych, np. stacji meteorologicznych Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej-PIB, bądź punktów pomiarowych innych instytucji czy urzędów prywatnych bywa niewystarczająca, ze względu na ograniczoną ich liczbę, a po części również ze względu na niejednorodny zakres prowadzonych pomiarów. Problemem jest również specyfika warunków wiatrowych, które podlegają znacznej zmienności przestrzennej i czasowej, są bowiem zdeterminowane sytuacją synoptyczną. Wraz ze zmianą klimatu, nawet w ostatnich latach, obserwuje się w Polsce większą zmienność układów pogodowych i występowanie śródse-

zonowych anomalii. Założenie, że warunki cyrkulacyjne nad obszarem Polski mają względnie stały i strefowy charakter podlega dyskusji [15]. Bazowanie jedynie na opracowaniach w formie przeglądowej [30], czy statystykach rocznych bądź miesięcznych [2, 25], może okazać się zatem niewystarczające. Wobec powyższego, by móc w pełni rozegnać potencjał wiatrowy w danej lokalizacji, niezbędne jest rzetelne rozeznanie na podstawie dostępnych statystyk pomiarowych z danych wieloletnich [17, 19], jak również ocena warunków bieżących i w możliwie dłuższych szeregach czasowych, łącznie z uwzględnieniem ich porównania w ujęciu sezonowym z przynajmniej kilku sezonów.

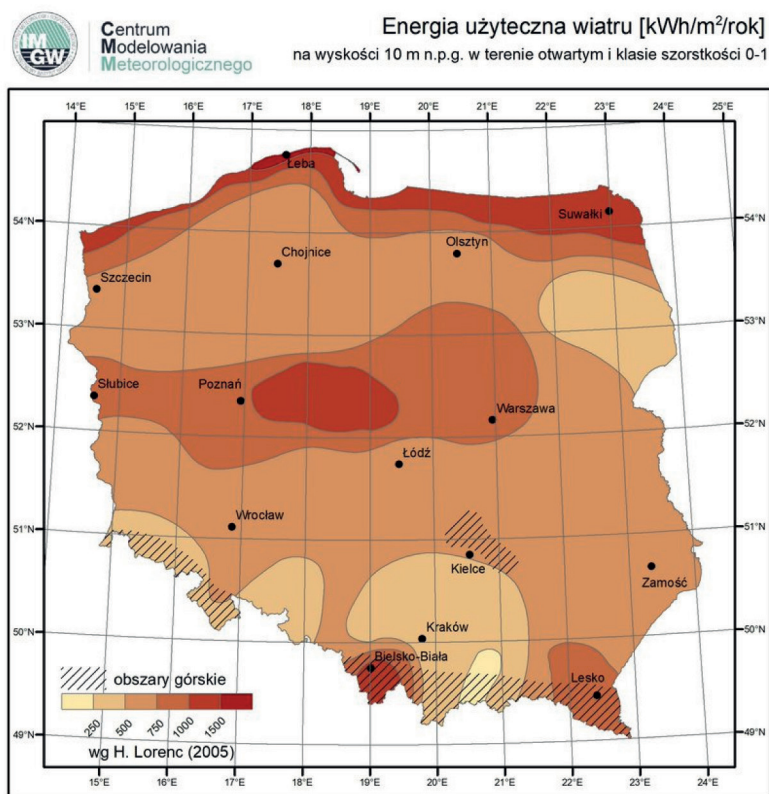
Pierwszym i najbardziej kompleksowym opracowaniem dla obszaru Polski jest praca autorstwa prof. Haliny Lorenc (1996) „Struktura i zasoby energetyczne wiatru w Polsce” [16]. Przedstawia szczegółową analizę struktury wiatru w Polsce w ujęciu klimatologicznym, przy założeniu 6-stopniowej skali szorstkości terenu. Wykorzystano w niej dane o 10-minutowych wartościach prędkości i kierunku wiatru z wieloletnich i jednorodnych (homogenicznie) ciągów obserwacyjnych, uwzględniających 54 stacje synoptyczne sieci IMGW-PIB z lat 1966-1990. Analiza ta obejmowała wszystkie elementy charakteryzujące wiatr, w tym kierunek i prędkość, jak też jego cechy dynamiczne – ciśnienie i energię. W rezultacie wspomnianych badań dokonano szczegółowej interpretacji zmienności czasowej i przestrzennej wiatru. W celu porównania charakterystyk wiatrowych na obszarze całej Polski zaproponowano metodę „zbieżności do wspólnego poziomu odniesienia”. Za poziom odniesienia ustalono 10 m nad poziomem gruntu (n.p.g.) o założonej klasie szorstkości terenu „0”. We wspomnianej pracy zostały określone rozkłady teoretyczne do średniej probabilistycznych charakterystyk prędkości wiatru. Z ich pomocą określono prawdopodobieństwa występowania poszczególnych wartości prędkości wiatru. I tak, prawdopodobieństwa wystąpienia 10-minutowych prędkości wiatru obliczono rozkładem Weibulla, z kolei 10-minutową prędkość maksymalną oraz porywy wiatru – rozkładem Gumbella typu

I max. Określony został ponadto zakres zmian ciśnienia dynamicznego i źródła energii wiatru, schemat korekcji zmienności odchylenia wiatru dla ustalonej wartości szorstkości terenu.

Należy pamiętać, że podstawowymi danymi wejściowymi do oszacowania zasobów energii wiatru w „starszych” metodach, tj. tych, których rozwój rozpoczął się przed 2000 r., były wyniki pomiarów na synoptycznych stacjach meteorologicznych (rys. 3). Wymagania stawiane takim programom i ich danymi wejściowymi wymuszały konieczność uogólnienia wyników lub ograniczenia ich stosowalności do obszarów nizinnych, o niezbyt skomplikowanej orografii, głównie ze względu na konieczność „przeniesienia” wyników obliczeń z okolic stacji meteorologicznej do planowanej lokalizacji siłowni wiatrowej. Zastosowanie numerycznego modelu meteorologicznego pozwala na przewyżczenie takich problemów bez utraty jakości i reprezentatywności wyników. Co podjęto w pracy A. Mazura „Określenie zasobów energii wiatru w Polsce z wykorzystaniem rezultatów numerycznych modeli meteorologicznych” (2022). W publikacji [19] przedstawiono porównanie wyników 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. Stwierdzono, że wykorzystanie archiwalnych wyników analiz modeli meteorologicznych, zwłaszcza pracujących w wysokiej rozdzielczości przestrzennej, pozwala na ocenę zasobów energetycznych w taki sam sposób, jak wykorzystywane do tego celu wyniki pomiarów na stacjach meteorologicznych. Efekt wspomnianej pracy pozwala stwierdzić, że produkty numerycznego modelu meteorologicznego mogą być z powodzeniem wykorzystywane, zarówno do celów poznawczych, jak i aplikacyjnych. Ponadto na podstawie porównania z pomiarami stwierdzono, że dla uzyskania poprawnych wyników warto zwiększyć rozdzielczość modelu do celów obliczeniowych, nawet jeżeli jest to związane ze wzrostem czasu obliczeń i miejsca niezbędnego do przechowywania danych. Potwierdzono również inwestycyjną celowość zwiększenia wysokości siłowni, gdyż pozwala ona na uzyskanie większych ilości energii bez znacznego zwiększenia terenu niezbędnego do posadowienia siłowni, czy wzrostu nakładów na infrastrukturę [19].

Korzystnym rozwiązaniem dla inwestora indywidualnego może okazać się wykorzystanie atlasów cyfrowych, z możliwością wygenerowania wyniku dla wybranej lokalizacji i wysokości projektowanej turbiny.

Pierwszy taki Atlas, w ogólnodostępnej formie, Global Wind Atlas 1.0 został opracowany i udostępniony w 2015 r. przez Wydział Energii Wiatrowej Politechniki Duńskiej (DTU Wind Energy) we współpracy z Międzynarodową Agencją Energii Odnawialnej (International Renewable Energy Agency, IRENA). Po modyfikacjach od 2018 r. rozwijany jest wspólnie z Atlasem Solarnym Banku Światowego. Najnowsza wersja GWA 3.0 [6], udostępniona w 2019 roku, wykorzystuje różne metody downscalingu [35] w zależności od skali. Podstawą tego procesu są dane meteorologiczne z reanalizy ERA5 [7], które stanowią dane wymuszające dla modelu meteorologicznego WRF [27] generującego wyniki z rozdzielczością poziomą $3 \times 3 \text{ km}^2$. Tak utworzony klimatyczny zestaw danych wiatrowych stanowi wejście do modelu WAsP [20] służącemu ocenie potencjalnej energii wiatru (WPD) w mniejszej skali ($250 \times 250 \text{ m}^2$). Takie podejście pozwala na dokładniejsze uwzględnienie topografii i szorstkości powierzchni. Dane wyjściowe w atlasie są udostępnione w rozdzielczości $3 \times 3 \text{ km}^2$. Analizy wiatrowe w ujęciu średnich rocznych, miesięcznych i terminowych oraz WPD dostępne są dla wysokości turbiny na poziomach 10, 50, 100, 150 i 200 m nad gruntem, w trzech wariantach specyfikacji mocy turbiny. Atlas umożliwia wygenerowanie plików z podsumowaniem dla wybranego poligonu. Na podobnej zasadzie działa również ogólnodostępny New European Wind Atlas NEWA



Rys. 3. Energia użyteczna wiatru na poziomie 10 m n.p.g w terenie otwartym na obszarze Polski [kWh/m²/rok] na podstawie pomiarów z sieci synoptycznej IMGW-PIB 1971-2000 [17]

Fig. 3. Wind usable energy at the level of 10 m AGL in the open areas of Poland [kWh/m²/year] based on measurements from the synoptic network of IMGW-PIB 1971-2000 [17]

(2019), wykorzystujący dane z symulacji modelem WRF ($3 \times 3 \text{ km}^2$) i WAsP ($50 \times 50 \text{ m}^2$), z niemal 30-letniego okresu symulacji (dla obszaru Polski 2005-2018), na poziomach 50, 75, 100, 150, 200, 250 i 500 m nad poziomem gruntu [23, 33].

Podobne podejście, jak w przypadku GAW czy NEWA, stosuje się do opracowywania atlasów w skali regionalnej (np. [5, 8, 9]), jednak różnorodność możliwych kombinacji parametryzacji fizycznych, konfiguracja siatki modelu meteorologicznego, czy nieaktualność pól stałych takich, jak pokrycie terenu wpływają na pogorszenie poziomu zgodności wyników z obserwacjami [18, 24, 31]. Wymusza to stosowanie różnych metod korekt uzyskanych wyników [3, 26]. Należy mieć również na uwadze, że bezpośrednie wykorzystanie danych z atlasów GAW czy NEWA jest często niewystarczające, ze względu na niedostateczną rozdzielczość poziomą w obszarach przybrzeżnych, czy o cechach topograficznych niewidocznych w tej skali [21]. Klimatologiczne podejście, jakie stosuje się w metodologii opracowywania tego typu atlasów oraz niewielka liczba stacji pomiarowych, wykorzystywanych w procesie asymilacji, ogranicza możliwość poprawnej reprezentacji rzeczywistych warunków meteorologicznych. Jednym ze stosowanych obecnie rozwiązań, pozwalających na uniknięcie wskazanych niegodności, jest wykorzystanie wyników lokalnych systemów prognoz pogody [1, 10]. Systemy takie cechują się często większą rozdzielczością poziomą, ponadto możliwym do zdefiniowania krokiem czasowym, a wykorzystanie dodatkowych stacji, dostępnych tylko na poziomie narodowych służb meteorologicznych, pozwala na poprawę dokładności wyników modeli, w wyniku asymilacji dodatkowych danych pomiarowych. Powyższe podejście wykorzystano w pracach przy tworzeniu Atlasu małej energetyki wiatrowej $1 \times 1 \text{ km}$ (AMEW-PL). Od pozostałych, dostępnych już dla szerszego grona odbiorców cyfrowych opracowań, o rozdzielczości poziomej $3 \times 3 \text{ km}$, odróżniać go będzie ponadto analiza dla średnich poziomów wiatrowych, tj. pomiędzy 10 a 50 m n.p.g, a także możliwość wygenerowania plików z wybranymi szeregami czasowymi, a nie jedynie zbiorczych zestawień statystycznych dla danej lokalizacji.

W ostatnich latach rynek fotowoltaiczny przeżył w Polsce prawdziwy rozkwit i z kraju, będącego na szarym końcu inwestycji w energetykę solarną, Polska stała się jednym z liderów w Unii Europejskiej. Znacząca część inwestycji przypadła na prywatne inicjatywy pojedynczych gospodarstw domowych, zakładów produkcyjnych czy innych podmiotów różnych sektorów gospodarki. Dalszy rozwój tego rynku będzie sprzyjał dekarbonizacji, jednak z racji sezonowości zasobów energii promieniowania słonecznego, jej wysoka podaż zapewniona jest wyłącznie w okresie od kwietnia do września (rys. 1). Podaż energii ze źródeł odnawialnych w okresie zimowym jest obecnie realizowana głównie przez wielkoskalowe (>2 MW) źródła wiatrowe, ponieważ generacja wodna i szeroko rozumiana biomasa ma w Polsce znaczenie marginalne. W związku z tym, konieczne jest umożliwienie małym podmiotom realizowanie własnych inwestycji w tym obszarze, przy jednoczesnym zminimalizowaniu ryzyka związanego z niepewnością oceny zasobów energii wiatru. Proponowanym rozwiązaniem tego zagadnienia jest przedstawiony w kolejnych częściach

artykułu współczesny, wysokiej rozdzielczości czasowej (dane 10-min) oraz przestrzennej ($1 \times 1 \text{ km}$) cyfrowy Atlas małej energetyki wiatrowej dla obszaru Polski (AMEW-PL).

2. Dane i metody

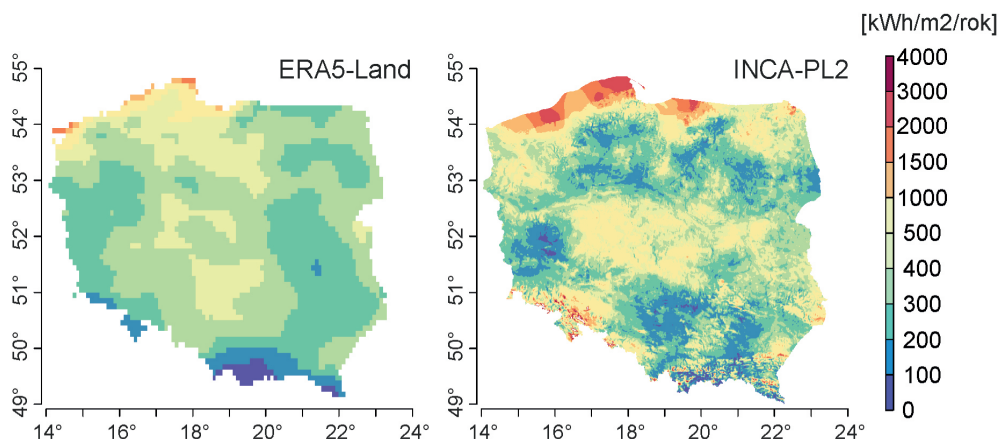
W pracy wykorzystano dane z analizy szeregów czasowych danych 10-min o prędkości wiatru na wysokości 10 m nad poziomem gruntu z modelu INCA-PL2 z okresu 1.01.2019-31.12.2019.

Model INCA-PL2 jest systemem prognoz ultrakrótkoterminowych (nowcastingowych), bazujący na zmodyfikowanej wersji modelu INCA (Integrated Nowcasting through Comprehensive Analysis) austriackiej służby meteorologicznej. Model dostosowuje prognozy mezoskalowe poszczególnych parametrów meteorologicznych, pochodzących z modelu AROME 2.0km, z danymi telemetrycznymi z Systemu Telemetrii IMGW-PIB. Prognozy i analizy są opracowywane dla kilku pól: temperatury na poziomie gruntu i na 2 m, temperatury punktu rosy, wilgotności względnej, linii śniegu, poziomu zamarzania, oblodzenia, prędkości i kierunku wiatru na 10 m n.p.g. Model w trybie operacyjnym pracuje z 10-minutowym krokiem czasowym, natomiast prognozy są opracowywane i aktualizowane z godzinnym krokiem czasowym, a ich czas wyprzedzenia wynosi do 8 godzin. Rozdzielczość przestrzenna wszystkich produktów modelu INCA-PL2 wynosi 1 km.

Dla celów porównawczych wykorzystano również dane z modelu ERA5-Land ECMWF ReAnalysis v5 [7] z analogicznego okresu roku 2019 (rys.4.) Porównanie innych ogólnodostępnych zestawów danych reanaliz parametrów do analiz na potrzeby energetyki wiatrowej obszaru Europy można znaleźć w pracach [22, 28].

Zastosowanie bardziej szczegółowej skali przestrzennej modelu INCA-PL2 pozwala na wyodrębnienie w każdym z analizowanych regionów administracyjnych i fizycznogeograficznych obszarów lepiej lub słabiej predysponowanych, do wykorzystania na cele małej energetyki wiatrowej. Mapa przeglądowa wysokiej rozdzielczości graficznej dostępna jest na stronie cmm.imgw.pl.

Dawniej podstawowymi danymi wejściowymi do programów oceny zasobów energii wiatru (zwłaszcza tych „starszych”, tj. tych, których rozwój rozpoczął się przed 2000 r.) były wyniki pomiarów na stacjach meteorologicznych. Przykładem może tu być duński model WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program; zob. np. Lorenc, 1996), który pozwalał na obliczenia energii wiatru na podstawie danych – pomiarów – uzyskiwanych na stacjach meteorologicznych (w szczególności, na stacjach SYNOP). Wymagania, stawiane takim programom i ich danym wejściowym, z reguły powodowały konieczność uogólniania wyników lub ograniczania ich stosowalności do obszarów nizinnych o niezbyt skomplikowanej orografii. Było to spowodowane głównie koniecznością „przenoszenia” wyników obliczeń z okolic stacji meteorologicznej do miejsca planowanej lokalizacji elektrowni wiatrowej. Zastosowanie numerycznego modelu meteorologicznego pozwala na ominięcie takich problemów bez utraty



Rys. 4. Średnia roczna suma energii wiatrowej na poziomie 10 m n.p.g w terenie otwartym na obszarze Polski [kWh/m²/rok] na podstawie reanaliz ERA5-Land (2019) i INCA-PL2 (2019)

Fig. 4. Average annual total wind energy at 10 m agl in open areas in Poland [kWh/m²/year] based on ERA5-Land (2019) and INCA-PL2 (2019) reanalyses

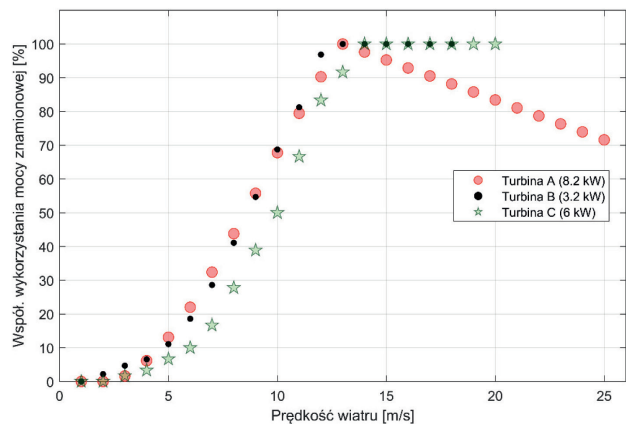
jakości i reprezentatywności wyników. I tak z badań zaprezentowanych w pracy (Mazur, 2022) wynika, że obliczenia modelowe dość dobrze odzwierciedlają rozkład przestrzenny zmierzonych prędkości wiatru, które uzyskano poprzez interpolację wartości pomiarowych na stacjach meteorologicznych. Przykładowo obliczenia modelowe wskazywały obszar o wyższych średnich prędkościach wiatru w rejonie nadmorskim, a także strefy o niższych prędkościach w województwach śląskim i małopolskim [19]. Podobny obraz uzyskano również na podstawie analiz krótszych szeregów czasowych, prezentowanych w niniejszej pracy

Warto jednak zaznaczyć, że czasami nawet podwojenie rozdzielczości może nie poprawiać wyników w sposób bardzo istotny (porównanie wyników modeli INCA-PL2 i ERA5-Land, rys 4.). W przypadku wykorzystania modelu COSMO (Mazur, *ibid.*) dopiero dalsze zwiększenie rozdzielczości, do skali poniżej 3km, skutkowało polepszeniem wyników, i w tym przypadku średnia różnica między wynikami modelu, a wartościami zmierzonymi zmniejszała się nawet o 30%. Było to widoczne zarówno w ciepłych, jak i chłodnych okresach roku, ale także w przeciętnym przebiegu rocznym. Ponieważ energia wiatru jest funkcją prędkości (rozkładu), podobne wnioski można wyciągnąć również dla energii wiatru. Lorenc (*ibid.*) podaje – na podstawie badań z lat 1966-1990 – że regiony Polski uprzywilejowane pod względem zasobów energii wiatrowej, czyli obszary o wartości energetycznej przekraczającej 750 kWh/m²/rok, na wysokości 10 m nad poziomem morza, to przede wszystkim pas wybrzeża Bałtyku, Suwalszczyzna, Bieszczady, Beskid Śląski i Żywiecki, a także środkowa Wielkopolska i Mazowsze. Również porównanie wyników dla pory ciepłej i zimnej pozwala stwierdzić, że ze względu na położenie Polski, dominujące kierunki wiatru i jego maksymalne wartości prędkości w sezonach, średnia prędkość wiatru oraz wartość generowanej energii wiatru, są znacznie wyższe w sezonie październik-marzec. Z kolei ciepły sezon, tj. kwiecień-wrzesień, w znacznie mniejszym stopniu przyczynia się do zwiększenia zasobów energii wiatrowej. Z drugiej strony, w pracy (Mazur, *ibid.*) stwierdzono, że nastąpiło pewne przesunięcie obszarów uprzywilejowanych energetycznie. Pas nadmorski jest nadal obszarem najkorzystniejszym z punktu widzenia inwestycji w energetykę wiatrową, ale środkowe i wschodnie Podkarpacie nie jest już tak korzystne jak np. Przedgórze Sudeckie, podobnie jak Mazury i Suwalszczyzna w porównaniu z Warmią [19]. Przedstawione wyżej rezultaty obliczeń modelowych wskazują, że uprzywilejowany obszar z centralnej Polski, wskazywany w Atlasie pod redakcją Lorenc, przesunął się w kierunku północnym, tj. z Wielkopolski w kierunku Kujaw i północnej części Mazowsza. Pomimo stosowania bardziej rozwiniętych technik obliczeniowych należy stwierdzić, że dopóki nie będzie możliwe wykorzystanie modeli meteorologicznych o rozdzielczości dekametrowej, z bardzo szczegółową i dokładną mapą orografii badanego obszaru, trudno będzie kategorycznie wnioskować o zasobach energii wiatrowej na obszarach o bardziej złożonej rzeźbie terenu. Natomiast wobec obszarów o mniejszym zróżnicowaniu pionowym i poziomym form terenu, atlasy cyfrowe o rozdzielczości minimum 1 km powinny poprawić jakość wnioskowania.

W celu oszacowania potencjału energii wiatru, dla obszarów o skali przestrzennej 1x1 km, posłużono się danymi dotyczącymi parametrów pracy (krzywa mocy w funkcji prędkości wiatru) małych turbin wiatrowych o mocach od 3.2 do 8.2 kW, dostępnych komercyjnie, które mogą być instalowane na wysokości 10 m n.p.g. Krzywe mocy i zakres pracy turbiny zwizualizowano na rys. 5. Krzywe mocy aproksymowano dla wybranych przedziałów prędkości wiatru w oparciu o równania wielomianowe. Przykładowo prędkość startowa turbiny C, o mocy maksymalnej 8.2 kW, to 3 m/s, moc znamionowa turbiny osiągnięta jest zatem przy prędkości wiatru 12 m/s, a wyłączenia następuje przy prędkości wiatru powyżej 25 m/s.

W celu uwzględnienia wpływu gęstości powietrza na moc generowaną przez turbinę wiatrową, skorygowano prędkość wiatru w oparciu o równanie 1 [4, 14].

$$v(t) = v_{raw}(t) \left(\frac{\rho_{air}(t)}{\rho_{ref}} \right)^{1/3} \quad (1)$$



Rys. 5. Znormalizowane krzywe mocy trzech małych turbin wiatrowych

Fig. 5. Normalized power curves of three small wind turbines

gdzie: v – prędkość wiatru korygowana gęstością powietrza [m/s],
 ρ_{ref} – referencyjna wartość gęstości powietrza (1.225) [kg/m³],
 v_r – prędkość wiatru z bazy danych na wysokości śmigła turbiny wiatrowej [m/s].

Ze względu na brak gęstości powietrza, w ramach pierwotnych zmierzonych bazy danych INCA-PL2, wielkość tą ustalono w oparciu o równania 2-5.

$$e = 611 \times \exp\left(\frac{17.27 \times T_d}{237.3 + T_d}\right) \quad (2)$$

$$e_s = 611 \times \exp\left(\frac{17.27 \times T}{237.3 + T}\right) \quad (3)$$

gdzie: e – ciśnienie pary wodnej [Pa], e_s – ciśnienie pary wodnej nasyconej [Pa], T_d – temperatura punktu rosy [°C], T – temperatura powietrza [°C].

$$p_d = p - e \quad (4)$$

$$\rho_{air} = \frac{p_d}{R_d T} + \frac{e}{R_v T} \quad (5)$$

gdzie: p_d – ciśnienie cząstkowe suchego powietrza [Pa], p – ciśnienie powietrza, R_d – stała gazowa suchego powietrza (287.058 J/kg·K), R_v – stała gazowa pary wodnej (461.495 J/kg·K), ρ – gęstość powietrza [kg/m³].

W celu umożliwienia porównania efektywności pracy turbin moc generowaną zastąpiono współczynnikiem wykorzystania mocy znamionowej (CF) – który opisuje równanie 6.

$$CF = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{P * n} * 100 [\%] \quad (6)$$

gdzie: CF – współczynnik wykorzystania mocy znamionowej [%], E_i – produkcja energii elektrycznej z generatora w chwili i [kW], P – moc zainstalowana generatora [kW], n – okres analizy w godzinach [h].

Przykładowa interpretacja wskaźnika jest następująca: generator o mocy zainstalowanej 1 kW wygenerował w skali roku 1100 kWh energii elektrycznej. Gdyby pracował nieprzerwanie przez 8760 godzin z mocą znamionową, wolumen energii elektrycznej wygenerowanej byłby równy 8760 kWh. Oznacza to, iż CF takiego generatora wynosi 1100/8760 * 100% → 12.6%. Wartość wskaźnika można odnieść do dowolnych okresów analizy, w tym pojedynczych godzin – jak to uczyniono na rys. 6-9.

3. Wyniki

Na podstawie godzinowych szeregów czasowych, o rozdzielczości przestrzennej 1x1 km, obejmujących 2019 r., zasymulowano pracę trzech turbin wiatrowych o różnych mocach osiągalnych oraz charakterystyce

pracy (krzywa mocy oraz zakres prędkości wiatru dla jakiego możliwa jest generacja energii elektrycznej). Na rys. 6 zestawiono roczną wartość współczynnika wykorzystania mocy znamionowej. Ze względu na kształt krzywej mocy turbiny (6 kW) cechuje się ona najniższymi wartościami parametru CF na skali kraju. Na uwagę zasługuje bardzo wysoki potencjał małej energetyki wiatrowej w Polsce północnej; wyróżniają się Pobrzeża Południowobałtyckie i Pojezierze Suwalskie, natomiast zasobnym regionem na południu kraju jest teren w pasie Przedgórze Sudeckiego. Środkowa Polska charakteryzuje się CF na poziomie zbliżonym do systemów fotowoltaicznych, to jest rzędu 10–12,5%, z pojedynczymi regionami, gdzie wartość ta zbliża się do 15%. Również na południowym wschodzie Polski wyróżniają się Roztocze oraz pogranicze Kotliny Sandomierskiej i Pogórze Środkowobeskidzkiego, z wartościami CF sięgającymi 20%. Podobne średnie roczne zróżnicowanie, od kilkunastu do blisko 30% w skali regionów Europy, uzyskano na podstawie analiz szeregów 10-letnich z modelu MERRA-2 [28].

Oprócz zmienności przestrzennej potencjału małej energetyki wiatrowej, zwrócono również uwagę na jej zmienność w czasie. W tym celu wytypowano sześć (p1–p6) charakterystycznych lokalizacji – które zaznaczono na mapie (rys. 7). Dla każdej z lokalizacji wyznaczono średnią miesięczną wartość współczynnika wykorzystania mocy znamionowej. Wykonane analizy pokazują wyraźną jego sezonowość dla każdej lokalizacji, gdzie najwyższe wartości współczynnika CF przypadają na okres listopad – marzec, który co korzystne, jest w Polsce również częścią okresu grzewczego. Lokalizacja nadmorska cechuje się CF na średnim poziomie około 30%, co jest blisko na trzy-krotnie wyższym poziomie niż typowe instalacje fotowoltaiczne (PV) w Polsce. W pozostałych lokalizacjach CF jest stosunkowo niski i np. w lokalizacjach p2, p4, p5 oraz p6 w okresie maj–sierpień nie przekracza 5%. A więc w każdym z tych miesięcy turbina wiatrowa pracowała teoretycznie z mocną znamionową przez zaledwie około 36h. W rzeczywistości godzin, w których jakiś wolumen energii elektrycznej był generowany przez turbinę wiatrową było niewątpliwie więcej, ponieważ jak można zaobserwować na rys. 8 praca na poziomie mocy znamionowej lub zbliżonym dla lokalizacji innych niż p1 jest stosunkowo rzadka.

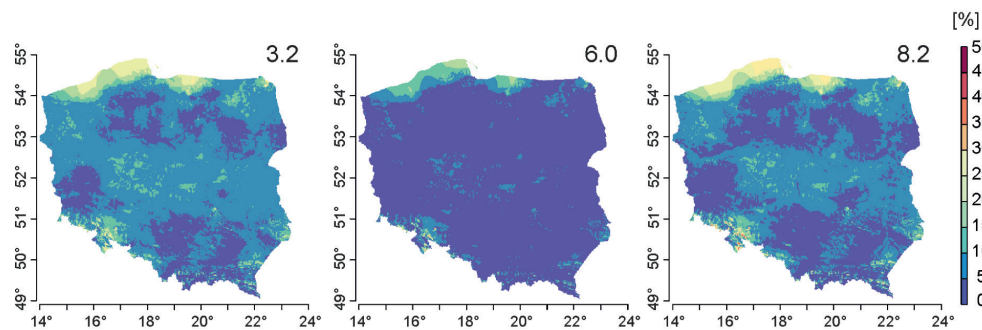
Z punktu widzenia użytkownika niezwykle ważne jest również rozpoznanie pracy turbiny wiatrowej typowego dobowego przebiegu mocy generowanej. Wyniki analizy dla sześciu wcześniej wspomnianych lokalizacji przedstawiono na rys. 8. Maksymalna wartość współczynnika wykorzystania mocy znamionowej turbiny w każdej lokalizacji występuje

w okolicach godziny 12 UTC (godz. 13 czasu urzędowego zimowego lub 14 czasu letniego) po południu. Generacja w godzinach nocnych jest zdecydowanie niższa – z punktu widzenia parametru CF, jest to blisko dwukrotnie mniej. Wyniki analizy wskazują, iż z perspektywy dziennego profilu generacji energii małe turbiny wiatrowe (na wysokości np. 10 m n.p.g.) będą dodatkowo skorelowane ze źródłami fotowoltaicznymi. Jednakże będą miały nad nimi taką przewagę, że produkują (choć nie w każdym warunkach) energię elektryczną również w godzinach nocnych. Na tym etapie analizy pominięto zmienność uśrednionego profilu generacji dobowej w rozbiciu na poszczególne miesiące. Warto podkreślić, że w wypadku wielkoskalowej energetyki wiatrowej (turbiny z wieżami o wysokościach na poziomie 100 m) cechują się odwrotną charakterystyką profilu dobowego generacji aniżeli mała generacja wiatrowa – co można łatwo wykazać analizując dane historyczne generacji źródeł wiatrowych w Polsce udostępniane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE).

Warto również zwrócić uwagę, jak silny wpływ na efektywne wykorzystanie zasobów energii wiatru ma wybór turbiny wiatrowej, a w szczególności charakterystyka jej krzywej mocy. W celach porównawczych dla trzech wcześniej wybranych turbin wiatrowych w sześciu lokalizacjach wyznaczono średnią wartość współczynnika wykorzystania mocy znamionowej (rys. 9). Przykładowo dla lokalizacji p1 (Polska północna) wyniósł on odpowiednio dla turbin A, B oraz C 27,5%, 26,8% oraz 16,0%, natomiast w Polsce południowej (p6) było to odpowiednio 6,9%, 7,5% oraz 3,4%. Dla lokalizacji o bardzo niskim potencjale energetyki wiatrowej (średni CF < 10%) różnice pomiędzy produktywnością różnych turbin wiatrowych okazują się bardzo znaczące, co można było również zaobserwować na rys. 6.

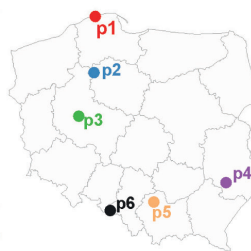
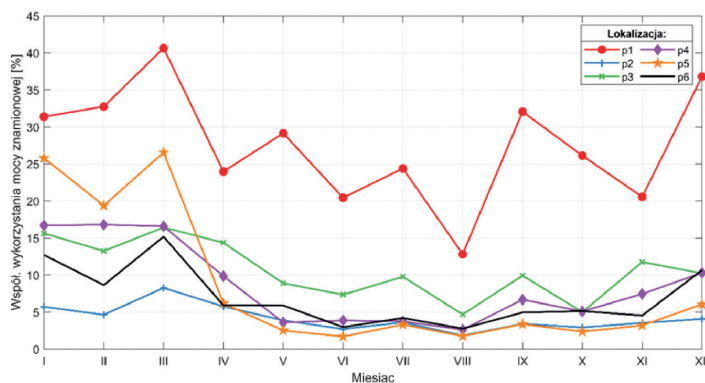
4. Podsumowanie

Prezentowany *Atlas Małej Energetyki Wiatrowej dla obszaru Polski* (AMEW-PL) docelowo ma umożliwić Użytkownikowi uzyskanie kompleksowej informacji o warunkach wiatrowych i potencjale produkcyjnym w wybranej lokalizacji. Jego cechą charakterystyczną jest wysoka rozdzielczość przestrzenna, wynosząca 1x1 km, uwzględnienie charakterystyk pokrycia terenu, oraz analiza warunków wietrzności i produktywności turbin wiatrowych na zadanych wysokościach np. 10, 12, 30, 50, 80 oraz 100 m n.p.g.. Formuła Atlasu zakłada możliwość pobrania pakietu danych w formie raportu średnich bądź wybranych szeregów czasowych. Możliwość

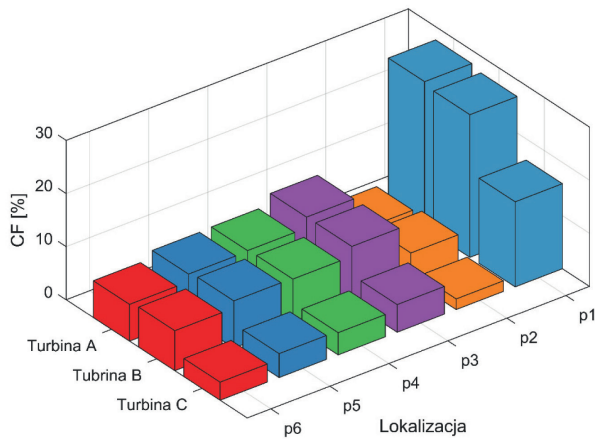


Rys. 6. Średnioroczny wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej trzech turbin wiatrowych o różnych mocach (3.2 kW, 6.0 kW i 8.2 kW) zainstalowanych na wysokości 10 m n.p.g.

Fig. 6. Annual average capacity utilization rate of three wind turbines with different capacities (3.2 kW and 8.2 kW) installed at 10 m above ground level



Rys. 7. Średni miesięczny współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej (CF) dla turbiny wiatrowej A, o mocy maksymalnej 8,2 kW wybranych lokalizacjach P1-P6 w Polsce. Lokalizacje: P1 – Leba, P2 – Wiecbork n. Bydgoszczy, P3 – Puszczykowo n. Poznania, P4 – Frampol k. Janowa Lubelskiego, P5 – Skala k. Krakowa, P6 – Krzanowice k. Raciborza



Rys. 9. Porównanie średniego współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej dla różnych turbin wiatrowych. Turbina A – 8.2 kW, turbina B – 3.2 kW, turbina C – 6 kW

Fig.9. Mean capacity factor comparison for different wind turbines. Turbine A – 8.2 kW, turbine B – 3.2 kW and turbine C – 6 kW

swobodnej analizie szeregów danych godzinnych, uwzględniających dodatkowo charakterystyki meteorologiczne i techniczne (WPD – teoretyczny potencjał energii wiatrowej, WEP – generowana moc turbiny), w ujęciu dobowym, miesięcznym, sezonowym czy rocznym będą cennym wsparciem na etapie przygotowania i oceny procesu inwestycyjnego. Wstępna wersja *Atlasu*, podobnie jak ogólnodostępny GWA 3.0 pozwolą Użytkownikowi na wybór jednego z trzech wariantów mocy projektowanej turbiny. We wstępnych założeniach przyjęto moce zainstalowane 3.2, 6.0 lub 8.2 kW. Wraz z rozwojem narzędzia planowane jest udostępnienie rozbudowanych katalogów wyboru wariantów technicznych stosowanych turbin.

Dodatkowym atutem AMEW-PL, w projektowanej wersji 2.0, będą bieżące analizy i prognozy ultrakrótkoterminowe generowanych mocy, z rozdzielczością przestrzenną 1x1 km (na podstawie danych nowcastingowych systemu INCA-PL2) oraz prognozy dotyczące produktywności turbin wiatrowych w przebiegu dobowym generowane dla każdej lokalizacji w Polsce w horyzoncie czasowym + 30h /w rozdzielczości 2.5 km oraz 72h/ 4.0 km, aktualizowane czterokrotnie w ciągu doby. ■

LITERATURA

[1] Banta, Robert M., Yelena L. Pichugina, W. Alan W. Brewer, Eric P. James, Joseph B. Olson, Stanley G. Benjamin, Jacob R. Carley, Laura Bianco, Irina V. Djalalova, James M. Wilczak, R. Michael Hardesty, Joel Cline, Melinda C. Marquis.2018. „Evaluating and Improving NWP Forecast Models for the Future: How the Needs of Offshore Wind Energy Can Point the Way”. *Bulletin of the American Meteorological Society* 99 (6): 1155–76. <https://doi.org/10.1175/BAMS-D-16-0310.1>.

[2] „Biuletyn Miesięczny Monitoringu Klimatu Polski”, IMGW-PIB, Dostęp 24.02.2023: <https://klimat.imgwv.pl/pl/biuletyn-monitoring/#2023/01>.

[3] Byrne, Raymond, Neil J. Hewitt, Philip Griffiths, Paul MacArtain.2019. „An Assessment of the Mesoscale to Microscale Influences on Wind Turbine Energy Performance at a Peri-Urban Coastal Location from the Irish Wind Atlas and Onsite LiDAR Measurements”. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, December 36:100537. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100537>.

[4] Chow, Ven Te, David R. Maidment, Larry W. Mays.1988. *Applied hydrology*, McGraw-Hill International Editions, Civil Engineering Series, New York.

[5] Germany, anemos GmbH, Reppenstedt. b.d. „Anemos Gesellschaft Für Umweltmeteorologie MbH”. Dostęp 21 kwietnia 2023. <http://www.anemos.de/>.

[6] GWA 3.0, „Global Wind Atlas”, 24.04.2023. <https://globalwindatlas.info>.

[7] Hersbach, Hans, Bill Bell, Paul Berrisford, Shoji Hirahara, András Horányi, Joaquín Muñoz-Sabater, Julien Nicolas, Carole Peubey, Raluca Radu, Dinand Schepers, Adrian Simmons, Cornel Soci, Saleh Abdalla, Xavier Abellan, Gianpaolo Balsamo, Peter Bechtold, Gionata Biavati, Jean Bidlot, Massimo Bonavita, Giovanna De Chiara, Per Dahlgren, Dick Dee, Michail Diamantakis, Rossana Dragani, Johannes Flemming, Richard Forbes, Manuel Fuentes, Alan Geer, Leo Haimberger, Sean Healy, Robin J. Hogan, Elias Hólm, Marta Janisková, Sarah Keeley, Patrick Laloyaux, Philippe Lopez, Cristina Lupu, Gabor Radnoti, Patricia de Rosnay, Iryna Rozum, Freja Vamborg, Sebastien Villaume, Jean-Noël Thépaut, „The ERA5 Global Reanalysis”. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society* (2020), 146 (730): 1999–2049. <https://doi.org/10.1002/qj.3803>

[8] Instituut, Koninklijk Nederlands Meteorologisch. „Home – Dutch Offshore Wind Atlas”. Webpagina. Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut. 23 grudnia 2019. <https://www.dutchoffshorewindatlas.nl/>.

[9] Instituut, Koninklijk Nederlands Meteorologisch. „Image Library – KNMI Projects”. Webpagina. Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut. 3 stycznia 2020. <https://www.knmiprojects.nl/projects/knw-atlas/image-library>.

[10] James, Eric P., Stanley G. Benjamin, Melinda Marquis.2018. „Offshore Wind Speed Estimates from a High-Resolution Rapidly Updating Numerical Weather Prediction Model Forecast Dataset”. *Wind Energy* 21 (4): 264–84. <https://doi.org/10.1002/we.2161>.

[11] Jędrak, Jakub, Ewa Konduracka, Artur Jerzy Badyda, Piotr Dąbrowiecki.2017. *Wpływ zanieczyszczeń powietrza na zdrowie*. Kraków: Krakowski Alarm Smogowy.

[12] Kaczmarczyk, Michał, Magda Kaczmarczyk, Grzegorz Pelka, Wojciech Luboń, Anna Będkowska, Łukasz Piechowicz, Bartłomiej Ciapała, and Magdalena Blok.2015. „Nińska emisja – od przyczyn występowania do sposobów eliminacji”. Kraków: Geosystem Burek, Kotyza sc. .

[13] Kaczmarczyk, Michał, Anna Sowizdzał, and Barbara Tomaszewska.2020. „Energetic and environmental aspects of individual heat generation for sustainable development at a local scale—A case study from Poland”. *Energies* (13) 2: 454.

[14] Kraus, Helmut. *Die Atmosphäre der Erde: Eine Einführung in die Meteorologie*. Springer-Verlag, 2007.

[15] Kozuchowski, Krzysztof.2020. „Cyrukulacyjne czynniki klimatu Polski II: Westerlies”, *Czasopismo Geograficzne* 91(1–2): 207–233.

[16] Lorenc, Halina.1996. Struktura i zasoby energetyczne wiatru w Polsce. Materiały Badawcze IMGW, seria: Meteorologia 25, Warszawa.

[17] Lorenc, Halina.2005. *Atlas klimatu Polski*. Warszawa: Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, Warszawa.

[18] Luzia, Graziela, Andrea N. Hahmann, i Matti Juhani Koivisto.2022. „Evaluating the Mesoscale Spatio-Temporal Variability in Simulated Wind Speed Time Series over Northern Europe”. *Wind Energy Science* 7 (6): 2255–70. <https://doi.org/10.5194/wes-7-2255-2022>.

[19] Mazur, Andrzej.2022. Określenie zasobów energii wiatru w Polsce z wykorzystaniem rezultatów numerycznych modeli meteorologicznych, *Przegląd Geograficzny* 94(1), 87–102, <https://doi.org/10.7163/PrzG.2022.1.4>

[20] Mortensen, Niels Gylling.2018. Wind resource assessment using WAsP software. DTU Wind Energy E-0174, Roskilde: grudzień .

[21] Muñoz Ortiz, Miguel, Lisa Kvalbein, Lars Hellemo.2021. „Evaluation of Open Photovoltaic and Wind Production Time Series for Norwegian Locations”. *Energy* 236 (grudzień): 121409. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121409>.

[22] Murcia, Juan Pablo, Matti Juhani Koivisto, Graziela Luzia, Bjarke T. Olsen, Andrea N. Hahmann, Poul Ejnar Sørensen, Magnus Als.2022. “Validation of European-scale simulated wind speed and wind generation time series”. *Applied Energy* 305, 1, [117794]. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117794>

[23] New European Wind Atlas, a free, web-based application developed, owned and operated by the NEWA Consortium, Dostęp 24.04.2023. www.neweuropeanwindatlas.eu.

[24] Olaofe, Zaccheus O.2019. „Quantification of the Near-Surface Wind Conditions of the African Coast: A Comparative Approach (Satellite, NCEP CFSR and WRF-Based)”. *Energy* 189 (12): 116232. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116232>.

[25] „Ryzyko anemologiczne”, serwis KLIMAT, IMGW-PIB, Dostęp 24.02.2023: <https://klimat.imgwv.pl/pl/ryzyko-anemologiczne/#2022/01/>

[26] Schneider, Martin, André Glücksman, Anselm Grötzner, i Heinz-Theo Mengelkamp.2022. „A Wind Atlas for Germany and the Effect of Remodeling”. *Meteorologische Zeitschrift* 31, 2, 117–130. <https://doi.org/10.1127/metz/2022/1102>.

[27] Skamarock, William C., Joseph B. Klemp, Jimmy Dudhia, David O. Gill, Liu Zhiqian, Judith Berner, Wei Wang, Jordan G. Powers, Michael G. Duda, Dale Barker, Xiang-yu Huang. *A Description of the Advanced Research WRF Model Version 4.3*, NCAR Technical Notes, Boulder Colorado, lipiec 2021. <https://doi.org/10.5065/1dth-6p97>.

[28] Staffell, Iain, Stefan Pfenniger.2016. “Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output”. *Energy* 114, 1224–1239. doi:10.1016/j.energy.2016.08.068

[29] Szeląg-Sikora, Anna, Jakub Sikora, Marcin Niemiec, Zofia Gródek-Szostak, Marcin Suder, Maciej Kuboń, Tomasz Borkowski, and Gabriela Malik. Solar Power.2021. “Stellar Profit or Astronomic Cost? A Case Study of Photovoltaic Installations under Poland’s National Prosumer Policy in 2016–2020”. *Energies* 14 : 4233.

[30] Tomczyk, Arkadiusz, Ewa Bednorz, red., *Atlas Klimatu Polski (1991-2020)*, Poznań: Bogucki Wydawnictwo Naukowe, 2022.

[31] Tuchenhagen, Patricia, Gilvani Gomes de Carvalho, Guilherme Martins, Pollyanne Evangelista da Silva, Cristiano Prestrelo de Oliveira, Lara de Melo Barbosa Andrade, João Medeiros de Araújo, Pedro Rodrigues Mutti, Paulo Sérgio Lucio, i Cláudio Moisés Santos e Silva.2020. „WRF Model Assessment for Wind Intensity and Power Density Simulation in the Southern Coast of Brazil”. *Energy* 190 (1): 116341. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116341>.

[32] Ustawa z dn. 20.05.2016 o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, Dziennik Ustaw Dz.U.2021.724 t j

[33] Witha, Björn, Andrea Hahmann, Tija Sile, Martin Dörenkämper, Yasemin Ezber, Elena Garcia-Bustamante, Fidel J. González-Rouco, Grégoire Leroy, Jorge Navarro. *WRF model sensitivity studies and specifications for the NEWA mesoscale wind atlas production runs. Deliverable D4.3. NEWA – New European Wind Atlas*, maj 2019. <https://doi.org/10.5281/zenodo.2682604>

[34] Witkowska, Agata, Dorota Anna Krawczyk, Antonio Rodero.2021. “Analysis of the Heat Pump Market in Europe with a Special Regard to France, Spain, Poland and Lithuania”. *Environmental and Climate Technologies* 25 , 1: 840–852.

[35] Wilby, Robert, Tom Wigley.1997. „Downscaling General Circulation Model Output: A Review of Methods and Limitations”. *Progress in Physical Geography: Earth and Environment*, 21 (4): 530–48. <https://doi.org/10.1177/030913339702100403>.