

Elektrownie wiatrowe wczoraj, dziś i przede wszystkim jutro

Wstęp

Ciągły wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną oraz nieuchronne wyczerpywanie się surowców naturalnych wymusza na nas zwrócenie większej niż dotychczas uwagi na Źródła Energii Odnawialnej, ZEO. Dyrektywa w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych [3] wymaga 22.1 % wskaźnika udziału energii elektrycznej, pochodzącej ze ZEO, w zużyciu energii elektrycznej w całej Wspólnocie, w okresie od 1997 do 2010 r. Niemcy i Irlandia chcą powiększyć swój potencjał ZEO z 4.5 % do 12.5 %, Hiszpania z 19 % do 30 %, Szwecja z 49 % do 60 % zaś Austria z 70 % do 78 %. Natomiast w Polsce, zgodnie ze scenariuszem strategii [18], cele ilościowe udziału energii ze źródeł odnawialnych za pięć lat mają wynosić 7.5 % w bilansie energii pierwotnej. Założenie to zostało potwierdzone przez sekretarza stanu Ministerstwa Gospodarki i Pracy, Jacka Piechotę, na największej konferencji dotyczącej elektrowni wiatrowych [20]. Czyli w 2010 roku moc zainstalowanych elektrowni wiatrowych w Polsce wzrośnie z obecnych 63 MW do 2000 MW, czyli tyle ile Niemcy zainstalowały w 2004r. Dodał, iż zielona energia nie jest tylko problemem ochrony środowiska, ale również pomaga we wzroście zatrudnienia. Z powyższych informacji wynika, iż rozwój ZEO jest nieunikniony, zarówno w Polsce jak i w całej Europie.

Jak podaje Europejskie Centrum Energii odnawialnej największy udział ZEO w Polsce ma energia biomasy. Przewiduje się, że tak będzie nadal, jednak największą dynamikę wzrostu wykazywać będzie właśnie energetyka wiatrowa. Rozbudowa tej ostatniej winna uwzględniać nie tylko korzyści ekologiczne, ale również gospodarcze i społeczne, w tym możliwość przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Proces ten znajduje odzwierciedlenie w liczbach. Polska w roku 2004 miała 10.5 % wzrostu mocy zainstalowanych elektrowni wiatrowych. Do ostatnich inwestycji należy elektrownia „Zagórze”, położona nad Zalewem Szczecińskim, na południowy wschód od wyspy Wolin. Firma EPA w latach 1999-2002 prowadziła badania oraz konieczne prace administracyjne związane z powstaniem farmy wiatrowej. Sam proces budowy trwał zaledwie pół roku i od stycznia 2003 roku nasza sieć energetyczna jest wzbogacona o piętnaście turbin wiatrowych o mocy 2 MW każda.

Energia wiatrowa szybko tanieje. Dziś koszty jej pozyskania wynoszą najwyżej dwa razy więcej niż energia otrzymywana z ropy i węgla, podczas gdy na początku lat osiemdzie-

siątych różnica ta była kilkanaście razy większa. Jeśli w rachunku opłacalności uwzględnimy jeszcze szkody ekologiczne i zdrowotne związane ze spalaniem tradycyjnych kopalin, okazałoby się, że wiatr jest już dziś konkurencyjnym źródłem taniego prądu. Nieuchronne wyczerpywanie się zasobów surowców naturalnych powoduje wzrost kosztów energii uzyskiwanej z węgla. Cena tych ostatnich surowców – w miarę jak ich ubywa – rośnie, a cena energii otrzymywanej z wiatru – w wyniku rozwoju nowych technologii – systematycznie spada. Elektrownie wiatrowe są często krytykowane jako ekonomicznie nieopłacalne, jednakże warto mieć na uwadze, że w ciągu ostatnich 15 lat koszty zmalały o 50 %. Dodatkowo, od 1995 roku ilość energii pochodzącej z elektrowni wiatrowych wzrosła na świecie ponad dziesięciokrotnie.

Koszty inwestycji zależą m.in. od regionu, przeprowadzonych badań terenu, dzierżawy gruntu i w głównej mierze (74-82 %) od producenta i mocy turbozespołu wiatrowego. Szacuje się [10] cenę uruchomienia elektrowni w zakresie od 900 €/kW do 1150 €/kW i wartości te wciąż maleją. Opierając się na tych obliczeniach, instalację 15 turbozespołów wiatrowych o mocy 2 MW można skalkulować na 30 mln. €. W okresie eksploatacji dochodzą dodatkowe koszty związane z konserwacją, ubezpieczeniem, naprawami, częściami zapasowymi oraz zarządzaniem. Bazując na doświadczeniu z Niemiec, Hiszpanii, Wielkiej Brytanii i Danii, wydatki związane z utrzymaniem turbiny wahają się w granicach 1.2 do 1.5 c€/kWh, z czego 60% jest przeznaczony na konserwację i części zapasowe, a pozostała część na ubezpieczenie, dzierżawę łądu i administrację.

Ośmielę się stwierdzić, iż do lamusa odejdą elektrociepłownie, które jako produkt uboczny wytwarzają miliony ton dwutlenku węgla. Znacznie bardziej rozwiną się elektrownie jądrowe. Pomimo odpadów radioaktywnych ponad połowa krajów (13/25) będących w UE pozyskuje energię nuklearną. Liderami są Litwa i Francja, gdzie odpowiednio 80 % i 77 % energii dostarczają elektrownie jądrowe. W latach osiemdziesiątych w Żarnowcu planowano wybudować elektrownię jądrową o mocy 930 MW, jednakże w wyniku sprzeciwu opinii publicznej zaprzestano prac. Zaznaczyć jednak należy, że zarówno w Europie jak i na świecie zauważalna jest tendencja rozwoju pozyskiwania energii pochodzących ze źródeł odnawialnych, jak również energii atomowej.

Zasada działania turbozespołów wiatrowych

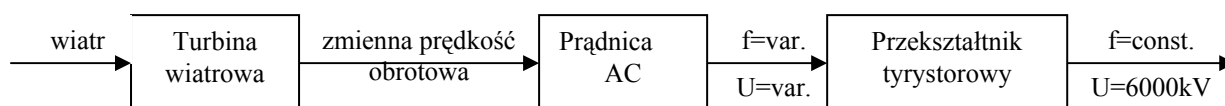
W odróżnieniu od wiatraków z połowy XX wieku, współcześnie zaprojektowane elektrownie produkują wysokiej jakości energię elektryczną bez dodatkowego dozoru, działając w pełnej automatyce przez okres co najmniej 20 lat. Ich zasada opiera się na wykorzystaniu wiatru jako źródła energii i zamianie go na energię elektryczną. Turbozespół wiatrowy zasadniczo składa się z masztu, prądnicy zamieszczonej w gondoli oraz układu przekształtnikowego. Rotor obraca się z prędkością od 20 do 50 obrotów na minutę, podczas gdy końcówki płatów osiągają prędkość liniową od 50 do 70 metrów na sekundę. Taka prędkość powoduje powstawanie hałasu, który w nowoczesnych urządzeniach przetwarzających energię wiatrową jest zredukowany do minimum. Obracający się wał jest sprzęgnięty z przekładnią zwiększającą prędkość obrotową do 1500 obrotów na minutę. Zakres działania ograniczony jest zarówno minimalną jak również maksymalną liczbą obrotów. W przypadku wystąpienia anomalii pogodowych, turbozespół wiatrowy jest wyposażony w mechaniczny hamulec, który przy prędkości wiatru większej niż 10 m/s spowalnia lub zatrzymuje całkowicie rotor. Najlepsze warunki wiatrowe, gdzie średnia prędkość wiatru na wysokości 30 m równa się 5-6 m/s, występują na Wybrzeżu.

Przyjrzyjmy się bliżej parametrom technicznym największego turbozespołu wiatrowego budowanego przez wiodącego (21.7% dostarczonych turbin na świecie w 2003r. [str. 19, 19]) duńskiego producenta, firmę *Vestas Wind Systems A/S*. Trójpłatowy turbozespół wiatrowy *V120* posiada średnicę rotora 120 metrów, podczas gdy gondola jest umieszczona na 90-metrowej wieży. Minimalna prędkość wiatru, przy której turbozespół jest zdolny do oddawania energii do sieci, to 4 m/s. Jego nominalna moc, 4.5 MW, jest przy prędkości wiatru 12 m/s, natomiast zatrzymanie następuje, jeśli prędkość wiatru przekroczy 25 m/s. Prądnica zamieszczona w gondoli wytwarza napięcie znamionowe 6000 kV.



Zasadniczo rozróżnia się dwa sposoby przyłączenia turbozespołów wiatrowych do sieci elektroenergetycznej: o stałej i zmiennej prędkości rotora. Ten drugi typ może produkować

wać od 8 do 15 % energii więcej w porównaniu do stałobrotowego konkurenta. Jednakże w tym przypadku konieczne jest zastosowanie przekształtnika tyrystorowego, umożliwiającego oddanie do sieci prądu o stałej wartości częstotliwości i napięcia ($f(P)=const.$ $U(P)=const.$) w zależności od obciążenia [1], mając na uwadze wymagania jakościowe energii dla elektrowni wiatrowych przyłączanych do sieci określone w normie [7]. Schematycznie układ ten został przedstawiony na poniższym diagramie.



Rys. 1 Sposób zamiany energii wiatrowej na elektryczną

Większość producentów turbin stosuje przekładnię pomiędzy wolnoobrotowym rotorem a wysokoobrotową trójfazową prądnicą synchroniczną. Na powyższym diagramie przedstawiono prądnicę prądu przemiennego, jednakże dla układów małej mocy istnieją również zastosowania prądnic prądu stałego. W następnym bloku zamiast przekształtnika tyrystorowego stosuje się tylko falownik. Różnica pomiędzy falownikiem, a przekształtnikiem tyrystorowym wynika ze spełnianej funkcji. Przekształtnik składa się z prostownika i falownika.

Elektrownie wiatrowe a towarzystwa klasyfikacyjne

Certyfikacja turbin wiatrowych datowana od 1995 roku, kiedy to Germanischer Lloyd (GL) opublikowało pierwsze zasady klasyfikacji turbin wiatrowych [2] liczy sobie już 10 lat. W ślad za GL poszło Det Norske Veritas (DNV) oraz IEC, które opracowało normę dotyczącą wymagań bezpieczeństwa turbozespołów wiatrowych IEC 61400 [5, 12]. Obecnie trwają badania nad trzecią edycją normy [5] oraz normą dotyczącą certyfikacji turbin wiatrowych [8]. W dziedzinie elektrowni wiatrowych Polski Komitet Normalizacyjny (PKN) przyjął normy [11, 14, 15, 13, 16]. Oprócz przepisów GL, DNV oraz norm IEC aspektami technicznymi zajmuje również się duńska agencja [17]. Współpraca pomiędzy towarzystwami klasyfikacyjnymi GL oraz DNV zacieśniła się w ramach projektów ufundowanych przez Unię Europejską pod koniec lat 90 [4].

W polu certyfikacji wyraźnie zauważa się różnice pomiędzy elektrowniami instalowanymi na lądzie oraz farmami instalowanymi nad brzegiem morza (ang. *offshore*). Obecnie trwają prace nad opublikowaniem normy IEC 61400-3 [6], w całości poświęconej tematyce instalowania elektrowni wiatrowych typu offshore. Duża popularność tego typu elektrowni jest związana z ich większą efektywnością, jednakże koszty inwestycyjne są znacznie wyższe

dla elektrowni montowanych na morzu niż na lądzie. Polski Rejestr Statków S.A., jako towarzystwo klasyfikacyjne, jest w trakcie opracowywania Przepisów budowy i certyfikacji urządzeń przetwarzających energię.

Daniel Czarkowski

Artykuł ukazał się w *Biuletynie Informacyjnym
Polskiego Rejestru Statków S.A., Nr 2/252(2005)*

Bibliografia

1. Chang L., *Wind energy conversion system*, IEEE Canadian Review, (40), 2002, s. 12-16.
2. Dalhoff P., Argyriadis K., *Comparison of Certification rules for offshore wind turbines and introduction of new GL wind offshore guidelines*, European Wind Energy Conference, EWEC, Londyn 2004 r.
3. Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych; <http://www.kape.gov.pl>
4. *Harmonisation of wind turbine Certification in Europe Joule Project EWTC*, European Wind Energy Conference, Nicea 1999, s. 563-567.
5. IEC 61400-1 {Ed. 2.0} Wind turbine generation systems – Part 1: Safety Requirements, luty 1999.
6. IEC 61400-3 {Ed. 3.0} Wind turbines – Part 1: Design requirement.
7. IEC 61400-21 {Ed. 1.0} Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristic of grid connected wind turbines.
8. IEC 61400-22 {Ed. 1.0} Maintenance cycle report to IEC WT 01 Ed.1: IEC System for conformity testing and certification of wind turbines – Rules and procedures.
9. Malinowski D. *Alternatywne źródła energii: słaby wiatr zmian*, Gazeta Wyborcza, 2 listopada 2004r.
10. Morhorst P. E., *Wind Energy – The facts, volume 2, costs & prices*, EWEA, Belgia 2003r.

11. PN-EN 45510-5-3:2001 Wytyczne dotyczące dostaw wyposażenia elektrowni. Część 5-3: Turbiny wiatrowe.
12. PN-EN 61400-1:2004 (U) Turbozespoły wiatrowe. Część 1: Wymagania bezpieczeństwa.
13. PN-EN 61400-2:1999 Turbozespoły wiatrowe. Bezpieczeństwo małych turbin wiatrowych.
14. PN-EN 61400-11:2001 Turbozespoły wiatrowe. Część 11: Procedury pomiaru hałasu.
15. PN-EN 61400-12:2001 Turbozespoły wiatrowe. Część 12: Badania energetyczne.
16. PN-EN 61400-21:2004 Turbozespoły wiatrowe. Część 21: Pomiar i ocena parametrów jakości energii dostarczanej przez turbozespoły wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej.
17. *Recommendation for technical approval of offshore wind turbines*, The Danish Energy Agency's Approval scheme for Wind turbines, grudzień 2001 r..
18. *Strategia Rozwoju Energetyki Odnawialnej* przyjęta uchwałą Sejmu w dniu 23 sierpnia 2001 r.
19. *Wind Directions*, EWEA, marzec / kwiecień, Bruksela 2004.
20. *Wind Directions*, EWEA, styczeń / luty, Bruksela 2005.