

Andrzej DROZDOWICZ*
Grzegorz TWARDOSZ*
Wojciech TWARDOSZ**

BADANIE WPLYWU PRZESZKÓD NA SPRAWNOŚĆ FARM WIATROWYCH NA MODELACH

Ważnym elementem przy projektowaniu farm wiatrowych jest optymalizacja typologii rozmieszczenia poszczególnych jednostek wytwórczych. W pracy przedstawiono przegląd metod stosowanych przy obliczaniu wpływu turbulencji na sprawność farmy wiatrowej. Opisano na przykładzie wykorzystanie modeli kinematycznych oraz scharakteryzowano obecnie stosowane modele matematyczne.

SŁOWA KLUCZOWE: farma wiatrowa, turbiny offshore, turbiny onshore, turbulencje wiatru

1. WPROWADZENIE

Moc wytwarzana przez turbinę wiatrową jest zgodnie z prawem Betza, zależna między innymi od prędkości wiatru w trzeciej potęgze. Sposób określenia wartości prędkości budzi szereg wątpliwości. Turbulencja, czyli zakłócenie równomiernego przepływu strug powietrza może osiągać znaczne wartości dochodzące nawet do 20%. Źródłem turbulencji są przede wszystkim ukształtowanie terenu, oddziaływanie promieniowania elektromagnetycznego słońca i przeszkody np. drzewa, sąsiednie turbiny wiatrowe, maszty meteorologiczne itp.

W przypadku farm wiatrowych zarówno offshore jak i onshore wartość turbulencji prędkości wiatru jest uważana za podstawową przyczynę spadku generowanej mocy, co z kolei wpływa na stabilność sieci elektrycznej. Badania wpływu przeszkód na sprawność farm wiatrowych prowadzi się na modelach fizycznych i matematycznych.

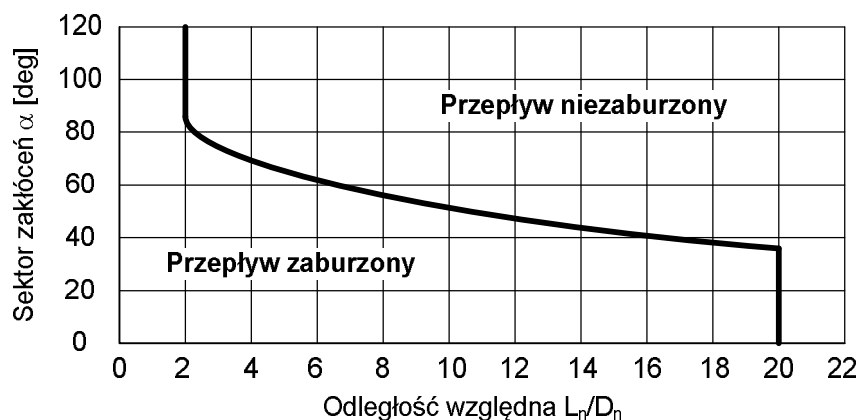
2. BADANIA WPLYWU PRZESZKÓD NA SPRAWNOŚĆ FARM WIATROWYCH

Obliczenia rocznej wydajności energetycznej AEP (ang. *Annual Energy Production*) w przypadku jednej turbiny przeprowadza się w oparciu o [1]. Wartość

* Politechnika Poznańska.

** Wyższa Szkoła Komunikacji i Zarządzania w Poznaniu.

AEP można obliczyć na dwa sposoby: jeden jest określony jako AEP pomiarowa, drugi jako AEP ekstrapolowana. Zmiana prędkości wiatru jest opisana przez rozkład Rayleigha. W przypadku farm wiatrowych o n turbinach, wartość AEP nie jest nigdy n -krotnie większa od wartości wydajności energetycznej pojedynczej turbiny. Na rys. 1 przedstawiono przykłady sektorów, w których na pracę turbiny wiatrowej w sposób znaczący mają wpływ przeszkody.



Rys. 1. Sektory wykluczane ze względu na ślad aerodynamiczny przeszkód [1]

Sposób obliczenia wartości turbulencji, wpływu przeszkód na wydajność farmy wiatrowej jest opisany w [2]. W badaniach numerycznych modelowych wpływu zakłóceń na pracę turbin wiatrowych najczęściej stosuje się metodę CFD. Metoda jest oparta na równaniach przepływu strugi Naviera-Stokesa. Są stosowane różne metody dyskretyzacji. W metodzie DNS (ang. *Direct Numerical Simulation*) jest rozwiązywane bezpośrednio równanie Naviera-Stokesa. Z uwagi na znaczny stopień skomplikowania obliczeń, tej metody nie stosuje się w badaniach modelowych farm wiatrowych. W badaniach modelowych wykorzystuje się najczęściej metody RANS (ang. *Reynolds Averaged Navier Stokes*) i LES (ang. *Large Eddy Simulation*). Z uwagi na eliptyczny charakter zmian ciśnienia, w równania Poissona metoda RAVS jest nadal bardzo długotrwała. Dlatego są stosowane także dużo szybsze metody oparte na założeniach parabolicznej i liniowej zmianie ciśnienia. Powszechnie jest stosowane przybliżenie liniowe, chociaż jest najmniej dokładne. Najważniejszą zaletą stosowania tego przybliżenia jest bardzo krótki czas obliczeń rzędu godzin. Metoda LES jest alternatywą do stosowania metody RANS. W metodzie LES zawirowania o małej wartości nie są uwzględniane w obliczeniach, co wpływa na znaczne skrócenie czasu obliczeń. Metody RANS i LES są używane w badaniach naukowych. Jako narzędzie stosowane w projektowaniu farm wiatrowych jest, z uwagi na długi czas obliczeń rzędu dni, rzadko wykorzystywane.

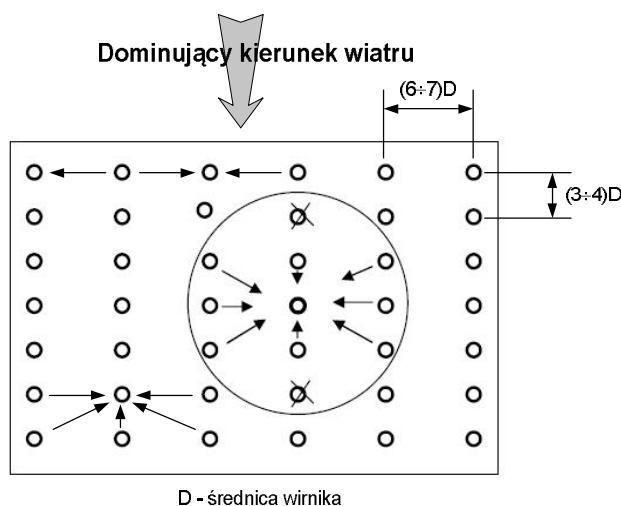
Model Frandsena lub SAM (ang. *Storpark Analytical Model*) został po raz pierwszy przedstawiony w 2006 roku. W tym modelu dzieli się obszar zajmowany przez farmę wiatrową na trzy regiony. W tym modelu zakłada się, że odległości pomiędzy turbinami, pomiędzy rzędami są tak duże, że nie są one źródłem turbulencji. Źródłem turbulencji są turbiny w kolumnach. W regionie jeden tj. pierwszych kilka rzędów, oddziaływaniu na każdą następną turbinę, zmienia się n -krotnie. W regionie drugim turbulencja ma stałą wartość. Region trzeci jest w odległości na tyle dużej od turbin, że zakłócenia przepływu wiatru wywołane przez przeszkody nie występują. Ratham przystosował model Frandsena do przeprowadzenia obliczeń numerycznych.

Do najczęściej stosowanych programów pozwalających określić wartość deficytu prędkości wywołanego przez przeszkody zalicza się WAsP, WindPro, WindFarmer, WindFarm i WindSim. W programie WAsP są wykorzystywane modele Jensena [3] i zlinearyzowany CFD. W programie WindPro jest wykorzystywany moduł Model z WAsP. W programie WindFarma są wykorzystywane modele Ainslie, RANS i CFD. Model Ainslie przedstawiono w 1988 roku. Model ten oparty jest za założeniu rozkładu normalnego profilu wiatru w pobliżu źródła turbulencji. Często spotykaną nazwą jest także model EV (ang. *Eddy Viscosity*). Przez określenie w pobliżu źródła turbulencji rozumie się odległości do pięciu średnic wirnika. W programie WindFarm są wykorzystywane modele Jensena, Ainslie i Larsena [4]. Modele kinematyczne Jensena, Larsena, Ishikary [5], są wykorzystywane w programie WindSim. Są zaliczane do prostych narzędzi, o krótkim czasie obliczeń. Dlatego są powszechnie wykorzystywane w praktyce. Ceny netto programów (bez VAT) wahają się w przedziale od 3 do 5 tysięcy euro, z licencją na jednego użytkownika. W badaniach naukowych częściej są stosowane modele matematyczne.

3. ANALITYCZNE METODY OKREŚLANIA WPLYWU PRZESZKÓD NA MOC GENEROWANĄ PRZEZ FARMY WIATROWE

W farmach wiatrowych sąsiadujące ze sobą turbiny są źródłem zakłócenia laminarnego przepływu wiatru. Zmiana prędkości wiatru może być także wynikiem ukształtowania terenu. Wpływ ukształtowania terenu można określić podając wartość współczynnika szorstkości. W wielu przypadkach występują oba źródła zakłóceń przepływu wiatru przez wirnik turbiny. Przeszkody nie tylko zmieniają wartość prędkości wiatru, ale także i jego charakter. Występują lokalne zawirowania, które powodują turbulencje, co z kolei zmienia charakter przepływu strug powietrza laminarnego na turbulentny, nazywany także burzliwym.

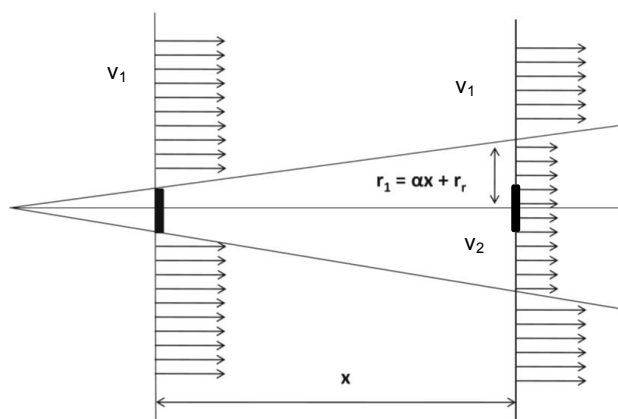
Na rys. 2 przedstawiono typowy sposób rozmieszczenia turbin wiatrowych na farmach.



Rys. 2. Rozmieszczenie turbin wiatrowych na farmie wiatrowej

W przypadku kiedy występuje tylko jeden rząd turbin wiatrowych należy się liczyć z oddziaływaniem dwóch sąsiednich turbin, wyłączając skrajne. W przypadku występowania dwóch rzędów liczba rośnie do pięciu. W przypadku farm wiatrowych o wielu rzędach, źródłem turbulencji jest już osiem sąsiadujących turbin.

Na rys. 3 przedstawiono w sposób uproszczony wpływ przeszkody na wartość prędkości wiatru.



Rys. 3. Wpływ przeszkody na wartość prędkości wiatru

Współczynnik α określa szybkość zmian prędkości wiatru w funkcji odległości i oblicza się ze wzoru (1):

$$\alpha = \frac{0,5}{\ln \frac{z}{z_0}} \quad (1)$$

gdzie: z - odległość pomiędzy poziomem ziemi a piastą turbiny generującą zakłócenia, z_0 - współczynnik szorstkości terenu pomiędzy turbinami.

Według najnowszych wyników badań [6] wartość α jest zależna od intensywności turbulencji. W tabeli 1 przedstawiono względne wartości turbulencji prędkości wiatru i odpowiadające wartości współczynnika zmiany.

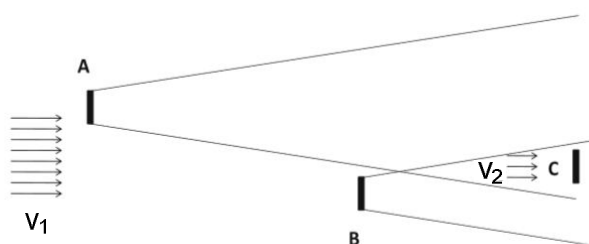
Tabela 1. Zależność pomiędzy wartością turbulencji a współczynnikiem szybkości zmian prędkości wiatru [6]

Intensywność turbulencji [%]	Współczynnik zmiany α
8	0,040
10	0,052
13	0,063
15	0,075
16	0,083
18	0,092
21	0,100
24	0,108
29	0,117

Zmiana prędkości δv , czasem nazywaną deficytem prędkości, oblicza się według wzoru (2):

$$\delta v = \frac{v_1 - v_2}{v_1} \quad (2)$$

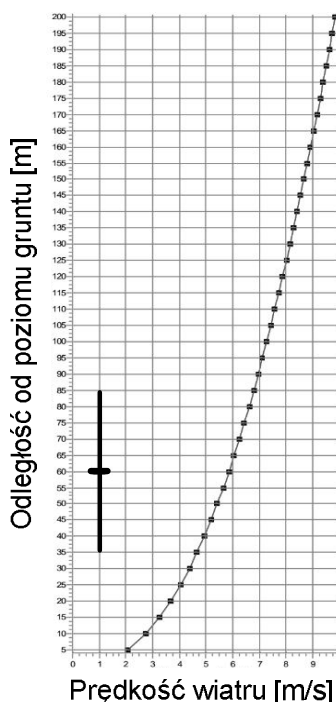
Na rys. 4 przedstawiono wpływ dwóch turbin A i B na wartość prędkości wiatru dochodzącą do turbiny C.



Rys. 4. Oddziaływanie kilku przeszkód na wartość prędkości wiatru

Prędkość wiatru v_2 działające na turbinę wiatrową c jest mniejsza od prędkości wiatru v_1 . Jest to wynikiem oddziaływania przeszkód, którymi są turbiny A i B.

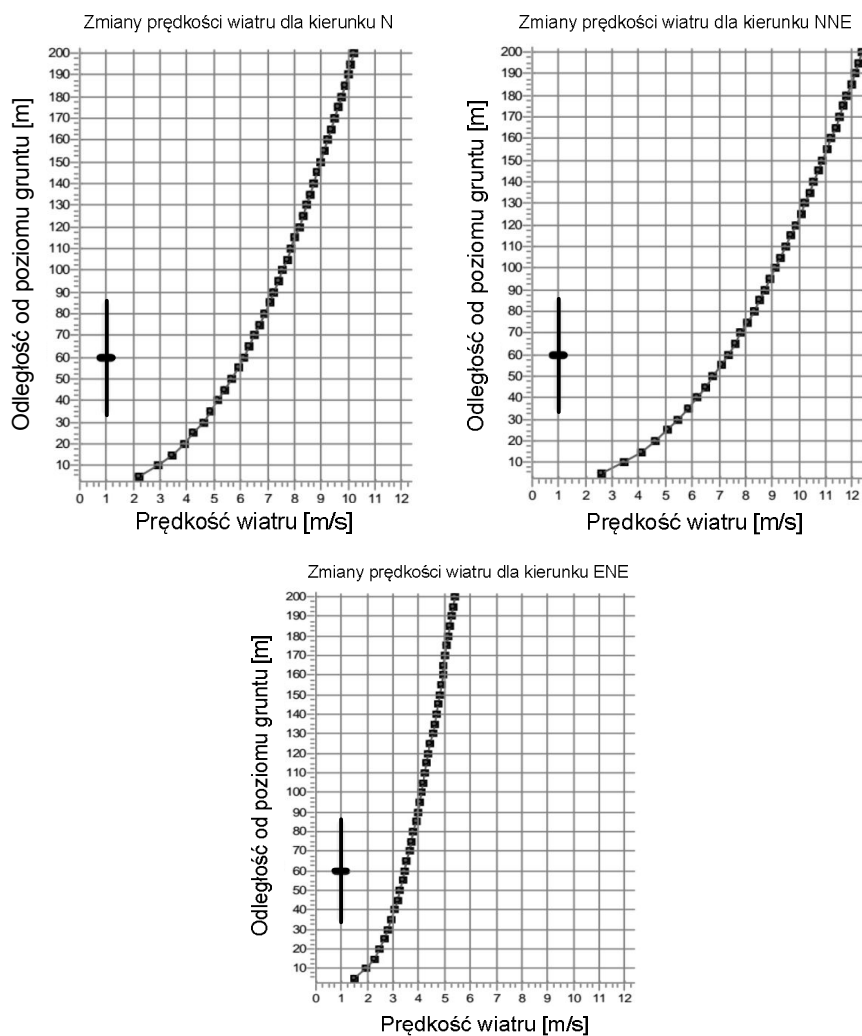
Ponieważ prędkość wiatru zmienia swoją wartość w funkcji odległości od poziomu gruntu, czy morza, założenie stałej prędkości wiatru dochodzącej do wirnika turbiny jest upraszczającym założeniem. Na rys. 5 pokazano wartość średnią zmiany prędkości wiatru w funkcji odległości od poziomu gruntu.



Rys. 5. Uśredniony przebieg zmian prędkości wiatru w funkcji odległości od poziomu gruntu [7]

W meteorologii różę wiatrów przedstawia się na ogół w ośmiu kierunkach tj. czterech podstawowych i czterech pośrednich. W energetyce wiatrowej wykres róży wiatrów jest dokładniejszy i jest określany w 12-u kierunkach. W nawigacji jest wykorzystywana 32-rumbowa skala kierunków stron świata. Wykres przedstawiony na rys. 5 jest średnią z dwunastu różnych kierunków. Na rys. 6 przedstawiono zmiany wartości prędkości wiatru dla trzech kierunków tj. północnego, północno-północno-wschodni i wschodnio-północno-wschodni.

Różnica prędkości wiatru dochodzącego do poszczególnych śmigieł wirnika może przekraczać nawet 30%. Do najczęściej stosowanych analitycznych metod badania wpływu przeszkód na generowaną moc przez farmy wiatrowe zalicza się model Jensena, Larsena i Isihary [3, 4, 5, 8, 9].



Rys. 6. Zmiany wartości prędkości wiatru w kierunku północnym (N), północno-północno-wschodnim (NNE) i wschodnio-północno-wschodnim (ENE) [7]

W modelu Jansena, wartość zmiany prędkości wiatru δv wynikająca z konfiguracji farmy wiatrowej oblicza się według wzoru (3):

$$\delta v = \frac{1 - \sqrt{1 - G}}{1 + K \left(\frac{x}{r}\right)^2} \quad (3)$$

gdzie: C_T – współczynnik ciągu, D – średnica wirnika, x – odległość pomiędzy turbinami, K – wartość określana doświadczalnie.

Wartość K mieści się typowo w przedziale 0,04–0,075. Dokładnie można ją wyliczyć ze wzoru (4):

$$K = \frac{A}{\ln \frac{h}{z_0}} \quad (4)$$

gdzie: $A = 0,5$, h – wysokość do piasty, z_0 – szorstkość terenu.

Wartość współczynnika ciągu można obliczyć z empirycznego wzoru (5), w przedziale zmian prędkości wiatru $5 \text{ m/s} < v < 17,5 \text{ m/s}$.

$$C_T = -44,95 \frac{1}{v^2} + 15,64 \frac{1}{v} - 0,333 \quad (5)$$

gdzie: v – prędkość wiatru.

W modelu Larsena wykorzystuje się równanie Prandtla. Wartość deficytu prędkości oblicza się według wzoru (6):

$$\delta v = \frac{(C_I A x^{-2})^{\frac{1}{3}}}{9} [r^{\frac{3}{2}} (3C_I^2 C_T A x)^{-\frac{1}{2}} - (\frac{35}{2\pi})^{\frac{3}{10}} (3C_I^2)^{-\frac{1}{5}} J^2] \quad (6)$$

gdzie: A – powierzchnia zataczana przez śmigło, C_I – odległość Prandtla, r – odległość pomiędzy sąsiednimi turbinami, D – średnica wirnika.

Wartość współczynnika c_I oblicza się według wzoru (7):

$$C_I = (\frac{D}{2})^{\frac{5}{2}} (C_T A x_0)^{-\frac{5}{6}} \quad (7)$$

gdzie: x_0 oblicza się według wzoru (8)

$$x_0 = \frac{9,5D}{(2 \frac{R_{9,5}}{D})^3 - 1} \quad (8)$$

Wartość $R_{9,5}$ oblicza się według wzoru (9):

$$R_{9,5} = 0,5(R_{nb} + \min(h, R_{nb})) \quad (9)$$

Wartość R_{nb} oblicza się ze wzoru (10):

$$R_{nb} = \max[1,09D, 1,08D + 21,7D(I_a - 0,05)] \quad (10)$$

gdzie: I_a – wartość turbulencji na wysokości piasty.

Jansen wraz ze współpracownikami opracował model w 1983 roku. Larsen ze współpracownikami opracował model w 1988 roku. Model Isihary przedstawiono dopiero w 2004 roku. W tym modelu uwzględnia się dwie składowe turbulencji tj. naturalną i wymuszoną. Turbulencja naturalna lub rzeczywista I_a , wynika z wpływu ukształtowania terenu, czyli wartości szorstkości. Składowa wymuszona turbulencji jest wywołana przez otaczające turbiny.

Zmiany prędkości wiatru oblicza się według wzoru (11):

$$\delta v = \frac{\sqrt{C_T}}{32} \left(\frac{1,666}{k_1}\right)^2 \left(\frac{x}{D}\right)^{-p} \exp\left(-\frac{r^2}{b^2}\right) \quad (11)$$

gdzie: $k_1 = 0,27$, b – szerokość turbulencji, p – intensywność turbulencji obliczona według wzoru (12).

$$p = 6,0(I_a + I_w) \quad (12)$$

W przypadkach, kiedy praca turbiny jest zakłócona przez więcej niż jedną przeszkodę, oddziaływanie wypadkowe można obliczyć w dwojaki sposób. Pierwszy sposób polega na założeniu liniowego wpływu poszczególnych przeszkód, a więc wykorzystuje się zasadę superpozycji. Jest to sposób rzadziej stosowany. Częściej traktuje się zakłócenie jako niezależne i oblicza się zakłócenia wypadkowe ze wzoru (13):

$$\delta v = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta v_i^2} \quad (13)$$

gdzie: δv – wypadkowa zmiana prędkości wiatru, δv_i – zmiana prędkości wywołana przez i -tą turbinę, n – liczba turbin wpływających na zmianę prędkości.

Wzór (13) jest także zalecany w [2] do określania wartości niepewności całkowitej. Poniżej przedstawiono wyniki obliczeń deficytu prędkości w przypadku odległości między turbinami $x = 200$ m, współczynnik szorstkości terenu $z_0 = 0,3$ m, wysokość masztu $h = 60$ m, średnica wirnika $D = 40$ m, prędkość wiatru $v_l = 12$ m/s.

Deficyt prędkości wynosi odpowiednio:

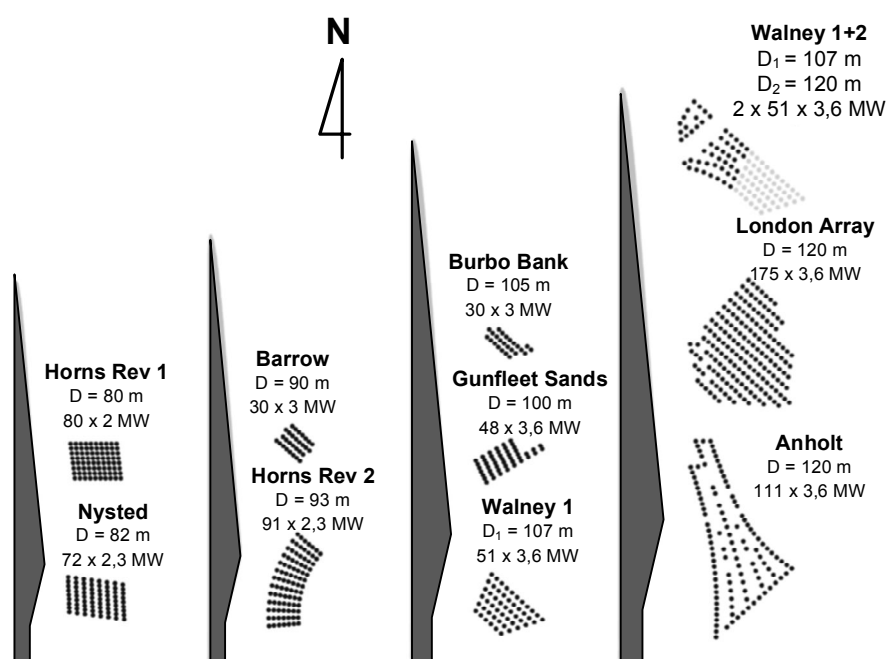
$$\delta v_j = 5,51\% \quad \delta v_L = 6,41\% \quad \text{oraz} \quad \delta v_I = 8,54\%$$

Obliczenia metodą Jensena są najprostsze i są uważane za najmniej dokładne. Obliczenia metodą Larsena są najbardziej czasochłonne. Wartości deficytów prędkości są tego samego rzędu. Wartość średnia deficytu prędkości wynosi 7%. Odległość pomiędzy turbinami wynosiła $5D$, jest więc większa od zalecanej ($3-4D$). W przypadku farm wiatrowych na turbiny znajdujące się w środkowych rzędach działa aż 8 zakłóceń powodowanych przez przeszkody.

4. PODSUMOWANIE

Do opisu przepływu turbulentnego stosuje się najczęściej równanie Reynoldsa. Jeżeli rzeczywista wartość liczby Reynoldsa Re jest mniejsza od teoretycznej, przepływ strugi powietrza jest laminarny. Jeżeli obliczona wartość jest większa od Re przepływ jest metastabilny lub turbulentny. W rzeczywistych ośrodkach są określone dwie krytyczne liczby Reynoldsa – dolna i górna. Poniżej globalnej wartości przepływ jest laminarny, a powyżej górnej zawsze turbulentny czyli burzliwy.

Turbulencja zmniejsza wartość wytwarzanej energii elektrycznej przez turbinę, wpływają na wytrzymałość zmęczeniową zewnętrznych części elektrowni wiatrowej oraz są dodatkowym źródłem emisji hałasu. W celu określenia pionowego profilu wiatru coraz częściej stosuje się Lidary i Sodary. Przewiduje się, że już wkrótce farmy wiatrowe osiągną moc 1-2 GW, przy jednostkowej mocy turbiny 10 MW. Niezwykle ważny staje się wybór topologii farmy wiatrowej. Na rys. 7 przedstawiono przykłady topologii farm wiatrowych.



Rys. 7. Rozmieszczenie turbin wiatrowych na farmach z uwzględnieniem mocy i średnicy wirnika

W miarę wzrostu mocy poszczególnych jednostek wytwórczych, rośnie średnica wirnika. Dlatego też zwiększa się wpływ turbin jako źródła turbulencji przepływu wiatru. Optymalizację topologii farm wiatrowych można przeprowadzić m.in. w oparciu o program TOPFARM. W programie można modelować różne struktury farm wiatrowych, stosować różne modele rozkładu prędkości wiatru, z uwzględnieniem składowych turbulencji, analizować aspekty ekonomiczne oraz przeprowadzić wielokryterialną optymalizację.

Wydaje się, że obliczanie wpływu turbulencji metodami kinematycznymi ma sprawność farm wiatrowych, z powodu coraz częściej stosowanych w pomiarach prędkości wiatru i jego pionowego rozkładu Liderami i Sodarami, zostanie zastąpione modelami matematycznymi.

LITERATURA

- [1] PN-EN 61400-12-2: 2006. Turbozespoły wiatrowe. Część 12: Badania energetyczne.
- [2] PN-EN 61400-1: 2005. Turbozespoły wiatrowe. Część 1: Wymagania dotyczące bezpieczeństwa.
- [3] Jensen N.O.: A note on wind generator interaction. Technical Report (Risa-M-2411), Røksikte, Denmark, November 1983.
- [4] Larsen C.G.: A simple wake calculation procedure. Riso-M-2760 Røksilde Denmark. December 1988.
- [5] Isihara T., Yamaguchi A., Fujino Y.: Development of a new wake model based on a wind tunnel experiment. Global wind power 2004.
- [6] Choi J., Shan M.: Advancement of Jensen (Park) wake model. Proceedings of the EWEA Annual Meeting, Vienna, 2013.
- [7] www.town.swampscott.me.us [dostęp: 5.02.2016].
- [8] Churchfield M.: A review of wind turbine wake models and future directions. NREL/PR-5200-60208. Boulder, Colorado, August, 6, 2013.
- [9] Crasto G., Castellani F., Grasdahl A.R., Piccioni E.: Wind turbines wake calculations. Comparisons of actuator disc against analytical models. AWEA 2011. Wind Power Proceedings Anaheim, California 2011.

WIND FARMS PRODUCTION UNDER WAKE CONDITIONS

An important phase of a wind farm design is solving optimization problem of positioning the turbines within the wind farm. This paper gives an overview on the exciting work and discusses the challenges that may be overcome by future research. Are described kinematic as well as mathematical models.

(Received: 24. 02. 2016, revised: 4. 03. 2016)