

WYBRANE ASPEKTY TECHNICZNO-EKONOMICZNE LOKALIZACJI FARM WIATROWYCH

Łukasz Gospodarek, Grzegorz Trzmiel

Politechnika Poznańska, Wydział Elektryczny

Streszczenie. W pracy przedstawiono skróconą analizę techniczno-ekonomiczną rozmieszczenia planowanych siłowni wiatrowych. Szczególną uwagę zwrócono na umiejscowienie przestrzenne, uciążliwe dla społeczeństwa efekty pracy wiatraków, wybrane aspekty ekonomiczne oraz potrzebę monitorowania warunków wietrzności przed wyborem lokalizacji, ale również stanu i bieżących uzysków z wykorzystaniem systemu SCADA. Zwrócenie uwagi na wskazane problemy powinno być wystarczającym punktem wyjścia do skutecznej realizacji inwestycji.

Słowa kluczowe: siłownie wiatrowe, wietrzność, lokalizacja, kryteria ekonomiczne, systemy SCADA

SOME TECHNICAL AND ECONOMIC ASPECTS OF THE LOCATION OF WIND FARMS

Abstract. The paper presents a summary technical and economic analysis of the placement of planned wind turbines. Particular attention was paid to the spatial location and tedious for the public results of wind turbines work, selected economic aspects and the need for monitoring of wind conditions before choosing a location, but also state and current yields using the SCADA system. Draw attention to problems noted should be a sufficient starting point for effective implementation of the investment.

Keywords: wind turbines, windiness, location, economic criteria, SCADA systems

Wstęp

Ze względu na szybko rozwijające się technologie wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i dyrektywy wydawane przez Unię Europejską, związane z tematem zwiększenia udziału produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, rośnie liczba inwestycji w energetyce odnawialnej. Najczęściej wybieranym przez inwestorów dotychczas sposobem wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych są elektrownie wiatrowe. Powodem takiego wyboru jest większa sprawność wytwarzania energii elektrycznej niż np. z paneli fotowoltaicznych, dłuższa żywotność, mniejsza powierzchnia terenu potrzebnego do budowy elektrowni wiatrowej. Koniecznością jest ujednoczenie prawa związanego z budową farmy wiatrowej, ponieważ często powstają konflikty, które prowadzą do znacznego przedłużenia czasu realizacji inwestycji. Stąd autorzy widzą potrzebę przeanalizowania problemu doboru odpowiedniej lokalizacji siłowni wiatrowych w aspekcie uzyskania możliwie dużych uzysków energetycznych przy jednoczesnej minimalizacji uciążliwego wpływu inwestycji na okolicznych mieszkańców.

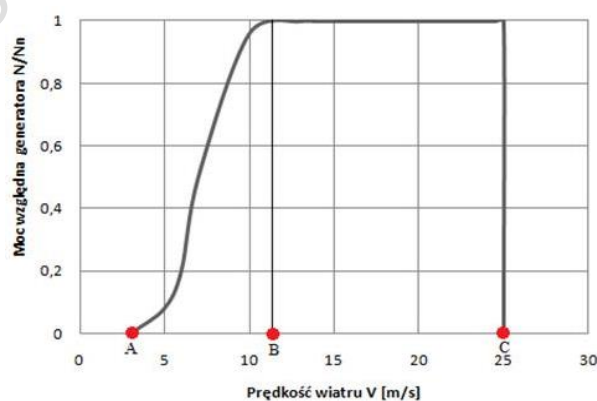
1. Elektrownie wiatrowe w Polsce

Obecnie najczęściej spotykane są elektrownie z poziomą osią obrotu, wyposażone w trzy łopaty. Wynika to z lepszej, względem innych rozwiązań, efektywności, sprawności i opłacalności takiego rozwiązania. Większość elektrowni wiatrowych wybudowanych w XX wieku posiada dwustronnie zasilany generator indukcyjny. W celu dostosowania ich prędkości obrotowej (rzędu 750 do 1500 obr/min) do prędkości wirowania łopat wirnika (do 20 obr/min) stosuje się przekładnie, których przełożenie jest niekiedy większe od 60. Przyczyną stosowania generatorów asynchronicznych jest ich prosta konstrukcja, niskie koszty oraz możliwość sterowania.

W układach niewielkiej mocy elektrownie wiatrowe posiadają niekiedy dwa generatory asynchroniczne. Pierwszy z nich pracuje przy mniejszej prędkości wiatru, czyli mniejszych obrotach własnych (np. 750 obr/min), drugi natomiast pracuje przy większych obrotach własnych (1500 obr/min) i większej prędkości wiatru. Na rysunku 1 przedstawiono przykładową charakterystykę zależności mocy generatora od prędkości wiatru [2]. Zakres pracy elektrowni wiatrowej zależy od prędkości wiatru. Załączenie elektrowni wiatrowej następuje przy prędkości wiatru 3÷5 m/s, natomiast jej wyłączenie przy prędkości 25 m/s. Moc nominalną elektrownia wiatrowa osiąga przy 12÷16 m/s.

Najczęściej w praktycznych zastosowaniach stosuje się obecnie układy zmienno-prędkościowe o zmiennej w szerokich

granicach prędkości obrotowej, w których stosuje się generator synchroniczny. Nie jest on bezpośrednio sprzęgnięty z siecią elektroenergetyczną, tylko za pośrednictwem przekształtnika energoelektronicznego, najczęściej o sterowaniu wektorowym typu „full-scale controlled converter” [1]. Wirnik generatora synchronicznego jest bezpośrednio sprzęgnięty z wirnikiem turbiny, co nie wymaga stosowania przekładni, ale wymusza stosowanie większej liczby par biegunów (powyżej 120) niż w tradycyjnych konstrukcjach. Elektrownie wiatrowe wyposażone są w różnego rodzaju systemy sterujące ich pracą, co pozwala dostosować elektrownie do zmieniających się parametrów wiatru. Przykładem może być system do sterowania kątem ustawienia łopat względem siły wiatru, ustawić można je również w tzw. pozycję hamowania w celu zatrzymania elektrowni wiatrowej.



Rys. 1. Zależność mocy względnej generatora wiatrakowego od prędkości wiatru [11]: A – uruchomienie turbiny, B – osiągnięcie mocy znamionowej, C – wyłączenie

2. Planowanie lokalizacji

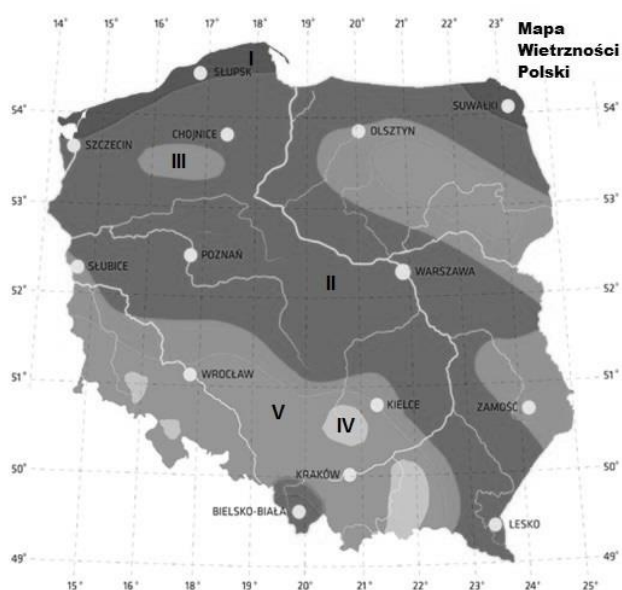
Etap planowania inwestycji opiera się na poszukiwaniu potencjalnego miejsca pod inwestycję budowy farmy wiatrowej względem dostarczanych wstępnych badań wietrzności (rys. 2), możliwości podłączenia do sieci elektro-energetycznej czy też istnienia dróg dojazdowych.

Lokalizacja farmy wiatrowej powinna spełniać między innymi kryteria takie jak [13]:

- duży potencjał wietrzności,
- spełnienie warunków przyłączeniowych do sieci elektroenergetycznej,
- odpowiednia odległość od zabudowań oraz infrastruktura drogowa,
- spełnienie warunków środowiskowych,

- minimalizacja efektu migającego cienia,
- aspekty ekonomiczne,
- możliwość zdalnego monitorowania.

Szczegółowe pomiary siły wiatru dokonywane są najczęściej przez okres dwóch-trzech lat. Pozwala to na uzyskanie szeregu danych zmieniających się w zależności od pory roku oraz na porównanie danych rocznych. Aparaturę pomiarową umieszcza się na masztach kratownicowych bądź rurowych. Maszt wyposażony jest w rejestrator danych (prędkości wiatru, temperatur i ciśnienia na 3 wysokościach) i ogniwo fotowoltaiczne. Stawianie masztów pomiarowych powinno odbywać się zgodnie z prawem budowlanym. Odległość masztu pomiarowego od planowanej lokalizacji turbiny wiatrowej nie powinna przekraczać 2 km. W ciągu całego okresu badań pomiary powinny zachować ciągłość, w związku z czym konieczne jest serwisowanie: cykliczne odbywa się co 3 miesiące, zaś serwisowanie awaryjne odbywa się natychmiast i usterki są jak najszybciej usuwane.



Rys. 2. Strefy wietrzności w Polsce [8]: I - bardzo korzystne, II - korzystne, III - dość korzystne, IV - niekorzystne, V - bardzo niekorzystne

Dzięki szczegółowym pomiarom siły wiatru nie tylko można dobrać parametry turbiny, ale również optymalną wysokość wieży, ponieważ prędkość wiatru rośnie tylko do pewnej wysokości [3]. Uzyskuje się charakterystyki profilu wysokości wieży od siły wiatru, dzięki którym można określić optymalną wysokość, powyżej której wysokość masztu jest nieopłacalna.

Najczęściej przyjmuje się, że minimalna średnioroczna prędkość wiatru na danym terenie powinna przekraczać 4 m/s. Sezonowa zmienność prędkości wiatru w ciągu roku w Polsce w okresie letnim stanowi 70-80 % wartości średniej a w okresie zimowym od 120 do 130 %. Jest to korzystne ze względu na pokrywający się w okresie zimowym sezon grzewczy. Na mapie z rysunku 2 przedstawiono strefy wietrzności w Polsce, które obrazują potencjalne tereny pod budowę farm wiatrowych. Obszary najbardziej odpowiednie pod inwestycje farm wiatrowych, gdzie prędkość wiatru przekracza 4 m/s, to wybrzeże Morza Bałtyckiego, Suwalszczyzna oraz wysokie partie gór, gdzie średnioroczne prędkości wiatru przekraczają 6 m/s. Niestety w zagospodarowaniu tych terenów przeszkadza uboga, a wręcz niekiedy brak infrastruktury dróg dojazdowych, możliwości przyłączenia elektroenergetycznej sieci oraz ochrona krajobrazu [3]. W związku z tymi problemami należy zwrócić uwagę na odpowiednie zaprojektowanie mapy drogowej oraz określenie odległości farmy wiatrowej od zabudowań, co zagwarantuje dostateczny komfort życia okolicznym mieszkańcom.

2.1. Odległość od zabudowań, infrastruktura drogowa

Odpowiednia odległość od zabudowań mieszkalnych powinna spełniać dopuszczalne normy hałasu zawarte w Rozporządzeniu Ministra środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie "dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku" [9]. Według tego rozporządzenia poziom hałasu w odpowiedniej odległości od jego źródła nie powinien przekraczać 40 dB, odległość tę powinno się odpowiednio wyliczyć, jest ona zależna od poziomu hałasu, który jest emitowany przez jego źródło. W ten sposób na mapie wybranego terenu wykreśla się izofonę, w obrębie której nie powinny znajdować się zabudowania mieszkalne.

Za pomocą wzorów (1)-(5) przedstawiono metodę wyznaczania granic izofony i tym samym odległości, w jakiej powinien znajdować się wiatrak od zabudowań. Sposób obliczenia izofony przedstawiono poniższymi zależnościami [11]:

$$R_z = r_1 \cdot 10^{\frac{L_{aeq1} - L_{aeq2}}{k}}, \quad (1)$$

$$k = \frac{L_{aeq2} - L_{aeq1}}{\log\left(\frac{r_1}{r_2}\right)}, \quad (2)$$

gdzie: R_z - odległość, w jakiej powinien znajdować się wiatrak od zabudowań [m], r_1 , r_2 - odległość przyjęta przez obserwatora [m], L_{aeq1} - poziom hałasu w odległości r_1 [dB], L_{aeq2} - poziom hałasu w odległości r_2 [dB], L_{aizo} - poziom hałasu określony w normie [dB], k - całkowita liczba powierzchni.

Obliczenie izofony, oprócz wzoru końcowego (1), wymaga obliczenia poziomu hałasu, jaki emituje turbina wiatrowa L_n , poziomu hałasu w odległościach r_1 , r_2 i w punkcie obserwacji ΔL_r , co przedstawiono poniższymi wzorami [11]:

$$L_n = 50 \log(V_s) = 10 \log(D) - 4, \quad (3)$$

gdzie: L_n - poziom źródła hałasu [dB], V_s - prędkość wiatru [m/s], D - średnica łopaty wiatraka [m],

$$\Delta L_r = 20 \log\left(\frac{r}{r_0}\right) - 11, \quad (4)$$

gdzie: ΔL_r - poziom hałasu w punkcie obserwacji [dB], r - obrona odległość od wiatraka [m], r_0 - odległość odniesienia równa 1 m.

$$L_{aeq} = L_n - \Delta L_r, \quad (5)$$

gdzie: L_n - poziom źródła hałasu [dB], ΔL_r - poziom hałasu w punkcie obserwacji [dB].

Dokonano przykładowych obliczeń na przykładzie turbiny Vestas V80 2,0 MW [14], przyjęto następujące założenia i wartości do obliczeń: $V_s = 25$ m/s, $D = 90$ m, $r_1 = 10$ m, $r_2 = 20$ m, $r_0 = 1$ m, $L_{aizo} = 45$ dB.

W wyniku przyjętych danych otrzymano następujące wyniki:

- poziom hałasu emitowany przez turbinę: $L_n = 85$ dB,
- poziom hałasu w punkcie obserwacji:
- $\Delta L_{r1} = 9$ dB, $\Delta L_{r2} = 15$ dB,
- poziom hałasu w punktach odniesienia r_1 , r_2 :
- $L_{aeq1} = 76$ dB, $L_{aeq2} = 70$ dB,
- współczynnik $k = 19$.

Odległość wiatraka od zabudowań powinna wynosić $R_z = 428$ m.

Infrastruktura drogowa powinna umożliwiać dołączenie dróg dojazdowych do istniejących dróg użytku publicznego. Stanowi to dość ważny aspekt podczas planowania budowy farmy wiatrowej. Najlepiej jest usytuować wiatraki jak najbliżej drogi publicznej, ponieważ zmniejsza to koszty utworzenia dróg dojazdowych do wiatraków i dróg łączących wiatraki między sobą. Zmniejsza to również komplikacje wynikające z przygotowania odpowiednio wyprofilowanych luków zakrętów, utwardzenia dróg dojazdowych i oddania ich do użytku [2]. Bardzo istotnym mankamentem może okazać się duża odległość od sieci elektroenergetycznej ze względu na wysokie koszty budowy linii przesyłowej. Z tego powodu należy zadbać o usytuowanie farmy wiatrowej możliwie blisko infrastruktury elektroenergetycznej.

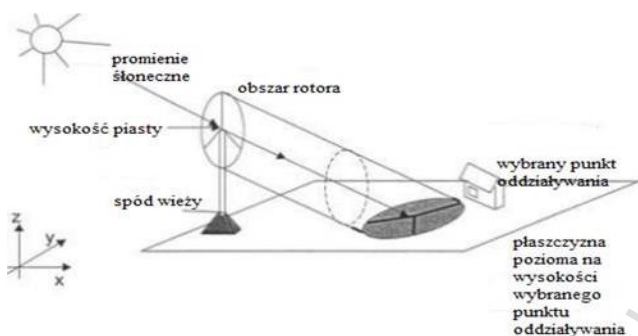
2.2. Efekt migotania

Efekt migotającego cienia wywołują obracające się łopaty wirnika. Częstotliwość migotania w granicach $2,5 \div 3$ Hz (efekt nazywany jest wówczas stroboskopowym) u 5 % badanych osób chorych na epilepsję wywołuje negatywne efekty. Nominalna prędkość turbiny Vestas V90 wynosi 14,9 obr/min, co daje częstotliwość migotania równą 0,745 Hz. Jest to znacznie niższa częstotliwość niż ta podawana jako szkodliwa. Mimo to nawet mniejsza częstotliwość migotania cienia powoduje rozdrażnienia nawet u zdrowych osób, stąd kategorycznie należy unikać zjawiska migotania cienia w obrębie budynków mieszkalnych.

Czynnikami mającymi wpływ na intensywność migotania cienia są:

- wysokość wieży i średnica wirnika,
- zachmurzenie,
- odległość zabudowań od farmy wiatrowej,
- obecność „przeszkód” (drzew) znajdujących się pomiędzy farmą wiatrową a zabudowaniami mieszkalnymi,
- rozmieszczenie okien i drzwi w budynkach mieszkalnych.

Możliwość modelowania zjawiska migotania cienia na etapie planowania budowy farmy wiatrowej pozwala na zaplanowanie dogodnego rozmieszczenia wiatraków tak, aby zapobiec nadmiernemu oddziaływaniu migotania na człowieka. Na rysunku 3 przedstawiono schemat powstawania efektu migotania cienia, który stanowi punkt wyjścia w szacowaniu umiejscowienia turbiny wiatrowej.



Rys. 3. Powstawanie migotania cienia [4]

Ponadto na podstawie analizy rysunku 3 można określić szacunkowy czas przesłaniania okien w pomieszczeniach mieszkalnych, a w skrajnych przypadkach nawet okres wyłączenia turbiny.

2.3. Kryteria ekonomiczne

Budowa farmy wiatrowej jest bardzo kosztowna. Poza kosztami bezpośrednimi należy brać też pod uwagę cenę gruntów, możliwości podłączenia do sieci elektroenergetycznej, różniące w zależności od liczby wiatraków. Pojedyncze wiatraki można bezpośrednio podłączyć do transformatora średniego napięcia, znajdującego się na pobliskim słupie energetycznym (o ile pozwalają na to warunki przyłączeniowe), natomiast większa liczba turbin wymaga przyłączenia do Głównego Punktu Zasilania (GPZ) [4]. Analiza ekonomiczna wszelkich inwestycji nie określa jednoznacznie i w sposób 100-procentowy nakładu finansowego, z jakim trzeba się liczyć podczas planowania inwestycji. Niepewność analizy ekonomicznej wynika z czynników, które ulegają zmianie w okresie od rozpoczęcia danej inwestycji do jej zakończenia, wliczając również okres eksploatacji. Analiza ekonomiczna opiera się o wycenienia przypuszczalnych kosztów, jakie poniesie inwestor, w związku z tym trzeba liczyć się z ewentualnymi rozbieżnościami pomiędzy kwotami obliczonymi a rzeczywistymi. Zalecane jest stosowanie różnych metod analizy w celu ich porównania i zobrazowania różnic, jakie z nich wynikają. W istotny sposób wpływ na zmianę parametrów analizy

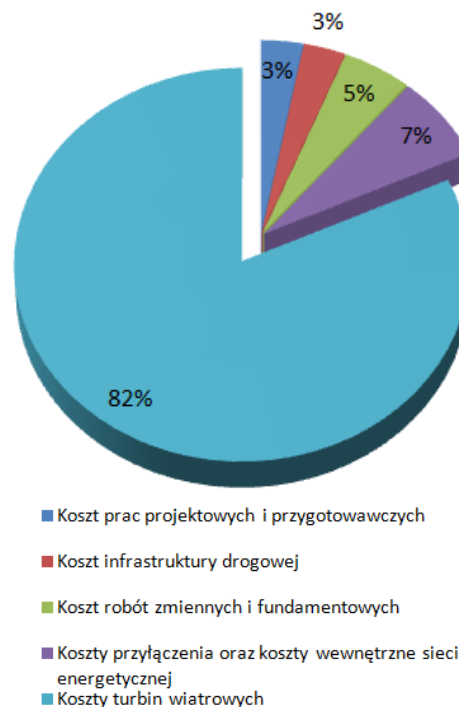
ekonomicznej budowy farmy wiatrowej mają czynniki takie jak [3]: średnia prędkość wiatru w planowanym przez inwestora miejscu budowy elektrowni wiatrowej, nominalna moc elektrowni wiatrowej, ceny energii elektrycznej, sposób finansowania inwestycji, stopa dyskontowa.

W tabeli 1 zestawiono przykładowe koszty inwestycyjne w przypadku budowy farmy wiatrowej o łącznej mocy 40 MW.

W przykładzie oszacowano koszt inwestycji na przykładzie farmy wiatrowej składającej się z dwudziestu siłowni wiatrowych po 2 MW każda, co daje łącznie 40 MW mocy zainstalowanej. Czas realizacji inwestycji przyjęto na 5 lat. Łączna wartość inwestycji przekracza 200 mln zł. Na rysunku 4 przedstawiono procentowy udział poszczególnych kosztów inwestycji. Największy udział w kosztach takiej inwestycji ma zakup turbin wiatrowych (ponad 80% całego wkładu finansowego), inne koszty w zestawieniu procentowym nie różnią się znacznie między sobą. Koszt robót zmiennych i fundamentowych przyjęto dla typowych warunków bez uwzględnienia konieczności wymiany gruntu oraz stabilizacji podłoża, nie przyjęto również posadowienia pośredniego fundamentów. Przyłączenie do sieci przyjęto na podstawie podobnych inwestycji na terenie Polski, są to średnie koszty infrastruktury energetycznej [7, 10, 13].

Tabela 1. Nakład inwestycyjny na farmę wiatrową o mocy 40 MW

Rodzaj nakładu	Wartość [PLN]
Koszt prac projektowych i przygotowawczych	8 000 000
Koszt infrastruktury drogowej	8 000 000
Koszt robót ziemnych i fundamentowych	11 200 000
Koszty przyłączenia oraz koszty wewnętrzne sieci energetycznej	18 000 000
Koszty turbin wiatrowych	196 000 000
Razem	241 200 000



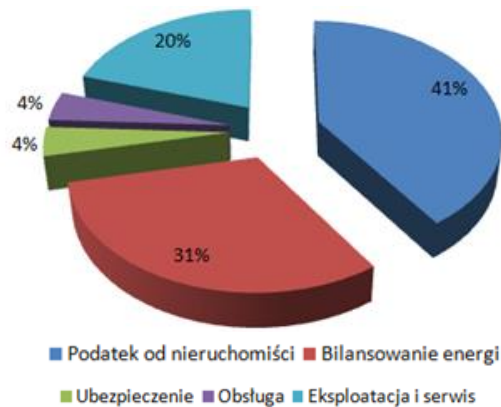
Rys. 4. Procentowe zestawienie nakładu inwestycyjnego

Już w pierwszym roku pracy farmy wiatrowej pojawiają się koszty związane z jej eksploatacją. W opisywanym przypadku farmy wiatrowej zostały obrane koszty eksploatacji na podstawie podobnych związanych z mocą zainstalowaną już istniejących na terenie Polski farm wiatrowych. W tabeli 2 zaprezentowano koszty eksploatacyjne omawianego przykładu farmy wiatrowej.

Tabela 2. Koszty eksploatacyjne farmy wiatrowej o mocy 40 MW

Rodzaje kosztów	Wartość [PLN]
Podatek od nieruchomości	1 800 000
Bilansowanie energii	1 400 000
Ubezpieczenie	200 000
Obsługa	180 000
Eksploatacja i Serwis	960 000
Razem	4 580 000

Głównym elementem kosztów eksploatacyjnych jest podatek związany z nieruchomościami, na których znajduje się farma wiatrowa. Najczęściej wybieraną umową prawa własności do gruntu jest umowa dzierżawy. Drugim najistotniejszym czynnikiem jest bilansowanie energii, koszty wzrastają wraz z jej ceną. Na rysunku 5 pokazano graficznie procentowy udział kosztów eksploatacyjnych.



Rys. 5. Procentowe przedstawienie kosztów eksploatacji

Przychody z farmy wiatrowej uzyskiwane są z tytułu sprzedaży energii elektrycznej oraz ze sprzedaży zielonych certyfikatów (świadczenia pochodzenia energii elektrycznej). W tabeli 3 przedstawiono opłacalność inwestycji w omawianym przypadku.

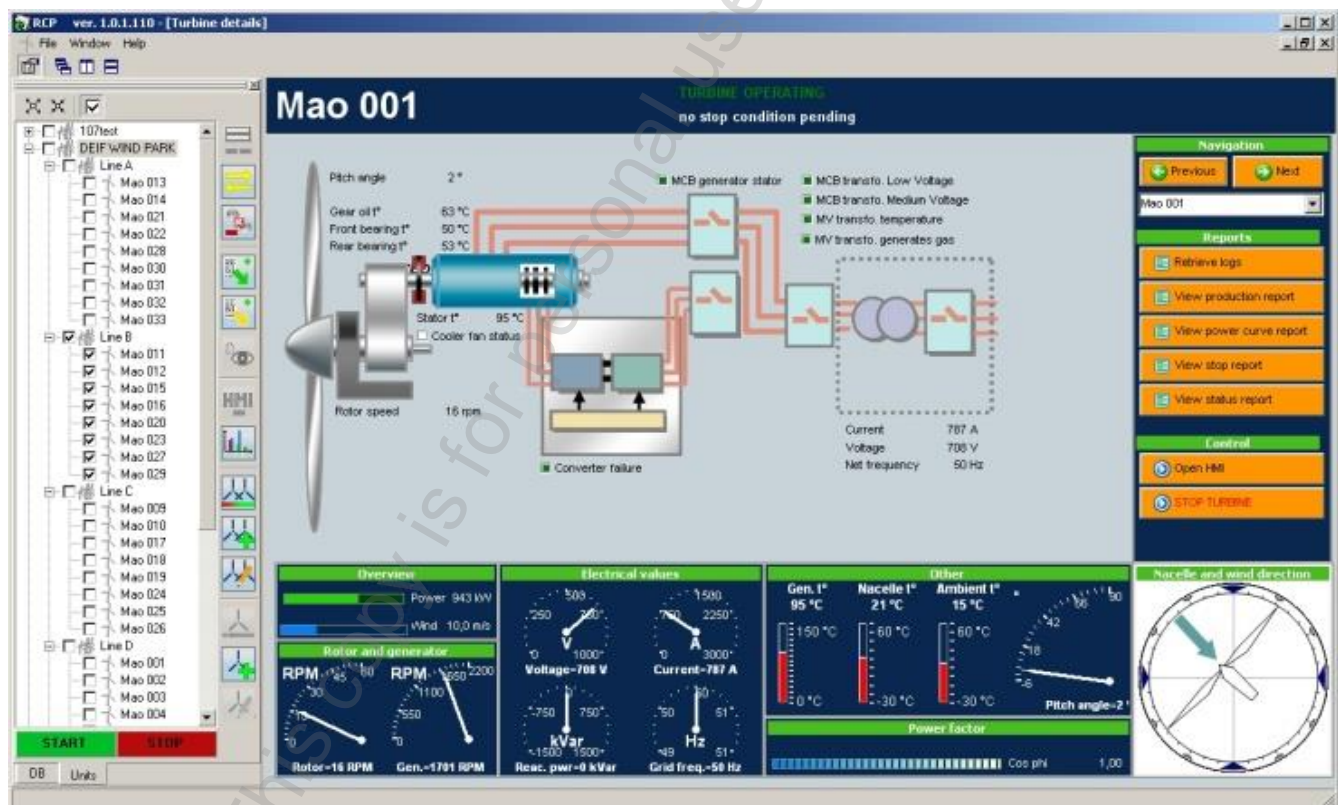
Tabela 3. Opłacalność inwestycji farmy wiatrowej o mocy 40 MW

Suma wpływów zdyskontowanych – wskaźnik opłacalności	48 981 431 zł
Wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji	21,58 %
Stopa dyskontowa	12,09 %
Okres zwrotu od początku inwestycji	13 lat
Okres zwrotu od zakończenia inwestycji	8 lat

W rozdziale tym zostało przybliżone zagadnienie nakładów inwestycyjnych budowy farmy wiatrowej. Wpływ na nakład finansowy ma oczywiście planowana liczba wiatraków w farmie wiatrowej jak również ich łączna moc. W rozpatrywanym przypadku wymieniane kwoty nakładu inwestycyjnego zależą też od przelicznika walutowego przyjętego przy kursie Euro równym 4 PLN.

2.4. Zdalny monitoring - SCADA

Wybór lokalizacji farmy wiatrowej zawsze poprzedzony jest analizą warunków wietrzności. Automatyzacja monitorowania oraz archiwizacji tych warunków, połączona z rozbudowanymi możliwościami prezentacji wyników i raportowania, może być skutecznie realizowana przez systemy SCADA. Ponadto systemy te, wyposażone w specjalistyczne biblioteki graficzne, są również wykorzystywane podczas eksploatacji farm wiatrowych.



Rys. 6. System SCADA dla turbin wiatrowych z technologią DEIF Wind Power [12]

Zdalne monitorowanie i nadzór jest nieodłącznym elementem nowoczesnej instalacji współpracującej z farmą wiatrową. Systemy wizualizacji i sterowania SCADA pozwalają szybko i efektywnie zaimplementować aplikację nadzorującą bieżącą pracę wielu urządzeń przemysłowych, domowych układów sterujących, itd. Praktycznie nieograniczone możliwości monitorowania, alarmowania, archiwizacji oraz sterowania stawiają systemy SCADA w czołówce systemów dedykowanych do nadzoru farm wiatrowych. Ponadto bogate biblioteki graficzne pozwalają bez zbędnego nakładu czasu wykonać nawet bardziej rozbudowane wizualizacje. Tworzone na potrzeby danej instalacji obrazy synoptyczne (graficzne) mogą być wykorzystywane w różnorodnej konfiguracji sprzętowej z panelami dotykowymi (operatorскими) włącznie. Dwustronny przesył danych (parametrów użytkowych i sterujących) może być realizowany z wykorzystaniem tradycyjnych łącz internetowych lub protokołów sieciowych. W zależności od lokalizacji mogą być to media przewodowe lub bezprzewodowe. Na etapie planowania należy zapewnić dostępność pewnego łącza wymiany danych, które zagwarantuje bezawaryjną komunikację pomiędzy farmą (siłownią) wiatrową a punktem monitoringu. Różnorodność dostępnych na rynku automatyki systemów SCADA pozwala dopasować optymalny system do zakładanych potrzeb. Wybór uniwersalnego systemu z bogatymi możliwościami funkcjonalnymi i bibliotekami elementów graficznych jest uzasadnione z ekonomicznego punktu widzenia – zwłaszcza przy planowaniu większej liczby podobnych inwestycji. Na rys. 6 pokazano obraz synoptyczny przykładowego systemu SCADA, zapewniającego kompletny monitoring i kontrolę poszczególnych turbin i całej farmy wiatrowej.

Pokazane na rys. 6 komponenty graficzne informują operatorów o m.in.: bieżących prędkościach wirnika i generatora, parametrach elektrycznych (generowanej mocy, prądzie, napięciu, częstotliwości sieci, wartości współczynnika mocy), temperaturach (wirnika, przekładni, gondoli, otoczenia), kącie pochylecia łopat, kącie obrotu gondoli, kierunku i prędkości wiatru, itd. Dodatkowo, widoczne po prawej stronie przyciski funkcyjne pozwalają na podgląd trendów (wykresów oraz przebiegów historycznych) krzywych mocy, raportów (wielkości produkcji energii, wyłączeń, statusowych i podsumowujących) i logów (dzienników zdarzeń). Prezentowany system w pełnej automacie realizuje również funkcje alarmujące z samodzielnym zapisem sytuacji awaryjnych w bazach danych.

3. Wnioski

Na etapie planowania inwestycji określa się jej opłacalność. Precyzja odgrywa tutaj ważną rolę, chociażby ze względu na badania wietrzności, które pomagają w określeniu liczby siłowni wiatrowych bądź wysokości wieży. Pozwala to przybliżyć czas zwrotu inwestycji. Podczas szukania terenu pod budowę farmy wiatrowej ważne jest też uwzględnienie oddziaływania farmy bądź poszczególnych wiatraków na społeczeństwo zamieszkujące tereny sąsiadujące z farmą wiatrową. Odpowiednia odległość od zabudowań czy też uwzględnienie efektu migającego cienia pozwala ograniczyć bądź też wyeliminować konflikty, mogące wydłużyć czas powstania farmy. W celu uniknięcia niepotrzebnych konfliktów ze społeczeństwem, negującym powstanie farmy wiatrowej w swoim sąsiedztwie, inwestor może rozpocząć działania edukacyjne, przekazujące informacje o danym projekcie i energetyce wiatrowej. Edukację taką można przeprowadzić poprzez przygotowanie materiałów opisujących potencjalne oddziaływanie na środowisko i korzyści, jakie niesie ze sobą energetyka wiatrowa. Nie można zapominać również o konieczności zapewnienia łączności pomiędzy instalacją a stacją nadzorczą w celu realizacji niezbędnych monitoringu. Warto również, w celu zapewnienia ciągłości i wysokiej skuteczności obsługi, wyposażać planowaną farmę wiatrową w system SCADA, którego uniwersalizm w sterowaniu, monitorowaniu, alarmowaniu, raportowaniu, wizualizacji i archiwizacji dowolnych parametrów i zdarzeń zwiększa pewność bezawaryjnej pracy

planowanej instalacji, a sytuacje krytyczne mogą być szybko zdiagnozowane i wyeliminowane. Ponadto system SCADA ułatwia, w procesie wyboru lokalizacji, automatyczne monitorowanie i archiwizację parametrów opisujących warunki wietrzności na danym terenie. Niniejsza praca stanowi zbiór wskazówek dla potencjalnych inwestorów, których postępowanie powinno być każdorazowo dostosowane do indywidualnych wymagań, oczekiwań i potrzeb miejscowych władz, społeczności i instytucji, w tym grup energetycznych decydujących o możliwościach przyłączeniowych w istniejącej sieci przesyłowej energii elektrycznej. Oszacowane w publikacji wartości wskaźników muszą zostać w każdym przypadku przeliczone do aktualnych warunków terytorialnych oraz ekonomicznych planowanej inwestycji.

Literatura

- Abolhassani M., Edwards R., Karmaker H., Keister T., Ledezma E., Skorc A.: Power converter for use with wind generator, U.S. Patent 8129853, 2012.
- Analiza uwarunkowań infrastrukturalnych, <http://ioze.pl/energetykawiatrowa/analiza-uwarunkowan-infrastrukturalnych>, Instytut OZE, 10.12.2012.
- Boczar T.: Energetyka Wiatrowa - Aktualne możliwości wykorzystania, Wydawnictwo Pomiar Automatyka Kontrola, Warszawa, 2007.
- Efekt migotania cienia, <http://nowaenergia.pl/dla-srodowiska/efekt-migotania-cienia/>, 07.01.2013.
- Gumala S., Knap T., Strzelczyk P., Szczerba Z.: Energetyka wiatrowa, AGH Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne, Kraków, 2006.
- Jarzyna W.: Warunki wyboru turbin i generatorów elektrowni wiatrowych, Rynek Energii, 2010, vol.95, No 1, pp. 102-106.
- Kacejko P., Wydra M.: Energetyka wiatrowa w Polsce, analiza potencjalnych ograniczeń bilansowych i oddziaływań na warunki pracy jednostek konwencjonalnych, Rynek Energii, 2011, vol. 93, No 2, pp. 25-30.
- Mapa wietrzności Polski – najatrakcyjniejsze tereny pod inwestycje, <http://www.inwestycjawkologie.pl/mapa-wietrzności-polski-najatrakcyjniejsze-tereny-pod-inwestycje-2>, IWE sp. z o.o., 12.12.2013.
- Ministerstwo Środowiska: Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, Dz. U. z dnia 5 listopada 2007 r.
- Paska J., Klos M.: Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym – przyłączenie, wpływ na system i ekonomia, Rynek Energii, vol. 91, No 1, 2010.
- PN - ISO 9613 - 2: Akustyka. Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej. Ogólna metoda obliczania.
- SCADA for remote supervision and control of wind turbines and wind parks, <http://www.deifwindpower.com/SCADA-1.aspx>, DEIF Wind Power Technology, Denmark, 29.04.2013.
- Soliński I., Jesionek J.: Financial risk analysis of proecological investments on example of wind energy production, Górnictwo i Geoinżynieria / Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica, Kraków, vol. 28, No 2, 2004, pp. 27-38.
- V80-2,0 MW, Dane katalogowe turbiny V80, Vestas Wind Systems A/S, Dania, 2013.
- Wyszukanie lokalizacji, kryteria wyboru, <http://ioze.pl/energetyka-wiatrowa/wyszukanie-lokalizacji-kryteria-wyboru>, Instytut OZE, 12.12.2012.

Inż. Łukasz Gospodarek

e-mail: lukasz.gospodarek@student.put.poznan.pl



W 2013 roku ukończył studia pierwszego stopnia kierunku Energetyka o specjalizacji Ekologiczne Źródła Energii Elektrycznej w Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej. Od tego czasu kontynuuje na tej samej uczelni ten sam kierunek na drugim stopniu studiów. Głównymi zainteresowaniami jest rozwój technologii niekonwencjonalnych źródeł energii elektrycznej, a w szczególności rozwój farm wiatrowych.

Dr inż. Grzegorz Trzmiel

e-mail: grzegorz.trzmiel@put.poznan.pl



Głównym obszarem zainteresowań naukowo-badawczych autora jest tematyka związana z odnawialnymi źródłami energii oraz systemami sterowania i wizualizacji SCADA. W roku 2010 obronił z wyróżnieniem rozprawę doktorską pt. „Stochastyczna analiza charakterystyk modułu fotowoltaicznego”. Jako pracownik Instytutu Elektrotechniki i Elektroniki Przemysłowej Politechniki Poznańskiej opublikował kilkadziesiąt prac naukowo-badawczych, zaprezentowanych na konferencjach krajowych i zagranicznych. Jest członkiem Poznańskiego Oddziału PTETiS.

otrzymano/received: 06.06.2013

przyjęto do druku/accepted: 21.02.2014