

Optymalizacja struktury układu turbina wiatrowa - kinetyczny magazyn energii

Streszczenie. Artykuł przedstawia zagadnienie techniczno-ekonomicznej optymalizacji struktury układu turbina wiatrowa-kinetyczny magazyn energii. Jako funkcję kryterialną wykorzystano wskaźnik o charakterze ekonomicznym - zdyskontowany koszt jednostkowy wytworzenia energii elektrycznej. Zagadnienia techniczne włączono do zadania optymalizacji w postaci zbioru ograniczeń strukturalnych i funkcjonalnych. Do rozwiązania zagadnienia wykorzystano zmodyfikowaną metaheurystykę algorytmu genetycznego. Do obliczeń zastosowano autorskie oprogramowanie zaimplementowane w środowisku MS Visual Studio .NET (język C#). Dodatkowo, celem poprawy efektywności obliczeń, wykorzystano metodę równoleglenia algorytmu genetycznego (metoda master-slave) zaimplementowaną na procesory wielordzeniowe.

Abstract. The article presents study on a technical and economical optimization of a structure of system: wind turbine – kinetic energy storage. As a objective function was used a economical nature factor: discounted unit cost of electricity production. Technical issues were included in the optimization problem as a set of structural and functional limitations. The modified metaheuristic genetic algorithm was used to solve the issue. Own made software, implemented in MS Visual Studio .NET (C # language), was applied for calculation. Furthermore, to improve efficiency of calculations, method of genetic algorithm parallelization (master-slave method) was implemented on multicore processors. **Technical and economical optimization of a structure of system: wind turbine – kinetic energy storage**

Słowa kluczowe: turbina wiatrowa, kinetyczny magazyn energii, optymalizacja, koszt wytworzenia energii.

Keywords: wind turbine, flywheel, optimization, cost of the producing energy.

Wprowadzenie

Jednym z problemów współpracy źródeł wiatrowych z systemem elektroenergetycznym są krótkotrwałe (czas do kilkunastu minut) przerwy w produkcji energii związane z czasowym obniżeniem prędkości wiatru poniżej wartość startową turbiny v_{cut-in} . Dodatkowo ze względu na stochastyczny charakter energii wiatru moc generowana przez turbinę wiatrową nie jest stabilna.

Jedną z możliwości łagodzenia skutków czasowego odłączenia elektrowni wiatrowych od sieci oraz losowych zmian mocy na wyjściu układu jest ich współpraca z magazynami energii. Wśród dostępnych obecnie typów zasobników znaczenie przemysłowe posiadają magazyny: elektrochemiczne, wykorzystujące sprężone powietrze, elektrownie szczytowe, a także kinetyczne (masy wirujące) [1,2,3,4]. Ze względu na warunki pracy układu turbina wiatrowa - magazyn energii (zakres temperatur, wskazaną głębokość rozładowania, szybkość ładowania, żywotność) preferowane może być wykorzystanie kinetycznych magazynów energii [5]. Ze względu na duże koszty tego typu konstrukcji wskazana jest jednak optymalizacja (minimalizacja) układu z punktu widzenia ceny jednostkowej wytworzenia energii elektrycznej [2,6]. Zadanie ma charakter techniczno-ekonomiczny [5], a stosowane do jego rozwiązania funkcje celu mają zazwyczaj charakter wielomodalny. Zakłada się zatem, że najskuteczniejszymi metodami optymalizacji są w tym przypadku metody stochastyczne, szczególnie metaheurystyki populacyjne np. metoda algorytmu genetycznego [7,8,9].

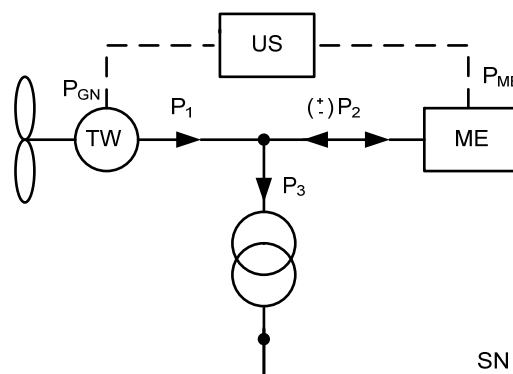
Układ turbina wiatrowa - kinetyczny zasobnik energii

W referacie rozpatruje się układ turbina wiatrowa - kinetyczny magazyn energii, który współpracuje z systemem elektroenergetycznym. Zadaniem włączonego do układu magazynu jest dostarczanie energii do systemu w okresach postoju turbiny wiatrowej lub ograniczonego poziomu generowanej przez nią mocy. Przyjęto, że energia z magazynu wykorzystywana jest tylko w przypadku tzw. krótkotrwałych (do 1800 s) przerw w generacji energii elektrycznej. Założono, że pojemność zastosowanego magazynu pozwala na utrzymywanie mocy P_{3Min} w okresach krótkotrwałych odłączeń (czas do T_{DOP}) turbiny od systemu elektroenergetycznego lub obniżenia mocy

generatora P_1 ($P_1 < P_{3Min}$). Na podstawie przeprowadzonych w [2,3] badań uwzględniono także średnią powtarzalność tego typu okresów rozdzielonych czasem pracy turbiny, który nie umożliwia całkowitego naładowania magazynu.

Na rysunku 1 przedstawiono blokowy model układu elektrycznego elektrownia wiatrowa-kinetyczny magazyn energii. Moc układu dostarczaną do systemu elektroenergetycznego oznaczono jako $P_3(t)$. Jej wartość zależy od mocy generatora $P_1(t)$, mocy potrzeb własnych układu $P_W(t)$, mocy magazynu $P_2(t)$ oraz relacji między stanem turbiny i wartością energii magazynu $A_{ME}(t)$. Dla mocy magazynu kinetycznego $P_2(t)$ symbolem (+) oznaczono moc oddawaną przez magazyn do systemu – rozładowanie magazynu, natomiast znakiem (–) pobieraną z generatora – proces ładowania magazynu. Założono także, że generator turbiny (moc znamionowa - P_{GN}) i magazyn energii (moc znamionowa - P_{ME}) pracują jako połączone równoległe źródła energii. Magazyn energii, w układzie z rysunku 1, może pracować w jednym z następujących stanów:

- praca autonomiczna ($P_1=0$), $P_2=P_{3Min} >0$,
- praca równoległa ($P_1 < P_{3Min}$), $P_{3Min} > P_2 >0$,
- (do)ładowanie ($P_1 > P_{3Min}$), $P_2 <0$,
- stan jałowy ($P_1 > P_{3Min}$), $P_2=0$.



Rys. 1. Struktura analizowanego układu (TW - turbina wiatrowa, ME - kinetyczny magazyn energii, US - układ sterowania).

Szczegółowy opis algorytmu współpracy turbiny wiatrowej z kinetycznym magazynem energii, a także metodologię wyznaczania pojemności energetycznej magazynu z uwzględnieniem stochastycznych zmian energii wiatru z lokalizacji geograficznej usytuowania elektrowni, parametrów technicznych turbiny oraz magazynu przedstawiono we wcześniejszych pracach autora [3,4].

Warunki pracy turbiny wiatrowej

Moc generowana przez turbinę wiatrową jest uzależniona od chwilowej prędkości wiatru v_w , która zmienia się w funkcji czasu w sposób losowy. Nie można zatem ustalić jej wartości przyszłych. Z zastosowaniem narzędzi statystycznych istnieje jednak możliwość szacowania energii jaka zostanie wygenerowana przez określony typ turbiny wiatrowej dla podanej lokalizacji geograficznej, w ustalonym okresie np. jednego roku. W tym celu konieczna jest znajomość danych pomiarowych prędkości wiatru dla przyjętego okresu analizy.

Do matematycznego opisu stochastycznych zmian prędkości wiatru wykorzystywany jest rozkład gęstości prawdopodobieństwa Weibulla o postaci [3]:

$$(1) \quad p_p(v_w) = \frac{k}{c} \left(\frac{v_w}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_w}{c} \right)^k}$$

gdzie: $p_p(v_w)$ – gęstość prawdopodobieństwa wystąpienia prędkości wiatru v_w , k – bezwymiarowy współczynnik kształtu ($k > 0$), c – współczynnik skali wyrażany w jednostkach prędkości wiatru v_w ($c > 0$).

Zależność mocy generowanej przez turbinę od prędkości wiatru v_w przedstawiana jest w postaci tzw. krzywej mocy $P=f(v_w)$ [2,10]. Jest to podstawowa charakterystyka turbiny wiatrowej. Wartość oczekiwana E ilości energii A_s jaka wyprodukowana zostanie w okresie T przez turbinę o znanej krzywej mocy może być, z zastosowaniem rozkładu (1), ustalona z zależności:

$$(2) \quad E(A_s) = T \cdot \int_0^{v_{cut-out}} p_p(v_w) \cdot P(v_w) \cdot dv_w$$

gdzie: $P(v_w)$ jest mocą generatora turbiny wiatrowej dla prędkości wiatru v_w .

Dokładność powyższej metody uzależniona jest od sposobu ustalania wartości parametrów k oraz c rozkładu (1). W skrajnych przypadkach błąd ustalania wartości parametrów rozkładu Weibulla może prowadzić do znacznych rozbieżności w stosunku do stanu rzeczywistego. Dobór współczynników realizowany może być kilkoma metodami. Najłatwiejszym, ale obciążonym największym błędem, jest wybór wartości literaturowych (najczęściej średnich dla dużego obszaru geograficznego np. terenu Polski). Znacznie lepsze rezultaty uzyskuje się stosując metodę największej wiarygodności MLE (ang. *Maximum Likelihood Estimation*). Dla wymienionej metody wymagana jest znajomość krótkiej (np. z okresu kilku tygodni) serii N pomiarów prędkości wiatru $\{v_{w1}, v_{w2}, \dots, v_{wN}\}$ będących wartościami losowymi. Wówczas przyjmowana jest funkcja gęstości prawdopodobieństwa o postaci $p_p(x_i, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_k)$, gdzie $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_k$ są estymatorami poszukiwanych parametrów rozkładu. Dla funkcji p_p można zapisać logarytmiczną postać funkcji prawdopodobieństwa L_{pp} , a wykorzystując warunek na jej ekstremum wyznaczyć poszukiwane estymatory [2].

W przypadku znajomości danych pomiarowych prędkości wiatru (zbiór wartości dyskretnych) energię generowaną w okresie T można ustalić z zależności:

$$(3) \quad A_s = \sum_{i=0}^N (t_p^{(i+1)} - t_p^{(i)}) \cdot \left(\frac{P_1^{(i)} + P_1^{(i+1)}}{2} \right)$$

gdzie: $P_1^{(i)}, P_1^{(i+1)}$ – moce generatora odpowiadające prędkościom wiatru $v_w^{(i)}$ i $v_w^{(i+1)}$ odpowiednio w chwilach czasowych $t^{(i)}$ i $t^{(i+1)}$. Zakłada się przy tym, że prędkości $v_w^{(i)}$ są prędkościami średnimi z okresów pomiarowych, których długości nie powinny przekraczać kilkadziesiąt sekund. Dodatkowo w przedziale prędkości wiatru od $v_w^{(i)}$ do $v_w^{(i+1)}$ stosowana jest aproksymacja krzywej mocy, której rząd zależy od położenia analizowanego punktu.

Druga z przedstawionych metod, w porównaniu z zastosowaniem rozkładu Weibulla, pozwala ustalić wartość generowanej energii z wyższą dokładnością. Do jej zastosowania wymagane są jednak dane pomiarowe z okresu przeszłego. Przeniesienie ustalonych wyników na okresy przyszłe wymaga stosowania metod ekstrapolacji oraz dodatkowego uwzględnienia wieloletnich zmian o charakterze deterministycznym [11].

W przypadku nowej elektrowni wiatrowej pomiary prędkości wiatru wykonywane są z zastosowaniem specjalistycznych masztów pomiarowych, nie zawsze jednak na wysokości identycznej z montowanymi później turbinami. W wielu przypadkach istnieje zatem konieczność przeliczenia wyników pomiarów do rzeczywistej wysokości położenia gondoli turbiny.

Prędkość wiatru wzrasta z wysokością. Wynika to z mniejszego oddziaływania podłoża na przesuujące się poziomo masy powietrza. Zależność między wysokością a prędkością v_w jest nieliniowa i nazywana pionowym profilem prędkości wiatru. W obszarze energetyki wiatrowej stosowany jest często profil wykładniczy o postaci [11,12]:

$$(4) \quad v_w(h) = v_{wp} \left(\frac{h_T}{h_p} \right)^{\alpha_G}$$

gdzie: v_{wp} – prędkość wiatru na wysokości pomiarowej h_p , $v_w(h_T)$ – prędkość wiatru na wysokości h_T , α_G – współczynnik zależny od klasy szorstkości terenu.

Przyjęcie współczynnika α_G o wartości 0,17 dla obszaru całej Polski jest przybliżeniem i pozwala uwzględnić jedynie rodzaj podłoża wokół turbiny wiatrowej. Dla omawianego w referacie zadania optymalizacyjnego zastosowanie zależności (4) jest wystarczające.

Minimalizacja kosztu jednostkowego wytworzenia energii elektrycznej

Optymalizacja układu turbina wiatrowa-kinetyczny magazyn energii polega na doborze jego struktury (typ oraz ilość turbin i magazynów), która dla danej lokalizacji geograficznej elektrowni (znane pomiarowe przebiegi prędkości wiatru) pozwala produkować energię elektryczną o najniższym koszcie jednostkowym. Jako funkcję celu zaproponowano wskaźnik ekonomiczny stosowany do porównywania efektywności źródeł wytwórczych w elektroenergetyce - tzw. zdyskontowany koszt jednostkowy wytworzenia energii k_j [13]. Jego wartość, dla układów o inwestycjach trwających powyżej jednego roku $T_I > 1$, wyznaczana jest na podstawie zależności [2,14]:

$$(5) \quad J(x) = \frac{\sum_{t=0}^{T_I-1} K_i^{(t)} C_i^{(t)T} (1+p_r)^{-t} + \sum_{t=T_I}^{T_I+T_E} K_e^{(t)} C_e^{(t)T} (1+p_r)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_I} A_s^{(t)} (1+p_r)^{-t} + \sum_{t=1}^{T_E} A_s^{(t)} (1+p_r)^{-t}}$$

gdzie: \mathbf{x} – wektor zmiennych decyzyjnych, t – indeks roku eksploatacji, p_r – efektywna stopa oprocentowania niższa od poziomu oprocentowania kredytów o poziom inflacji, $\mathbf{K}_i^{(0)}$ – wektor składowych inwestycyjnych poniesionych w roku "zerowym", $\mathbf{K}_e^{(t)}$ – wektor składowych eksploatacyjnych ponoszonych w roku t , $\mathbf{C}_i^{(0)}$, $\mathbf{C}_e^{(t)}$ – wektory stałych uwzględniające udział poszczególnych składowych inwestycyjnych w roku "zerowym" i eksploatacyjnych w roku t , $\mathbf{C}_i^{(t)}$ – wektor stałych, uwzględniających udział poszczególnych składowych inwestycyjnych w roku t , $A_s^{(t)}$ – całkowita energia generowana w układzie i wprowadzona do systemu elektroenergetycznego w roku t , T_E – okres żywotności elektrowni (okres eksploatacji) [2,15].

Zadanie posiada zbiór ograniczeń strukturalnych (zmienne decyzyjne) i funkcjonalnych (założone parametry pracy układu) i może być rozwiązane z zastosowaniem metody zewnętrznej funkcji kary [2]. Funkcja celu (1) podlega wówczas modyfikacji i przyjmuje postać:

$$(6) \quad J_z(\mathbf{x}) = J_{iEW}(\mathbf{x}) + J_{eEW}(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^{k_{sEW} + k_{fEW}} F_{k(i)}(\mathbf{x})$$

gdzie: $J_{iEW}(\mathbf{x})$, $J_{eEW}(\mathbf{x})$ – składowa inwestycyjna i eksploatacyjna funkcji celu, k_{sEW} , k_{fEW} – liczba ograniczeń strukturalnych i funkcjonalnych, $F_{k(i)}(\mathbf{x})$ – funkcja kary dla i -tego ograniczenia.

Wektor zmiennych decyzyjnych \mathbf{x} obejmuje: typ i liczbę turbin wiatrowych (N_{TW}), wysokość wieży siłowni wiatrowej (h_w), typ i liczbę magazynów energii (N_{ME}) oraz moc na wyjściu układu dla okresów pracy generatora z ograniczoną mocą (P_{3Min}). Cechą wektora zmiennych decyzyjnych \mathbf{x} w analizowanym zadaniu jest zróżnicowanie typów jego elementów: część zmiennych ma charakter ciągły, inne są liczbami całkowitymi, natomiast pozostałe przyjmują wartości ze zdefiniowanych i przeliczalnych zbiorów. Cecha ta determinuje złożony, dyskretno-ciągły charakter obszaru rozwiązań dopuszczalnych X . Dodatkowo zmienne decyzyjne nie występują w funkcji celu w postaci jawnej. Wymienione cechy wektora \mathbf{x} , funkcji celu oraz ustalony w [2] wielomodalny charakter przestrzeni rozwiązań dopuszczalnych X determinują, do rozwiązania zadania, stosowanie stochastycznych metod optymalizacji. Wysoką efektywnością w zakresie zadań z obszaru techniki cechują się metody populacyjne, a szczególnie algorytm genetyczny. Jedną z najważniejszych jego cech, przy łatwym opuszczaniu ekstremów lokalnych, jest możliwość modyfikacji elementów składowych algorytmu. Szczególnie cenne są te modyfikacje, które wynikają z charakterystyki problemu i dostosowują klasyczną jego strukturę do specyficznych warunków realizowanego zadania.

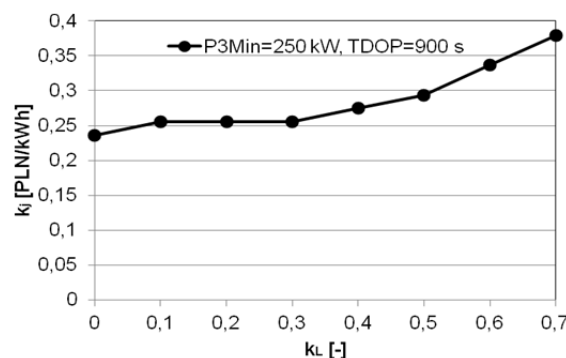
Przykład obliczeniowy

Optymalizacji poddano farmę wiatrową o mocy znamionowej $P_{NEW} = 5$ MW. Ze względu na parametry produkowanych turbin przyjęto, że dopuszczalna moc zoptymalizowanej farmy może zawierać się w przedziale od 4,5 MW do 5,5 MW. Rozwiązanie zadania poszukiwano z wykorzystaniem bazy turbin wiatrowych różnych producentów o mocach od 800 kW do 3000 kW oraz magazynów o pojemnościach 6 kWh, 25 kWh i 100 kWh. W obliczeniach zastosowano wyniki pomiarów prędkości wiatru z obszaru Polski południowo-wschodniej (okolice Rzeszowa) oraz średnie koszty inwestycyjne i eksploatacyjne turbin wiatrowych i magazynów energii zawarte w raportach [1] i [16]. Rzeczywiste ceny rozwiązań objęte są tajemnicą handlową i zależą od wielu czynników np. lokalizacji farmy, jej wielkości itp. Do obliczeń zastosowano algorytm genetyczny [2,7] o następujących parametrach: prawdopodobieństwo krzyżowania 0,6 i mutacji 0,05; liczba osobników 100, liczba

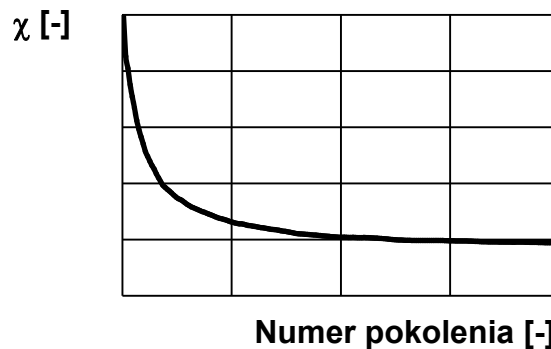
pokoleń 200, liczba osobników przenoszonych w ramach strategii elitarniej 2.

Tabela 1. Wyniki optymalizacji dla realizowanego przykładu obliczeniowego

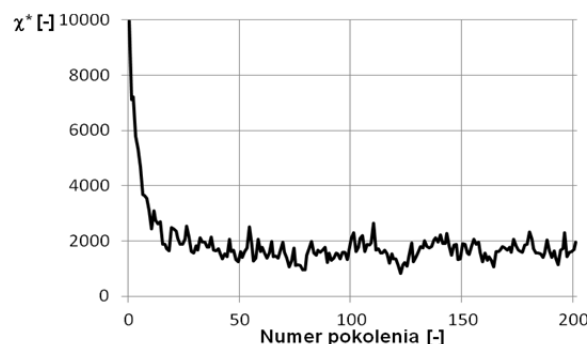
Parametr	Wartość
k_j [PLN / kWh]	0,379
Typ turbiny	E-115
Moc znamionowa turbiny [kW]	2500
Wysokość wieży h_w [m]	149
Liczba turbin [szt.]	2
Moc znamionowa elektrowni [MW]	5000
Energia przekazana do systemu [MWh/a]	15948
Energia generowana [MWh/a]	16339
Liczba magazynów na turbinę [szt./turbine]	6
Pojemność magazynu energii [kWh]	1200



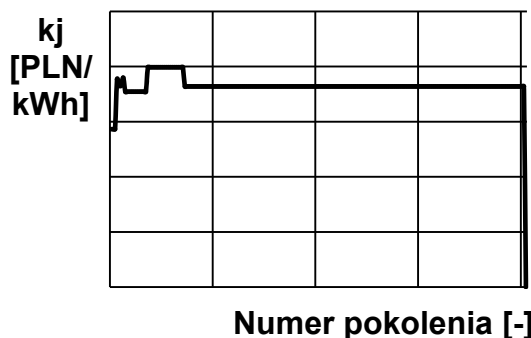
Rys. 2. Charakterystyka $k_j = f(k_L)$ (przy $P_{3Min} = 250$ kW, $T_{DOP} = \text{const} = 900$ s) dla realizowanego przykładu obliczeniowego



Rys. 3. Charakterystyka zmian wartości efektywności on-line χ w funkcji numeru pokolenia



Rys. 4. Charakterystyka zmian wartości efektywności off-line χ^* w funkcji numeru pokolenia



Rys. 5. Charakterystyka zmian kosztu jednostkowego wytworzenia energii k_j w funkcji numeru pokolenia

Wyniki optymalizacji dla mocy $P_{3Min} = 250$ kW, czasu $T_{DOP} = 900$ s oraz prawdopodobieństwa likwidacji przerw dopuszczalnych $k_L = 0,7$ przedstawiono w tabeli 1. Na rysunku 2 zamieszczono dodatkowo zależność kosztu jednostkowego produkowanej energii od wartości wskaźnika $k_L \in <0; 0,7>$ dla układów zoptymalizowanych.

Uwagi i wnioski

Ze względu na wielomodalną postać funkcji celu oraz niejawne występowanie zmiennych decyzyjnych do rozwiązania zadania optymalizacji układu turbina wiatrowa-kinetyczny magazyn energii zastosowano metodę algorytmu genetycznego. Pozwala ona na optymalny wybór struktury układu ze względu na dowolne kryterium jakości, zarówno o charakterze ekonomicznym jak i technicznym. W referacie rozpatrzono funkcję kryterialną o charakterze ekonomicznym oraz ograniczenia techniczne, co pozwala pogodzić, w ramach jednego rozwiązania, aspekty ekonomiczne oraz wymagania techniczne układu.

Dla rozpatrywanego w referacie przykładu koszt jednostkowy wytworzenia energii elektrycznej k_j uległ, w odniesieniu do innych układów poprawnych technicznie i spełniających przyjęte założenia oraz zalecenia normatywne, obniżeniu o około 20%.

Należy zauważyć jednak, że dla zoptymalizowanej struktury koszt jednostkowy wytworzenia energii k_j jest wyższy w odniesieniu do klasycznej elektrowni wiatrowej. Wynika to z włączenia do układu kinetycznych zasobników energii, których ceny, ze względu na niszowy charakter, są nadal wysokie. Rozpatrywana konstrukcja posiada jednak szereg zalet. Z punktu widzenia współpracy ze systemem elektroenergetycznym najważniejszą z nich jest "uspokojenie" źródła rozumiane jako częściowa (w okresach przerw w pracy turbiny lub pracy z ograniczoną mocą) stabilizacja mocy oddawanej do systemu.

Poprawna realizacja zadania optymalizacji wymaga wprowadzenia do systemu komputerowego danych pomiarowych prędkości wiatru z określonej lokalizacji geograficznej. Uzyskanie wysokiej dokładności obliczeń wymaga jednak zastosowania okresu uśredniania prędkości wiatru nie dłuższego jak 60 sekund. Jest to zatem okres

znacznie krótszy od podanego w normie IEC 61400-1 stosowanej między innymi przy doborze turbiny do określonej lokalizacji geograficznej. Można wnioskować zatem, że przedstawiony w referacie algorytm postępowania wykorzystujący optymalizację stochastyczną może być wykorzystany także do optymalnego doboru turbiny wiatrowej do określonej lokalizacji geograficznej.

Autor: dr hab. inż. Andrzej Tomczewski, Politechnika Poznańska, Instytut Elektrotechniki i Elektroniki Przemysłowej, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, e-mail: Andrzej.Tomczewski@put.poznan.pl

LITERATURA

- [1] Akhil A. A., Huff G., Currier A. B. i inni: *DOE/EPRI 2012 Electricity Storage. Handbook in Collaboration with NRECA*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, Livermore, California 2012.
- [2] Tomczewski A., *Techniczno - ekonomiczne aspekty optymalizacji wybranych układów elektrycznych*, Seria Rozprawy (nr 520), Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 2014.
- [3] Tomczewski A., Wykorzystanie kinetycznych magazynów energii do poprawy warunków współpracy turbiny wiatrowej z systemem elektroenergetycznym, *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)*, 2010, Nr 6 (80), s. 224 – 227.
- [4] Tomczewski A., *Operation of a Wind Turbine - Flywheel Energy Storage System under Conditions of Stochastic Change of Wind Energy*, "The Scientific World Journal" 2014, doi:10.1155/2014/643769.
- [5] Kasprzyk L., Tomczewski A., Bednarek K., Efficiency and economic aspects in electromagnetic and optimization calculations of electrical systems, *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)*, 2010, Nr 12 (86), s. 57 – 60.
- [6] Maleki A., Ameri M., Keynia F., Scrutiny of multifarious particle swarm optimization for finding the optimal size of PV/wind/battery hybrid system, *Renewable Energy*, 2015, No. 80, s. 552 – 563.
- [7] Goldberg D.E., *Algorytmy genetyczne i ich zastosowania*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1995.
- [8] Michalewicz Z., Fogel D.B., *How to Solve It: Modern Heuristics*, New York 2000.
- [9] Michalewicz Z., Schoenauer M., Evolutionary Algorithms for Constrained Parameter Optimization Problems, *Evolutionary Computation*, 1996, Vol. 4, No. 1, s. 1 – 32.
- [10] Lubośny Z., *Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, Warszawa 2006.
- [11] Lubośny Z., *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, Warszawa 2009.
- [12] Markowicz K., Tomczewski A., Komputerowo wspomaganą analizą zasobów energetycznych wiatru, *Napędy i Sterowanie*, 2010, Nr 2 (130), s. 80 – 82.
- [13] Zaporowski B., Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej, *Polityka Energetyczna*, 2008, tom 11, zeszyt 1, s. 531 – 542.
- [14] Laudyn D., *Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce*, Warszawa 1999.
- [15] Findeisen W., Szymanowski J., Wierzbiński A., *Teoria i metody obliczeniowe optymalizacji*, Warszawa 1980.
- [16] Praca zbiorowa, Raport dla Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej. *Energetyka wiatrowa w Polsce*. Listopad 2011, TPA Hrowath, 2011.