

Ireneusz SOLIŃSKI*, Bartosz SOLIŃSKI**

Energetyka wiatrowa w Polsce

STRESZCZENIE. W artykule przedstawiono najistotniejsze zagadnienia związane z rozwojem energetyki wiatrowej w Polsce. W pierwszej części artykułu opisano sytuację energetyki wiatrowej na świecie i w Polsce oraz przedstawiono jej zasoby i wykorzystanie na terenie Polski. W kolejnych częściach artykułu przedstawiono zagadnienia prawne i ekonomiczne związane z wykorzystaniem tego źródła energii odnawialnej, zwracając w szczególności uwagę na koszty wytwarzania energii oraz na metody oceny ekonomicznej efektywności tego źródła energii odnawialnej. W ostatniej części przedstawiono bariery rozwoju i działania konieczne dla przyspieszenia rozwoju tego sektora w Polsce.

SŁOWA KLUCZOWE: wiatr, energia, elektrownia wiatrowa, ekonomia, prawo, organizacja

Wprowadzenie

Energia wiatru jest zjawiskiem przyrodniczym uzależnionym od czynników klimatycznych w makroskali — związanych szczególnie z położeniem geograficznym, oraz w mikroskali — związanych z rzeźbą i pokryciem terenu. Wiatr powstaje w wyniku przemieszczania się mas powietrza, na skutek nierównomiernego rozkładu ciśnienia spowodowanego nierównomiernym ogrzewaniem Ziemi przez Słońce. Ruch mas powietrza odbywa się od wysokiego

* Dr hab. inż. — Wydział Górnictwa i Geoinżynierii AGH, Kraków.

** Mgr inż. — Wydział Zarządzania AGH, Kraków.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Roman NEY

ciśnienia do niskiego i jest tym większy, im większa jest różnica ciśnień. Odbywa się zazwyczaj w kierunku równoległym do powierzchni Ziemi, chociaż w zależności od ukształtowania terenu może niekiedy mieć kierunek np. z góry w dół. Wspomniane ukształtowanie terenu powoduje również lokalne zmiany kierunku i siły wiatru, powstają wówczas zawirowania i turbulencje. Jak stwierdzono (wskazują na to długoletnie pomiary), prędkość i kierunek wiatru cechują charakterystyczne zmiany w ciągu doby, a także w ciągu roku. Zazwyczaj w nocy prędkość wiatru jest mniejsza, rano wzrasta i osiąga maksymalne wielkości w godzinach popołudniowych, a następnie maleje.

Roczny rozkład prędkości wiatru w naszym obszarze związany jest z porami roku. Zazwyczaj najsilniejszy wiatr wieje w okresie jesienno-zimowym i wiosennym tj. od października do połowy maja, w okresie letnim natomiast jego prędkość znacznie spada.

Energia wiatru zależy od jego prędkości w trzeciej potęgze; im większa prędkość tym energia jest większa. Ocenia się, że łączny światowy potencjał energii wiatru jest około 5000 razy większy od energii uzyskiwanej rocznie ze spalania węgla, a z 1 m² powierzchni nawet przy niewielkich średnich rocznych prędkościach wiatru 4—5 m/s. można uzyskać moc około 250—750 kW i odpowiednio 500—1600 kW·h/rok (Tymiński 1993). Ten ogromny potencjał wiatru jest odnawialny, co oznacza, że nie wyczerpuje się tak jak inne tradycyjne źródła energii takie, jak: węgiel, ropa naftowa czy gaz ziemny. Obok takich źródeł energii, jak: energia wodna, słoneczna, geotermalna — biomasa należy do najczystszych.

Problem tkwi jednakże w tym, że nie jest możliwe wykorzystanie całego potencjału wiatru do celów energetycznych, a jedynie określonego przedziału w zakresie prędkości od 3(4) do 25(30) m/s, a ogólna sprawność wykorzystania zasobów energii wiatru w elektrowniach wiatrowych wynosi od 20 do 30%.

Poniżej opisano najistotniejsze czynniki wyróżniające energię wiatru od klasycznych źródeł energii opartych na surowcach energetycznych.

1. Zależność energii wiatru, a także energii wytwarzanej przez elektrownię wiatrową od zmiennej w czasie prędkości wiatru.

Zależność energii wiatru od zmiennej w czasie prędkości wiatru jest cechą charakterystyczną energii wiatrowej. Prędkość wiatru nie jest wielkością stałą i ulega ciągłym zmianom, przy czym zmienność ta jest widoczna zarówno w ciągu kolejnych sekund, jak i godzin czy też kolejnych miesięcy (opis charakterystyki wiatru można znaleźć m.in. w Wind... 1997). Wykorzystanie energii wiatru, sprowadza się do zamiany kinetycznej energii zawartej w przepływającym powietrzu na energię mechaniczną. Uzyskanie energii mechanicznej z przepływającego powietrza opiera się na kilku zasadach, których podwaliny stworzył Albert Betz, formułując w roku 1919 i publikując w 1926 r. w książce pt. *Energia wiatrowa*, prawo, według którego jedynie mniej niż 59% energii kinetycznej można zamienić na energię mechaniczną. Zależność energii wiatru od jej prędkości ilustrują poniższe formuły (Soliński 1999; Manwell i in. 2003).

Energię kinetyczną jaką posiada strumień powietrza przepływający przez prostopadłą powierzchnię A , określa wzór:

$$E = \frac{1}{2} m V^2 \quad (1)$$

w którym:

m — masa powietrza [kg],
 V — prędkość wiatru [m/s].

Z kolei masa m określona jest wzorem:

$$m = \rho A V \quad (2)$$

w którym:

ρ — gęstość powietrza [kg/ m³],
 A — powierzchnia, przez którą przepływa strumień powietrza [m²].

Energia kinetyczna tego strumienia jest zatem równa mocy P wiatru określonej przez wzór:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (3)$$

Jeśli gęstość powietrza ρ wyrażona będzie w kg/m³, powierzchnia przez którą przepływa strumień powietrza A w m², a prędkość wiatru V w m/s, to moc wiatru P będzie wyrażona w watach [W]. Gdy założy się, że strumień powietrza przepływa przez 1 m² powierzchni A , to moc wiatru określa się mianem *gęstości mocy wiatru* i wyraża według wzoru:

$$P_j = \frac{1}{2} \rho V^3 \quad (4)$$

w którym:

P_j — gęstość mocy wiatru [W/m²].

Przy założeniu, że średnia prędkość wiatru przepływająca przez wirnik jest średnią z niezakłóconej prędkości wiatru przed wirnikiem v_1 i prędkości wiatru za wirnikiem v_2 , co można zapisać $(v_1 + v_2)/2$, to masa powietrza m przepływająca przez wirnik w ciągu sekundy wyniesie:

$$m = \frac{1}{2} \rho A (v_1 + v_2) \quad (5)$$

Moc uzyskana z wiatru przez wirnik może więc być wyrażona wzorem:

$$P = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_2^2) \quad (6)$$

Podstawiając za m wielkość z równania (5) uzyskuje się wzór na moc:

$$P = \frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) \quad (7)$$

Porównując uzyskaną moc (7) z całkowitą mocą niezakłóconego strumienia powietrza P_0 przepływającego przez tę samą powierzchnię A , jednak bez blokowania przez wirnik, wyrażoną wzorem:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (8)$$

uzyskuje się współczynnik mocy c_p , który wynosi:

$$c_p = \frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \quad (9)$$

Idealną wartość współczynnik (9) uzyska w punkcie $v_2/v_1 = 1/3$ i będzie on wynosić $c_p = 0,593$. Właśnie Betz był pierwszą osobą, która wyznaczyła tę ważną wartość i dlatego często nazywana jest ona czynnikiem Betza. Można więc stwierdzić, że idealna elektrownia wiatrowa potrafi zmniejszyć prędkość wiatru o 2/3 jej oryginalnej prędkości.

Znając wzory na moc wiatru można wyznaczyć energię wiatru, którą oblicza się mnożąc moc wiatru P (4) przez czas trwania danej prędkości wiatru t :

$$E = \frac{1}{2} \rho V^3 t \quad (\text{W} \cdot \text{h} / \text{m}^2) \quad (10)$$

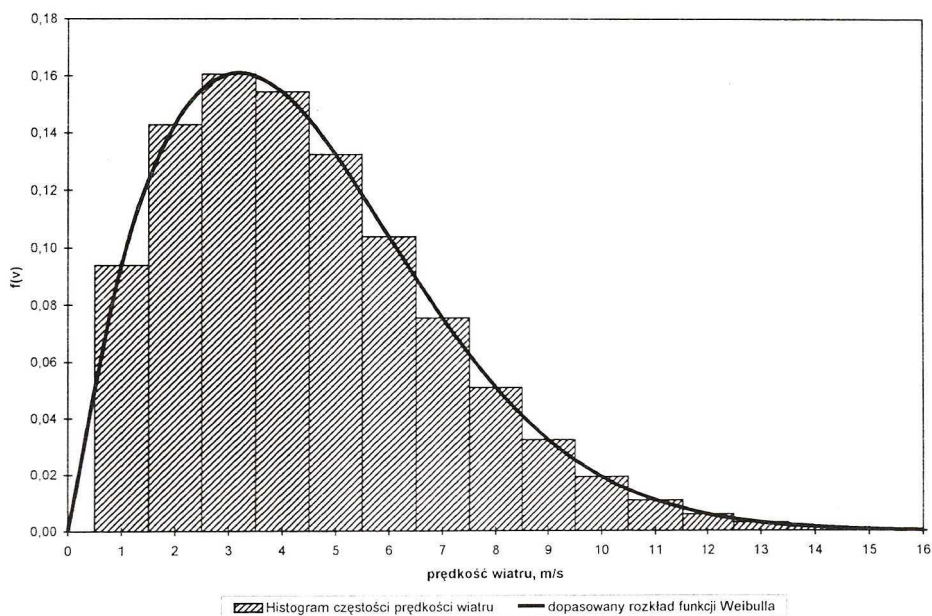
Jeśli czas t wyrażony zostanie w godzinach, jak wyżej, a za gęstość powietrza przyjmie się wartość $\rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$, to wielkość energii wiatru w $\text{kW} \cdot \text{h}$ na powierzchnię 1 m^2 określa wzór:

$$E = 0,000625 v^3 t \quad (\text{kW} \cdot \text{h} / \text{m}^2) \quad (11)$$

Tak istotna zależność energii wiatru od jego prędkości sprawia, że pomiar prędkości wiatru powinien być bardzo dokładny, bowiem niewielki nawet błąd w pomiarze średniej rocznej prędkości wiatru np. 5% przekłada się na około 16-procentowy błąd w ocenie prognozowanej energii jaką wytworzyć powinna elektrownia wiatrowa. Tak duży błąd w ocenie energii wygeneruje z kolei błąd w ocenie ekonomicznej efektywności wykorzystania elektrowni wiatrowej i może ostatecznie doprowadzić do podjęcia złej decyzji inwestycyjnej. Jest to szczególnie ważne w przypadku prowadzenia długoletnich obserwacji

i pomiarów, istotne jest zatem, aby do monitoringu energii wiatrowej użyte były bardzo dokładne komputerowe systemy pomiarowe. Zagadnienia te omawiane są szerzej w literaturze (Soliński I. 1999; Soliński I., Ostrowski 2002; Soliński B. 2002), gdzie przedstawiono założenia nowoczesnego, komputerowego systemu pomiarowego i zasady pomiaru parametrów energetycznych wiatru oraz nowoczesne metody analizy danych pomiarowych z wykorzystaniem badań klimatycznych, metod statystycznych i analizy ryzyka inwestycyjnego.

Pomiar prędkości wiatru jest niezbędny do oceny potencjału energetycznego wiatru, który wyznaczać można różnymi metodami w zależności o sposobu pomiaru prędkości wiatru, co zaprezentowano w I. Solińskiego (1999). Potencjał energetyczny wiatru określa się z reguły (w zaawansowanych metodach) na podstawie rozkładu statystycznego średniej rocznej prędkości wiatru w badanym rejonie i podaje się w $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ rok. Zwykle szacuje się go na wysokości 10 metrów lub 30 metrów nad poziomem gruntu. Wykorzystując empiryczne dane pomiarowe prędkości i kierunku wiatru, określa się rozkłady gęstości prawdopodobieństwa prędkości wiatru według modelu Weibulla (wzór 12, rys. 1), co umożliwia oszacowanie gęstości mocy wiatru w W/m^2 , jako średniej godzinowej mocy z metra kwadratowego powierzchni możliwej do uzyskania w danych warunkach lokalizacyjnych. Ta wielkość mocy wiatru jest podstawowym parametrem w ocenie energii



Rys. 1. Funkcja gęstości rozkładu Weibulla
Źródło: opracowanie własne

Fig. 1. Weibull density function

jaką może wytworzyć elektrownia wiatrowa i w ocenie ekonomicznej efektywności jej wykorzystania.

W celu uwzględnienia tak dużej zmienności prędkości wiatru w ciągu kolejnych jednostek czasu, w ocenie zasobów energetycznych wiatru należy posługiwać się jej rozkładem prawdopodobieństwa. Rozkładem wykorzystywanym w energetyce wiatrowej jest dwuparametryczny rozkład Weibulla, który opisany jest parametrem skali A , i parametr kształtu k . Wzór (12) na gęstość rozkładu Weibulla, w którym $f(v)$ to częstość wystąpienia prędkości wiatru w danym przedziale, ma postać:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{A} \right)^k \right] \quad (12)$$

a, dystrybuanta zmiennej losowej v o rozkładzie Weibulla określona jest wzorem:

$$F(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{A} \right)^k \right] \quad (13)$$

Parametry A i k mają wpływ na charakterystykę rozkładu, a więc i postać krzywej gęstości. Określają zatem charakterystykę prędkości wiatru, czyli jej rozkład częstości. Wyższe wartości parametru k (powyżej 2,0) charakteryzują miejsca, gdzie zmienność średniej prędkości wiatru (np. średniej godzinowej), w stosunku do średniej za badany okres jest niewielka. Natomiast niskie wartości k (poniżej 2), informują o dużej zmienności w stosunku do średniej. Zmiana wielkości parametru A jest związana ze średnią prędkością wiatru w danej lokalizacji. Lokalizacje o wyższym parametrze A charakteryzują się wyższymi zasobami energii wiatrowej. W przypadku założenia stałej wartości dla parametru kształtu k , wraz ze wzrostem wartości parametru A zauważalne jest rozciąganie się krzywej gęstości. Z zależności tych wynikają różne profile rozkładu Weibulla, które związane są z różnymi wartościami potencjalnej energii.

Posługując się krzywą mocy elektrowni wiatrowej oraz znając rozkład prędkości wiatru można wyznaczyć wielkość rocznej produkcji energii elektrycznej wytworzonej przez daną elektrownię wiatrową w danych warunkach wiatrowych AEP (Annual Energy Production), wyznaczoną ze wzoru:

$$AEP = T \int_{v_z}^{v_{wc}} \left[\frac{k}{A} \left(\frac{V}{A} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{A} \right)^k \right] \right] \cdot P(V) \cdot dV \quad (14)$$

gdzie: T — liczba godzin w ciągu roku (8760),
 $P(V)$ — zależność mocy elektrowni wiatrowej od prędkości wiatru określona przez krzywą mocy,

- AEP — roczna wielkość energii elektrycznej wyprodukowana w ciągu roku,
 V_z — prędkość rozruchu,
 V_w — prędkość wyłączenia.

Często dodatkowo w obliczeniach rzeczywistej AEP uwzględnia się korekcję tej wielkości ze względu na wskaźnik wykorzystania rzeczywistego czasu pracy elektrowni wiatrowej (*availability*) w zakresie prędkości załączenia (V_z *cut-in*) i wyłączenia (V_w *cut-out*) uwzględniającego przerwy w pracy spowodowane awariami, remontami i konserwacją. Wielkość tego wskaźnika dla nowoczesnych elektrowni wiatrowych jest bardzo wysoka i waha się pomiędzy 98—99%.

W szczegółowych badaniach zasobów energii wiatrowej w celu wyznaczenia regionalnego klimatu wiatrowego i stworzenia atlasu wiatru danego terenu wykorzystuje się specjalistyczne modele opisujące przepływ powietrza nad terenem z uwzględnieniem jego ukształtowania i szorstkości. Jeden z takich modeli wykorzystuje programie WAsP stworzony w 1987 r. przez Wind Energy and Atmospheric Physics Department at RISO National Laboratory z Kopenhagi, a szerzej opisany w (Toren, Petersen 1989; Petersen i in. 1997).

Danymi wejściowymi oprócz wspomnianych już wcześniej pomiarów prędkości i kierunku wiatru są:

- ✧ szorstkość terenu,
- ✧ ukształtowanie terenu,
- ✧ najbliższe przeszkody.

Zasoby wiatru opisane zostają przez rozkłady Weibulla dla 5 wysokości, czterech klas szorstkości i ośmiu (lub dwunastu) sektorów kierunku wiatru. Dopiero tak dokładne informacje służą do prognozowania warunków wiatrowych na danym terenie i nazwane są atlasem wiatru (Soliński B. 2002).

2. Energia wiatrowa powinna być traktowana jako lokalne źródło energii elektrycznej.

Wynika to z trudności w magazynowaniu tej energii i wysokich kosztów transportu na większe odległości. Tak więc w przypadku braku lokalnego zużycia i konieczności przesyłu wytworzonej w elektrowniach wiatrowych energii na duże odległości, np. ze względu na brak dostępu do pobliskich sieci energetycznych o odpowiednich parametrach (mogących przyjąć określoną moc), wykorzystanie elektrowni wiatrowych może okazać się nieopłacalne.

3. Charakterystyka mocy elektrowni wiatrowych, tzw. charakterystyka zewnętrzna, jest odmienna od charakterystyki elektrowni węglowych czy gazowych.

Elektrownie wiatrowe pracują przy zmiennej prędkości wiatru, a zatem ich moc chwilowa ciągle się zmienia. Poza tym rzadko osiągają moc nominalną, która występuje zwykle przy prędkości wiatru 11 lub 12 m/s. W polskich warunkach współczynnik mocy zainstalowanej (określający roczną liczbę godzin pracy elektrowni z mocą nominalną) w energetyce wiatrowej wynosi około 2000 godzin w roku, a w przypadku elektrowni węglowych od 6000 do 8000 godzin. Sprawia to, że dla zastąpienia 1 MW mocy w energetyce węglowej potrzeba około 3—4 MW mocy w energetyce wiatrowej.

4. Energia wiatrowa jest czystą ekologicznie formą energii i w porównaniu z energią z węgla tylko w minimalnym stopniu oddziałuje ujemnie na środowisko przyrodnicze.

To ujemne oddziaływanie przejawia się hałasem generowanym przez turbiny wiatrowe, który w nowoczesnych elektrowniach wiatrowych udało się ograniczyć do 48 dB w odległości około 400 m od elektrowni, oraz efektem wizualnym, który z kolei niwelowany jest dobrze komponującym się w środowisku rurowym kształtem wieży elektrowni wiatrowych. Ujemny wpływ na przelatujące ptactwo jest minimalny, zważywszy na fakt małej ilości turbin wiatrowych zlokalizowanych w Polsce. Ma to znaczenie dopiero przy dużych parkach elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na szlakach przelotu ptaków. Przed lokalizacją takich parków wiatrowych niezbędne jest jednakże uzyskanie pozytywnej oceny oddziaływania tej inwestycji na środowisko.

Oddziaływanie energetyki węglowej na środowisko przyrodnicze jest znaczące. Miarą tego wpływu jest wskaźnik kosztów zewnętrznych jaki powoduje energetyka węglowa. Według szacunków dla Europy Zachodniej wynosi 0,047 USD/kW·h, natomiast koszty zewnętrzne dla energii wiatrowej oszacowano na 0,002 USD/kW·h. Jak wykazano w badaniach przeprowadzonych w (Solińska, Soliński 2003), oszacowany na podstawie kosztów zewnętrznych efekt ekologiczny wykorzystania energii wiatrowej w Polsce wynosi od 0,16 do 0,25 zł/ kW·h energii elektrycznej, co oznacza że cena tradycyjnej energii z węgla powinna być obciążona powyżej podanymi kosztami. Wyznaczony efekt ekologiczny jest natomiast miarą unikniętych strat w środowisku na skutek zastąpienia energii z węgla energią wiatrową. Wyliczony efekt ekologiczny stał się również podstawą do wyznaczenia dotacji do rozwoju energetyki wiatrowej w postaci dofinansowania inwestycji. Wielkość tej dotacji według powyższej metody dla energetyki wiatrowej w Polsce powinna sięgać około 60% kosztów inwestycyjnych (Solińska 2000). Jednakże dotychczasowi inwestorzy w Polsce osiągalni dotację rzędu 30% kosztów inwestycyjnych.

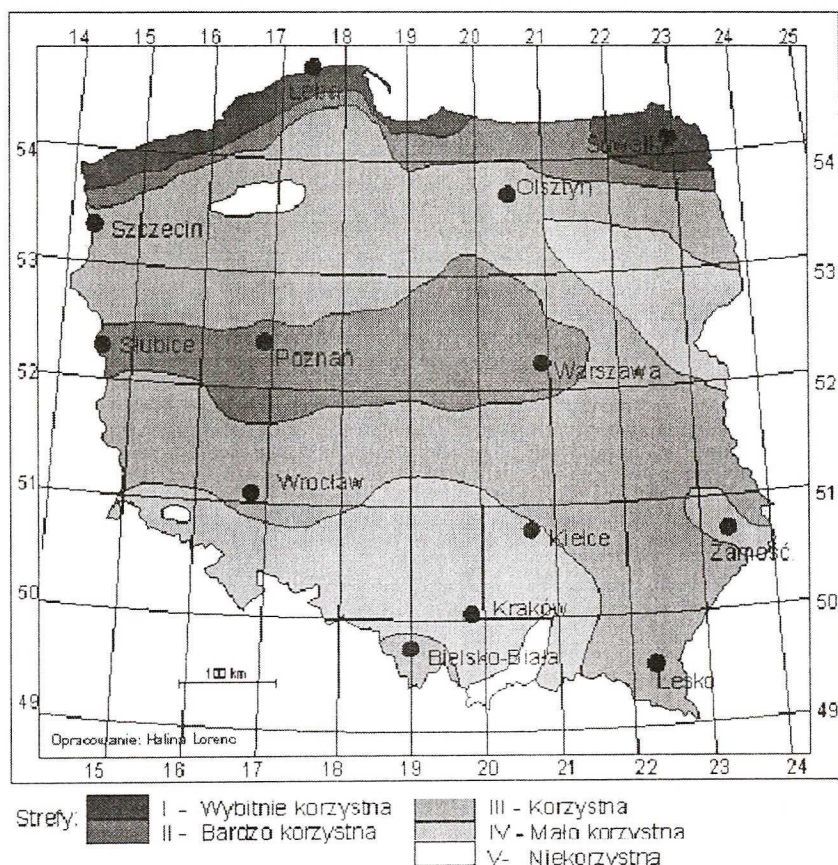
5. Pozyskanie energii wiatrowej charakteryzuje się wysokimi kosztami inwestycyjnymi w porównaniu z energią z węgla oraz niskimi kosztami eksploatacyjnymi.

Koszty inwestycyjne w energetyce wiatrowej, pomimo że ciągle maleją (obecnie kształtują się na poziomie 900—1100 euro/kW mocy, co jest porównywalne z energetyką węglową), to biorąc pod uwagę niski poziom średniego współczynnika wykorzystania mocy w energetyce wiatrowej (3-krotnie niższego niż w energetyce węglowej) są one wysokie. Wielkość tego współczynnika zależy od lokalnych warunków wiatrowych i może przyjmować wyższe wartości.

Koszty eksploatacyjne w energetyce wiatrowej są bardzo niskie i sięgają rocznie 2—3% wielkości nakładów inwestycyjnych, co w przeliczeniu na kW·h energii elektrycznej wynosi około 0,01 euro/kW·h. W energetyce węglowej natomiast koszty eksploatacyjne są odbiciem cen zużywanego paliwa i sprawności przemiany energetycznej, a ich udział w cenie produkowanej energii wynosi około 70%.

1. Zasoby energii wiatrowej w Polsce

Należy jednoznacznie stwierdzić, że w Polsce nie posiada profesjonalnie wykonanej, przydatnej dla energetyki wiatrowej mapy prędkości i energii wiatru. Wprawdzie IMiGW publikuje mapę zasobów wiatru dla terytorium Polski (rys. 2), opracowaną na podstawie wieloletnich pomiarów z kilkudziesięciu stacji meteorologicznych, ale nie mogą one stanowić wystarczającej informacji o zasobach wiatru, oczekiwanych prędkościach wiatru i energii wiatru w celu wyboru lokalizacji elektrowni wiatrowych. Powyższe stacje pomiarowe są bowiem źle ułożone (zasłonięte drzewami, budynkami), posiadają niskie maszty pomiarowe, a przestarzałe wyposażenie w przyrządy rejestrujące nie pozwalają na ciągłą rejestrację parametrów wiatru, wymagają stałej obsługi i nadzoru. W takiej sytuacji,



Rys. 2. Obszary warunków wiatrowych na terenie Polski
Źródło: IMiGW

Fig. 2. Wind resources in Poland

inwestującym w energetykę wiatrową pozostaje indywidualne wykonywanie kosztownych pomiarów w celu wyboru najkorzystniejszej lokalizacji elektrowni. Tego rodzaju indywidualne pomiary i badania wykonał w Polsce południowo-wschodniej w latach 1995—2001 I. Soliński za pomocą profesjonalnej, komputerowej stacji pomiarowej skonstruowanej w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Krakowie w 1992 roku. Za pomocą tej aparatury, opracowanych programów komputerowych i metod analizy danych, zrealizowano badania w kilku punktach pomiarowych w rejonie Przełęczy Dukielskiej i udokumentowano zasoby energii wiatru, które jak się okazało są porównywalne z zasobami w rejonie nadmorskim. Wykorzystując te dane w okolicach Rymanowa zainstalowano dwie elektrownie wiatrowe o mocy 160 kW, a w około 80 lokalizacjach trwają obecnie przygotowywania do budowy elektrowni wiatrowych. Szersze informacje na ten temat można znaleźć w publikacjach I. Solińskiego oraz B. Solińskiego.

Na uwagę zasługuje to, iż według mapy ukazującej strefy energetyczne wiatru w Polsce, opracowanej przez IMiGW, ten obszar należy do mało korzystnych pod względem warunków wiatrowych. Świadczy to dobitnie o konieczności wykonywania indywidualnych pomiarów, a nie bazowaniu tylko na danych z IMiGW. Drugim obszarem, w którym wykonano kilka profesjonalnych pomiarów jest rejon nadmorski, gdzie pomiary realizowane były w latach 2001—2002 (Ocena... 2000). Badania te oraz własne obserwacje zostały wykorzystane przez duńskie Riso National Laboratory do wykonania mapy wiatru dla Polski północnej. Z przeprowadzonych analiz wynika, że warunki wiatrowe na wybrzeżu Bałtyku są zbliżone do duńskich, a dla pozostałej północnej części Polski odpowiadają warunkom wiatrowym panującym w Niemczech. Poza tymi obszarami, jak stwierdzono, do korzystnych należą np.: północna i środkowa część Polski, wschodnia część Pogórza Sudeckiego, Wysoczyzna Lubińska (Program... 2001). Dokładając do tego wspomniany powyżej rejon południowo-wschodni (rejon Przełęczy Dukielskiej), jawi się nowa mapa zasobów wiatru i obszary o korzystnych warunkach wiatrowych. Dotychczas w Polsce wykonano indywidualne pomiary tylko w kilkunastu miejscach, z czego niewielka część została opublikowana. Tabela 1 zawiera dostępne w literaturze wyniki badań dotyczące parametrów energetycznych wiatru, zrealizowane dla polskich warunków. Z uwagi na małą skalę pomiarów, nie jest możliwe opracowanie na ich podstawie atlasu wiatru dla całej Polski. Niezbędne jest zatem przeprowadzenie badań na szerszą skalę, obejmujących cały obszar kraju w celu opracowania nowej polskiej mapy wiatru. Przyczyni się to zapewne do wzrostu zainteresowania potencjalnych inwestorów zarówno krajowych, jak i zagranicznych do angażowania kapitału w energetykę wiatrową, a zatem i do wzrostu produkcji tej czystej ekologicznie energii.

W roku 2002 w Akademii Górniczo-Hutniczej rozpoczęło działalność Laboratorium Monitoringu Energetyki Wiatrowej, które prowadzi ciągły monitoring parametrów wiatru na terenie Krakowa i południowej Polski w celu stworzenia atlasu wiatru.

TABELA 1. Opublikowane wyniki badań warunków wiatrowych, realizowanych na terenie Polski

TABLE 1. Published wind resources assessment in Poland

Miejsce badań	Rok opublikowania	Okres pomiarów	Typ danych
1	2	3	4
Jasionka	1999	1994—1995	— dane z masztu 20 m — rozkłady godzinowe — średnie miesięczne prędkości wiatru
Barwinek	1999	1996	— dane z masztu 20 m — rozkłady godzinowe — średnie miesięczne prędkości wiatru
Popielno	1999	1997—1998	— dane z masztu 22m — średnie miesięczne prędkości wiatru
Kraków	1999	1998	— dane z masztu 26 m — średnie miesięczne prędkości wiatru
Lisewo	2000	1995—1998	— dane z pracującej elektrowni Nordtank 150 kW — miesięczne wielkości energii elektrycznej
Świnoujście	2000	1996—1997	— dane ze stacji IMGW — średnie miesięczne prędkości wiatru
Ustka	2000	1996—1997	— dane ze stacji IMGW — średnie miesięczne prędkości wiatru
Łeba	2000 2002	1996—1997 1971—2000	— dane ze stacji IMGW — średnie miesięczne prędkości wiatru — średnie roczne prędkości wiatru — współczynniki rozkładu Weibulla (A i k)
Hcl	2000	1996—1997 1971—2000	— dane ze stacji IMGW — średnie miesięczne prędkości wiatru — dane ze stacji IMGW — średnie roczne prędkości wiatru
Barzowice	2000	1997—1998	— dane z masztów na wysokości 30 i 10 m — średnie miesięczne prędkości wiatru — dominujący kierunek wiatru — współczynniki rozkładu Weibulla (A i k)
Skoszewo	2000	1997—1998	— dane z masztów na wysokości 30 i 10 m — średnie miesięczne prędkości wiatru — dominujący kierunek wiatru — współczynniki rozkładu Weibulla (A i k)
Charbrowo	2000	1998	— dane z masztów na wysokości 30 i 10 m — średnie miesięczne prędkości wiatru — dominujący kierunek wiatru — współczynniki rozkładu Weibulla (A i k)
Swarzewo	2000	1998	— dane z masztów na wysokości 30 i 10 m — średnie miesięczne prędkości wiatru — dominujący kierunek wiatru — współczynniki rozkładu Weibulla (A i k)

TABELA 1. cd.

TABLE 1. cont.

1	2	3	4
Kisielice	2001	2000	— dane z masztu 30 m — rozkład godzinowy — średnie miesięczne prędkości wiatru — współczynniki rozkładu Weibulla (A i k)
Mława	2001	1990—1999 2000	— średnie roczne prędkości wiatru za cały okres — średnie roczne prędkości wiatru
Olsztyn	2001	1990—1999 2000	— średnie roczne prędkości wiatru za cały okres — średnie roczne prędkości wiatru
Starbienino	2002	1998—2001	— dane z pracującej elektrowni Nordex N29/250 — miesięczne wielkości energii elektrycznej
Suwałki	2002	1971—2000	— dane ze stacji IMGW — średnie roczne prędkości wiatru — współczynniki rozkładu Weibulla (A i k)
Rzeszów	2002	1966—2001	— dane ze stacji IMGW — średnie roczne prędkości wiatru
Warszawa	2002	1966—2001	— dane ze stacji IMGW — średnie roczne prędkości wiatru

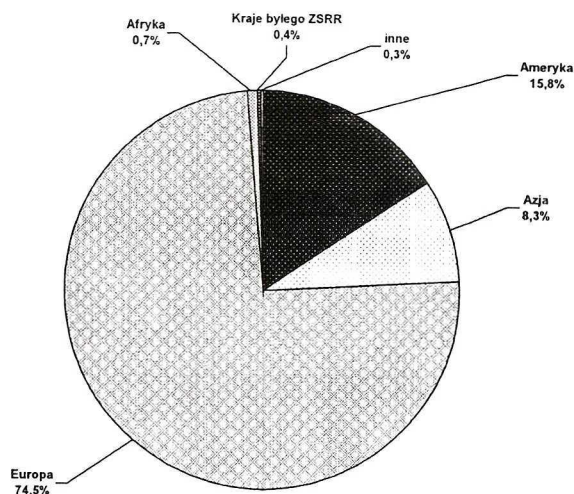
Źródło: opracowanie własne

2. Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w Polsce

Światowa energetyka wiatrowa obecnie notuje szybki wzrost i umacnia swoją pozycję wśród odnawialnych źródeł energii. W okresie 8 lat całkowita moc zainstalowana na świecie powiększyła się dziesięciokrotnie. Spowodowało to wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii elektrycznej — zwłaszcza w krajach, w których rozwój energetyki jest znaczący — w Niemczech stanowi 4%, a w Danii aż 18% w całkowitym zużyciu energii elektrycznej. Jednak jeśli wziąć pod uwagę udział energii wiatrowej w zużyciu paliw pierwotnych, jest on ciągle znikomy i wynosi zaledwie 0,32%.

Globalny rynek energii wiatrowej jest zdominowany przez Europę, w której znajduje się obecnie ponad 74% mocy zainstalowanej (rys. 3). Dominującą rolę w nowej mocy zainstalowanej odgrywają nasi zachodni sąsiedzi Niemcy, którzy w 2002 roku ustanowili rekord instalując ponad 3200 MW. Oprócz Niemiec jeszcze Hiszpania przekroczyła 1000 MW mocy zainstalowanej w ciągu jednego roku, instalując 1497 MW (tab. 2). Do krajów, w których energetyka wiatrowa rozwija się bardzo szybko, poza Niemcami i Hiszpanią należą Dania, USA oraz Indie.

W Polsce energetyka wiatrowa do niedawna była dziedziną pasjonatów propagujących koncepcję czystej energetyki. Rozwój sięga początku lat dziewięćdziesiątych, kiedy to w wyniku częściowego urealnienia cen energii z paliw energetycznych, inwestowanie w ener-



Całkowita moc zainstalowana na koniec 2002 r na świecie wyniosła 31 128 MW

Rys. 3. Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej na świecie na koniec 2002 r.
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3. Total world installed capacity at end of 2002, by region

TABELA 2. Zainstalowana moc i roczne przyrosty mocy elektrowni wiatrowych w wybranych krajach i świecie [MW]

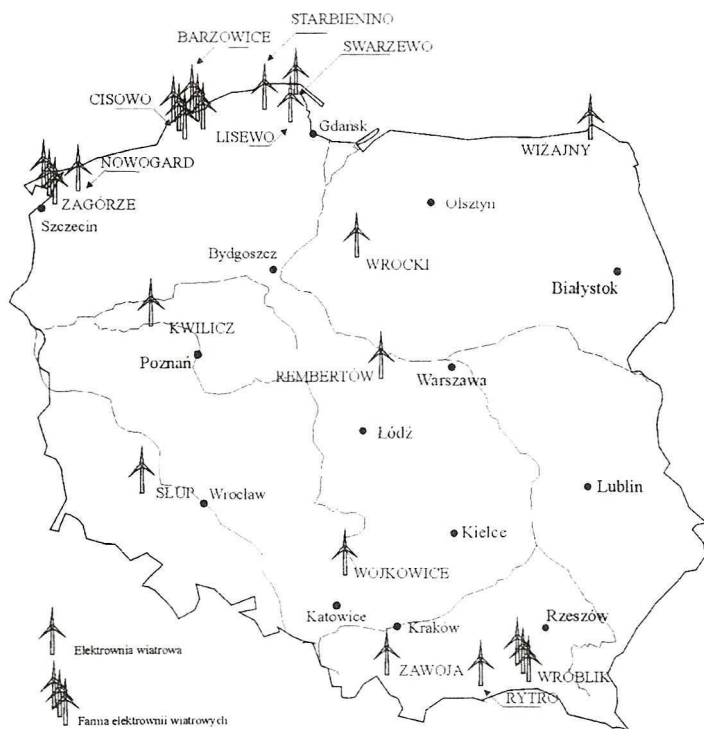
TABLE 2. Global wind energy capacity by country

Kraj	Całkowita moc zainstalowana na koniec roku 1996	Przyrost mocy w roku 1997	Przyrost mocy w roku 1998	Przyrost mocy w roku 1999	Przyrost mocy w roku 2000	Przyrost mocy w roku 2001	Przyrost mocy w roku 2002	Całkowita moc zainstalowana na koniec roku 2002
Niemcy	1 548	533	793	1 568	1 665	2 627	3 247	12 001
USA	1 582	29	577	477	165	1 635	410	4 685
Hiszpania	250	262	368	932	1 024	1 050	1 493	4 830
Dania	831	285	310	325	603	115	391	2 880
Indie	820	120	82	43	169	236	195	1 702
Włochy	70	33	94	80	147	276	103	785
UK	273	55	10	24	63	100	78	552
Francja	5	8	8	4	38	15	52	145
Polska	0,9	1,9	0	0,7	0,6	23	30*	57
Świat		1 566	2 597	3 922	4 495	6 824	6 864	31 128

*Dla roku 2002 przyjęto przyrost 30MW z farmy „Zagórze”, której budowa została zakończona w 2002 r., a sprzedaż energii elektrycznej rozpoczęto z początkiem 2003 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie: (1996—2001) BTM Consult, (2002) EWEA, Polska dane własne

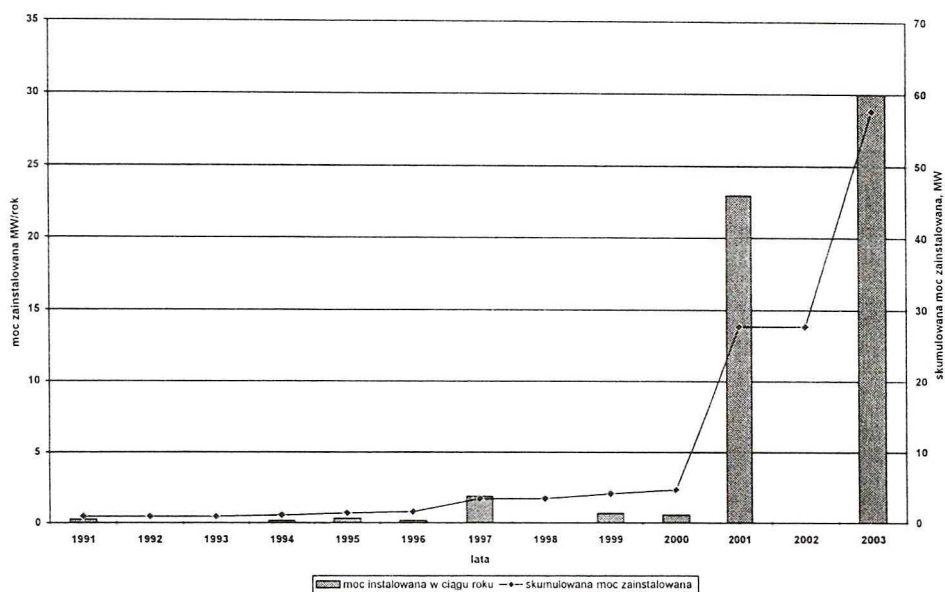
getykę wiatrową zaczęło mieć sens ekonomiczny. Jednak przy okazji liberalizacji rynku energii nie wykorzystano szansy systemowego wprowadzenia odnawialnych źródeł energii. Do połowy lat dziewięćdziesiątych całkowita moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych była mniejsza od 1 MW, na koniec roku 1996 wynosiła zaledwie 0,855 MW i do tego czasu w Polsce do sieci podłączonych było tylko 5 elektrowni. Z początkiem XXI wieku powstały dwie farmy wiatrowe, które zwiększyły całkowitą moc zainstalowaną na terenie Polski o ponad 650% (rys. 5). W chwili obecnej całkowita moc 58 pracujących elektrowni wiatrowych w Polsce wynosi 57 MW (rys. 6). W tabeli 3 przedstawiono listę pracujących elektrowni wiatrowych przyłączonych do sieci, z której wynika, że istnieje duża ich koncentracja na terenie północnej Polski (rys. 4), co w przyszłości może okazać się jedną z barier rozwoju energetyki wiatrowej.



Rys. 4. Rozmieszczenie istniejących elektrowni wiatrowych na terytorium Polski

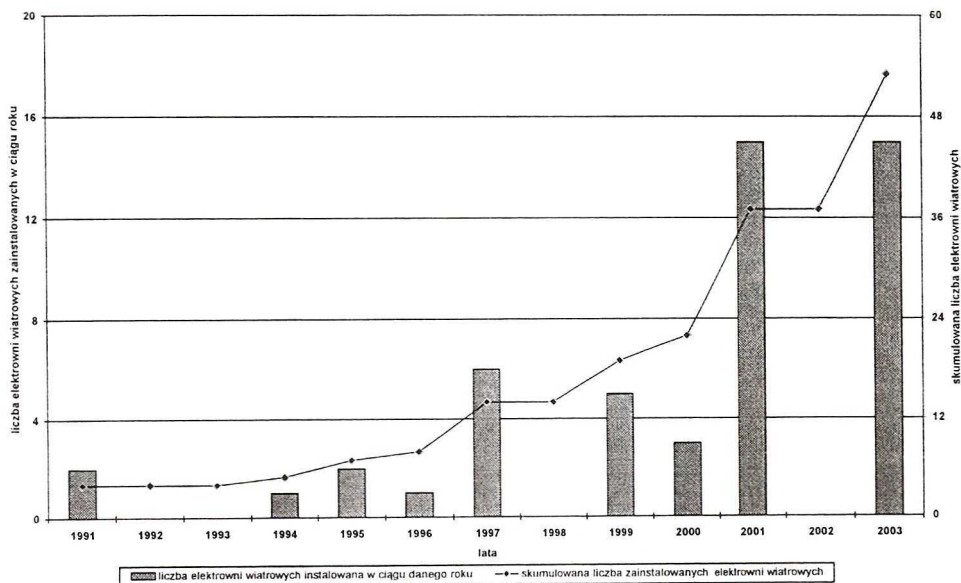
Fig. 4. Location of wind turbines in Poland

Najwięcej elektrowni wiatrowych na terenie Polski pochodzi od Duńskich producentów (73%), wśród których dominującą rolę pełni firma Vestas (rys. 7). Jeśli pod uwagę weźmiemy całkowitą zainstalowaną moc w Polsce, to udział producentów duńskich stanowi w niej aż 94%. Rodzime elektrownie „Nowomag” w liczbie 9 sztuk, stanowią pod względem ilości 17%, lecz ich udział w zainstalowanej mocy wynosi zaledwie 2,3%. Pozostali producenci stanowią marginalną część zarówno w ilości, jak i mocy zainstalowanej (rys. 7 i 8).



Rys. 5. Zainstalowana moc w polskich elektrowniach wiatrowych w poszczególnych latach
Źródło: opracowanie własne

Fig. 5. Development of the annual and cumulated installed power in Poland



Rys. 6. Liczba elektrowni wiatrowych w Polsce zainstalowanych w poszczególnych latach
Źródło: opracowanie własne

Fig. 6. Development of the annual installed and cumulated number of wind turbines in Poland

TABELA 3. Lokalizacja elektrowni wiatrowych zainstalowanych na terenie Polski

TABLE 3. Wind turbines and wind farms in Poland

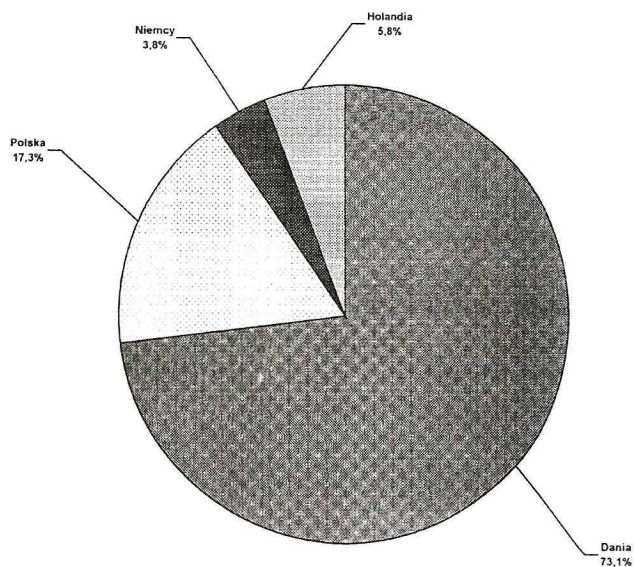
Rok oddania do użytku	Miejsce zainstalowania	Liczba [szt.]	Moc elektrowni [kW]	Moc farmy [kW]	Typ
2003	Zagórze k. Wolina	15	2 000	30 000	Vestas V 80
2001	Cisowo k. Darłowa	9	2 000	18 000	Vestas
2001	Barzowice	6	830	4 980	Vestas
2000	Nowogard	1	255	255	Vestas V29-225
2000	Wróblík Szlachecki	2	160	320	Nowomag EW-160
1999	Cisowo k. Darłowa	5	132	660	SecWind
1997	Swarzewo	2	600	1 200	TW-600 Tacke
1997	Starobienino	1	250	250	N27/250 Nordex Dania
1997	Rembertów	1	250	250	LW-250 Lagerway
1997	Słup	1	160	160	Nowomag EW-160
1997	Rogożnik k. Wojkowic	1	30	30	ZEFIR 12 A
1996	Kwilicz	1	160	160	Nowomag EW-160
1995	Wrocki	1	160	160	Nowomag EW-160
1995	Zawoja	1	160	160	Nowomag EW-160
1994	Rytro	1	160	160	Nowomag EW-160
1991	Swarzewo	1	95	95	DANmark
1991	Lisewo	1	150	150	NKT 150/25 Nordtank
—	Wiżajny k. Suwałk	2	300	600	WindMaster
—	Sowiniec	1	160	160	Nowomag EW-160

Źródło: opracowanie własne

Produkcja energii elektrycznej wytworzona przez elektrownie wiatrowe w Polsce w roku 2002 wyniosła 58 994 MW·h. W celu oszacowania energii w 2003 roku, w którym nastąpiło podwojenie mocy zainstalowanej, można posłużyć się wskaźnikiem C_f (współczynnikiem wykorzystania mocy zainstalowanej) według wzoru:

$$C_f = \frac{\text{Wielkość produkcji energii elektrycznej}}{\text{Moc zainstalowana} \times 8760} \quad (15)$$

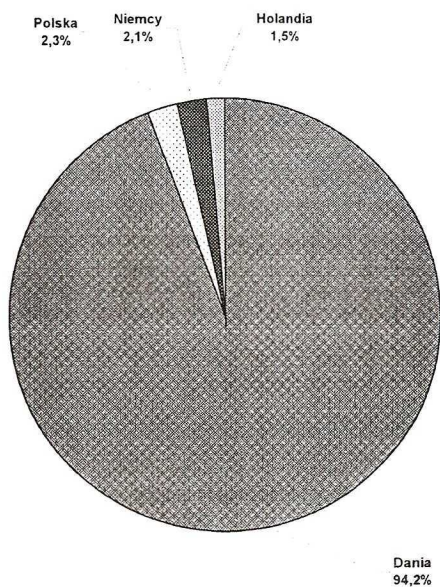
Według BTM Consult (International... 2001), średnia wartość współczynnika C_f w roku 2000 wynosiła 0,23, a według prognoz do roku 2007 ma wzrosnąć do 0,28. W jednej z pracujących elektrowni wiatrowych na terenie Polski w Lisewie, czas wykorzystania mocy zainstalowanej wyniósł 1650 h/rok (Łobacz 2000), co daje wartość współczynnika C_f na poziomie 0,19.



Rys. 7. Udział światowych producentów turbin wiatrowych w liczbie zainstalowanych elektrowni wiatrowych w Polsce

Źródło: opracowanie własne

Fig. 7. Turbine suppliers by the number of installed units



Rys. 8. Udział światowych producentów turbin wiatrowych w całkowitej mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej w Polsce

Źródło: opracowanie własne

Fig. 8. Turbine suppliers by the installed capacity

Wykorzystując te dane, szacunkowa wielkość energii elektrycznej wytworzonej w Polsce z elektrowni wiatrowych wyniesie od 0,09 do 0,14 TW·h, co stanowi około 0,08% całkowitej produkcji energii elektrycznej — przyjmując 150 TW·h jako roczną produkcję energii elektrycznej (tab. 4).

TABELA 4. Szacunkowa roczna produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych i jej udział w całkowitej wytworzonej energii elektrycznej w Polsce

TABLE 4. Estimated annual energy yield from wind turbines installed in Poland

Moc zainstalowana [MW]	Współczynnik mocy zainstalowanej C_f	Liczba godzin pracy z mocą nominalną, [h/rok]	Szacowana ilość wytworzonej energii [MW·h]	Udział w całkowitej wytworzonej energii elektrycznej w Polsce [%]
57	0,2	1700	99864	0,07
	0,23	2000	114844	0,08
	0,28	2500	139810	0,09

Źródło: opracowanie własne

3. Uwarunkowania prawne rozwoju energetyki wiatrowej

W ostatnich latach można zaobserwować intensywny rozwój energetyki odnawialnej zarówno w świecie, jak i w Polsce. Ważne znaczenie dla rozwoju tej dziedziny energetyki mają uwarunkowania prawne. W Unii Europejskiej pierwsze uregulowania prawne w tym zakresie pojawiły się w 1997 roku, kiedy została opublikowana „Biała Księga Energia dla przyszłości — odnawialne źródła energii”, która wyznaczyła cel dla krajów członkowskich, tj. osiągnięcie 12% udziału energii odnawialnej w bilansie energii pierwotnej w 2010 roku. Jednakże podstawowym aktem prawnym w UE jest przyjęta 27 września 2001 roku Dyrektywa 2001/77/EC w sprawie promocji energii elektrycznej produkowanej ze źródeł odnawialnych na wewnętrznym rynku energii. Dyrektywa ta zakłada osiągnięcie celu 22,1% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii elektrycznej w UE w 2010 roku.

Należy stwierdzić, że poszerzona do 25 krajów Unia Europejska nie jest w stanie osiągnąć tego celu. Cele dla nowych krajów członkowskich zostały zapisane w traktatach akcesyjnych. Dla Polski cel ten to 7,5%

W Polsce podstawowym aktem prawnym o najwyższej randze w dziedzinie energetyki jest ustawa Prawo Energetyczne (Prawo... 1997). W tej ustawie wprowadzono i zdefiniowano odrębnie niekonwencjonalne i odnawialne źródła energii. Natomiast Dyrektywa UE 2001/77/EC definiuje jedynie pojęcie źródeł odnawialnych, w których zawierają się: energia wiatru, promieniowania słonecznego, energia fal i pływów morskich, spadku rzek, energia biomasy, biogazu wysypiskowego, powstałego w procesach rozkładu szczątków roślinnych i zwierzęcych oraz w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków.

Zgodnie z prawem energetycznym art. 9 ust. 3 minister zobligowany był do nałożenia na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku zakupu energii ze źródeł niekonwencjonalnych

i odnawialnych, a na podstawie tej delegacji wydane zostało Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych. Zgodnie z tym rozporządzeniem udział energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych w sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne w 2001 roku powinien być nie mniejszy niż 2,4% w 2002 — 2,5% w 2003 — 2,65%, w 2004 — 2,85%, w 2005 — 3,10%, w 2006 — 3,60%, a w 2010 — 7,5%. Jest to więc mechanizm stymulujący wzrost wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Przestrzeganie tego obowiązku w roku 2002 r. nie przedstawia się zbyt korzystnie. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki (Energia... 2003) tylko 7 spółek energetycznych wypełniło ten obowiązek (który w roku 2002 wyniósł 2,5%), a pozostałe 26 spółek dystrybucyjnych tego obowiązku nie wypełniło. Średni poziom zakupów energii ze źródeł odnawialnych we wszystkich spółkach dystrybucyjnych wyniósł 1,52%. Częściowo wynikało to z faktu, iż krajowa produkcja energii odnawialnej nie była wystarczająca do wypełnienia limitu (stosunek energii wytworzonej w energetyce odnawialnej do sprzedaży energii przez spółki dystrybucyjne wyniósł 2,46%, a po uwzględnieniu pozostałych spółek obrotu energią jedynie 1,82%). Istotne jest, aby przedsiębiorstwa nie przestrzegające owego obowiązku ponosiły odpowiednie kary, które wynikają z art. 56 ustawy Prawo Energetyczne. Za niewypełnienie obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych za rok 2001 ukarano 6 przedsiębiorstw, a w roku 2002 wszczęto postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kar pieniężnych dla wszystkich spółek, które nie wypełniły tego obowiązku (Soliński B. 2003). Polskie prawo musiało jednak zostać dostosowane w większym zakresie do wymogów prawa w UE, zwłaszcza w zakresie bardziej wyraźnego wsparcia rozwoju energii odnawialnej. W tym celu wprowadzono nowelizację ustawy Prawo Energetyczne. Postanowienia ustawy z 24 lipca 2002 roku o zmianie ustawy Prawo Energetyczne weszły w życie 1 stycznia 2003 roku. W tej nowelizacji wprowadzono nową definicję źródeł odnawialnych, które określono jako źródła wykorzystujące (w myśl pkt. 20 art. 3 ustawy Prawo Energetyczne) w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątek roślinnych i zwierzęcych. W tej nowelizacji usunięto definicję źródeł niekonwencjonalnych. Prawodawca w nowelizacji dodał art. 9a, który stanowi, iż przedsiębiorstwa energetyczne, które zajmują się obrotem energią elektryczną, są zobowiązane do zakupu energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii przyłączonych do sieci oraz jej odsprzedaży bezpośrednio lub pośrednio odbiorcom dokonującym zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby. Niezbędnym warunkiem jest, by energia była wytwarzana na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Podobny zapis dotyczy ciepła. Pewien problem dla wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych może stanowić art. 9d, w myśl którego, aby zapewnić bezpieczne funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej i przyłą-

czone do sieci jest zobowiązane do wytwarzania energii elektrycznej lub pozostawiania w gotowości do jej wytwarzania, jeżeli jest to konieczne do zapewnienia jakości, ciągłości i niezawodności dostaw. Stwarza to możliwość dowolności w interpretacji tego przepisu przez przedsiębiorstwa energetyczne i utrudniania zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Szczegółowy zakres obowiązków do wprowadzonych przepisów został określony w rozporządzeniu z dnia 30 maja 2003 roku. Rozporządzenie to określa (Rozporządzenie... 2003):

- ✧ zakres obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,
- ✧ rodzaje, parametry techniczne i technologiczne źródeł odnawialnych wytwarzających energię elektryczną lub ciepło,
- ✧ parametry techniczne i technologiczne źródeł energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,
- ✧ wielkość udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz wielkość udziału energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, których zakup przez przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązkowy, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom,
- ✧ sposób uwzględniania w taryfach kosztów energii elektrycznej i ciepła objętych obowiązkiem zakupu.

Rozporządzenie to precyzuje zasady ustalania kosztów uzasadnionych zakupu energii elektrycznej i ciepła. Koszty uzasadnione zakupu energii elektrycznej i ciepła, ponoszone w związku z realizacją obowiązków zakupu, uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego realizującego te obowiązki, przyjmując, że każda jednostka energii elektrycznej lub ciepła sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wszystkim odbiorcom jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami. Według tego rozporządzenia kosztami uzasadnionymi są:

- ✧ koszty zakupu energii elektrycznej na giełdzie towarowej,
- ✧ koszty zakupu energii elektrycznej na uznawanym za konkurencyjny pozagiełdowym, ogólnodostępnym rynku tej energii,
- ✧ koszty zakupu energii elektrycznej lub ciepła bezpośrednio od wytwarzającego tę energię lub ciepło na podstawie ceny ustalonej odpowiednio w zatwierdzonej taryfie wytwarzającego w wyniku przetargu lub negocjacji.

Jako koszty energii elektrycznej i ciepła, ponoszone w związku z realizacją obowiązków zakupu, uznaje się także koszty uzasadnione wytwarzania energii we własnych źródłach odnawialnych.

Rozporządzenie to określa również czego nie dotyczą obowiązki, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 3 ustawy, a mianowicie:

- ✧ energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach wodnych szczytowo-pompowych z użyciem wody przepompowanej,
- ✧ ciepła, jeżeli uzasadniony planowany koszt jego zakupu z odnawialnych źródeł energii spowoduje w przedsiębiorstwie energetycznym, w danym roku, wzrost cen lub stawek

opłat za ciepło dostarczane dla odbiorców o więcej niż wartość średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”,

- ❖ energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w wyniku termicznego przekształcenia odpadów drewna mogących zawierać organiczne związki chlorowcopochodne, metale ciężkie lub związki tych metali powstałe w wyniku obróbki drewna z użyciem środków do konserwacji lub powlekania oraz odpadów drewna pochodzących z prac budowlanych lub rozbiórkowych.

Można zatem stwierdzić, że ostatnia zmiana ustawy Prawo Energetyczne i odpowiednie rozporządzenie znacznie wzmocniła mechanizm wsparcia rozwoju energii odnawialnej w polskim systemie energetycznym, jednakże niezbędne są dalsze działania w kierunku opracowania polskiego systemu wspierania rozwoju energetyki odnawialnej, który będzie w stanie zapewnić osiągnięcie w 2010 roku zaplanowanego 7,5-procentowy udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii elektrycznej.

Z końcem roku 2003 rozpoczęto w Polsce prace nad nowelizacją Prawa Energetycznego w pełni zharmonizowanego z dyrektywą 2001/77/EC. Nowe regulacje w projekcie zmian ustawy Prawo Energetyczne dotyczą m.in.:

- ❖ wprowadzenia instytucji świadectw pochodzenia, potwierdzających fakt wyprodukowania energii przez źródło odnawialne,
- ❖ obowiązku posiadania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii niezależnie od ich mocy (źródła poniżej 5 MW zwolnione z opłat koncesyjnych),
- ❖ obowiązku zapewnienia przez operatora systemu elektroenergetycznego pierwszeństwa w świadczeniu usług przesyłowych energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii,
- ❖ ustalenia minimalnej wysokości kary pieniężnej za nieprzestrzeganie obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych, która stanowi iloczyn półtorakrotności średniej ceny energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii i ilości energii brakującej do wypełnienia obowiązku.

Wszystkie wyżej wymienione zmiany wychodzą naprzeciw oczekiwaniom sektora energetyki odnawialnej w Polsce. Należy dodatkowo stwierdzić, że w obszarze zapewnienia pierwszeństwa dostępu do sieci dla sektora energetyki odnawialnej wyprzedzają one wymagania dyrektywy 2001/77/EC. Czy wszystkie planowane zapisy staną się faktem — pokażą przyszłe miesiące, a jakie one przynoszą efekty ukazać kolejne lata.

Wydaje się celowe wykorzystanie w procesie tworzenia polskiego systemu wsparcia rozwoju energii odnawialnej wyników badań przeprowadzonych przez M. Solińską (Solińska, Soliński 2003), gdzie przedstawiono mechanizm transformacji efektu ekologicznego wykorzystania energii wiatrowej w dotację do jej rozwoju. Uzasadniona ekologicznie wielkość dotacji do inwestycji np. dla energetyki wiatrowej wynosi około 60% kosztów inwestycyjnych, dla biogazu ze składowisk odpadów komunalnych 80%, dla pomp ciepła

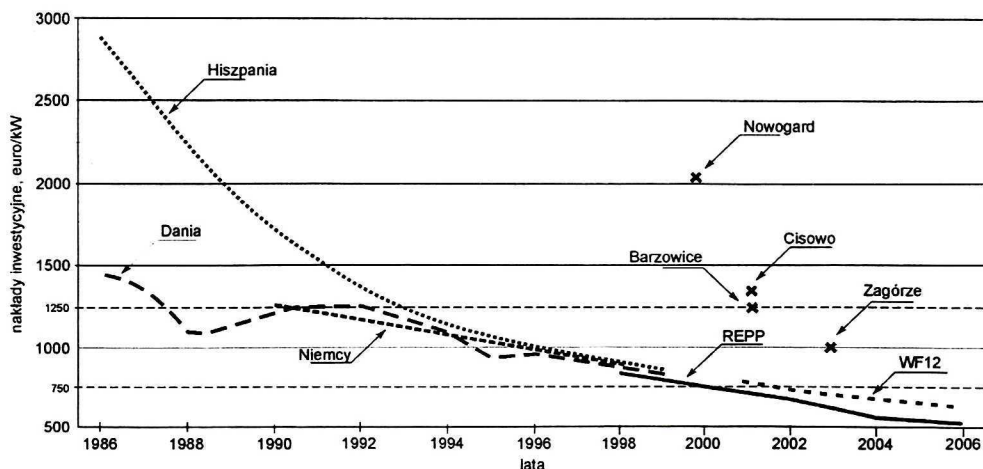
35%, co powinno stworzyć szansę szybszego rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce. Środki na rozwój winny pochodzić częściowo z funduszy ekologicznych oraz państwowych środków zaoszczędzonych na ograniczeniu rozwoju sektora energetyki opartego na węglu. Pozostałe środki finansowe pokrywają inwestorzy prywatni.

4. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych

4.1. Nakłady inwestycyjne

Inwestycje w energetyce wiatrowej charakteryzują się wysoką kapitałochłonnością, koszty bieżące eksploatacji są natomiast stosunkowo niskie, co wyróżnia tę formę energii od konwencjonalnych źródeł energii opartych na surowcach energetycznych. Wysokie nakłady kapitałowe związane są z zaawansowaną technologią produkcji turbin wiatrowych, która wciąż się rozwija i przełamuje kolejne bariery, np. produkowane są turbiny o mocy kilku MW oraz wieże o wysokości 100 m.

Najczęściej stosowanym miernikiem nakładów inwestycyjnych jest odniesienie ich wielkości do mocy zainstalowanej. Posługujemy się tutaj wskaźnikiem nakładów przeznaczonych na 1 kW mocy zainstalowanej (euro/kW). W ciągu kilkunastu ostatnich lat wskaźnik ten zmalał prawie trzykrotnie (rys. 9), a w chwili obecnej nakłady te według EWEA mieszczą się



Rys. 9. Wielkości nakładów inwestycyjnych na 1 kW mocy zainstalowanej w różnych krajach
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych European Wind Energy Information Network (lata 1986—1999), REPP — prognoza, WF 12 — Wind Force 12 i dane własne

Fig. 9. Capital cost on 1 kW installed power in different countries

w zakresie 900—1100 euro/kW. Według prognoz sporządzonych przez organizację Renewable Energy Policy Project (Soliński I, Soliński B. 2001), która bada techniczne i polityczne zagadnienia związane z rozwojem energii odnawialnej, koszty w gotowych projektach mają jeszcze bardziej spaść do poziomu 513 euro/kW w 2006 r. Są to jednak bardzo optymistyczne prognozy.

Wielkości nakładów inwestycyjnych na jeden kW mocy zainstalowanej pod koniec lat osiemdziesiątych i początku dziewięćdziesiątych były dość zróżnicowane w zależności od kraju. Jednak już w połowie lat dziewięćdziesiątych można było zaobserwować wyrównanie tych wielkości na rynku światowym i ciągły trend malejący oznaczający, że do zainstalowania 1kW mocy potrzeba coraz mniejszych nakładów kapitałowych (rys. 9). Ta sytuacja dotyczy rynków dojrzałych, takich jak Niemcy, Dania czy Hiszpania. Na rynkach dopiero rozkwitających, a do takich można zaliczyć Polskę, nakłady te są jednak wciąż wyższe nawet około 30—60%. W Polsce na dotychczasowych trzech farmach powstałych na wybrzeżu, nakłady na 1kW mocy zainstalowanej wyniosły 1350 euro, 1250 euro i 1000 euro. Całkowite nakłady inwestycyjne na 1 kW mocy zainstalowanej różnicuje lokalizacja (odległość od sieci średniego napięcia, konieczność adaptowania i budowy dróg dojazdowych, warunki geologiczne), a także to, czy rozpatrujemy wybudowanie pojedynczej elektrowni czy farmy elektrowni wiatrowych. Według badań przedstawionych w (Wind... 1997), koszty te są różne, jednakże w znacznie mniejszym stopniu maleją niż można by się spodziewać wraz ze wzrostem liczby elektrowni wiatrowych pracujących w farmie.

Na wielkość nakładów inwestycyjnych w energetyce wiatrowej mają wpływ następujące składniki kosztów:

- ✧ zakup elektrowni wiatrowej,
- ✧ planowanie i zarządzanie,
- ✧ zakup gruntu,
- ✧ wykonanie przyłącza wraz linią i transformatorem,
- ✧ infrastruktura,
- ✧ wykonanie fundamentu,
- ✧ inne.

Największy udział w nakładach stanowi koszt zakupu elektrowni wiatrowej, który wynosi od 65 do 80% (tab. 5). Od jej poziomu w głównej mierze zależy wysokość całkowitych nakładów związanych z realizowaną inwestycją. W przyszłości należy spodziewać się obniżenia kosztów produkcji turbin wiatrowych (REPP). Najprawdopodobniej możliwości wzrostu mocy w elektrowniach wiatrowych będą podwajały się co trzy lata, czemu będzie towarzyszyła za każdym razem redukcja kosztu produkcji turbin o 15%, a zatem i cen zakupu. (Soliński I., Soliński B. 2003),

Wśród pozostałych nakładów dominują nakłady związane z wykonaniem przyłącza i linii przesyłowej oraz transformatora, które stanowią około 12% całkowitych nakładów, kolejne pozycje to koszty planowania i zarządzania około 6%, koszty wykonania fundamentu oraz koszty infrastruktury (drogi, łączność i inne). Typową strukturę nakładów kapitałowych przedstawiono na rysunku 10.

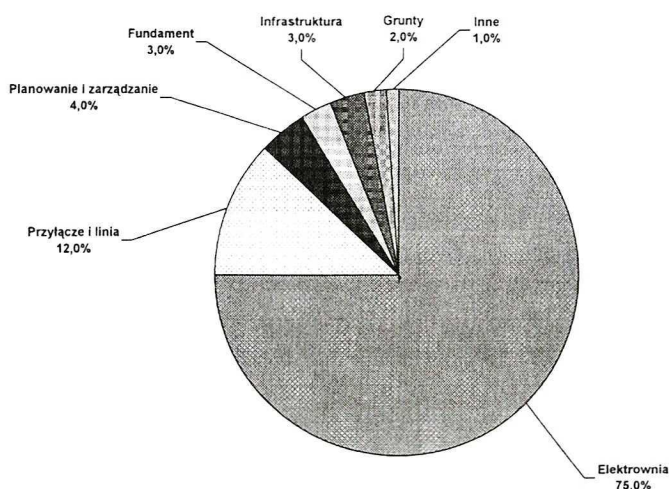
TABELA 5. Struktura nakładów inwestycyjnych dla wybranych krajów

TABLE 5. Structure of capital costs in different countries

Czynnik	Niemcy	Hiszpania	Holandia	Dania	Finlandia*	Udział procentowy w całej inwestycji dla typowej el. watawowej 850—150 kW
Fundament	6—9	5	6	6	10—12	1—6
Przyłącze wraz z linią i transformatorami	10—14	14	10	11	6—8	3—18
Grunty	2—3	—	—	1	—	1—3
Planowanie, zarządzanie i badania	4—6	3	—	1	—	2—8
Infrastruktura	1—3	1	1	1	—	1—5
Elektrownia	60—75	75	82	79	75—78	74—82
Inne	1—2	2	1	1	4—6	1—3

*Koszty inwestycyjne z Finlandii są reprezentatywne dla projektów komunalnych i nie obejmują kosztów związanych z infrastrukturą.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych European Wind Energy Information Network oraz *Wind Energy — The Facts*, European Commission — Directorate General for Energy, 2004



Rys. 10. Struktura nakładów kapitałowych

Źródło: opracowanie własne

Fig. 10. Structure of capital costs

Wielkość całkowitych nakładów można także wyliczyć innym sposobem, posługując się wskaźnikiem określającym wielkość nakładów związaną z zakupem elektrowni wiatrowej, który wylicza się na podstawie:

- ✧ ceny za 1 m² powierzchni wirnika elektrowni wiatrowej,
- ✧ ceny za 1 kW mocy zainstalowanej.

Niewątpliwie pierwszy wskaźnik jest bardziej miarodajny, ponieważ elektrownia wiatrowa o tej samej mocy, a różnej średnicy wirnika może wytworzyć zupełnie inną wielkość energii elektrycznej. Lecz często w celu uproszczenia kalkulacji wykorzystuje się drugi ze wskaźników. Obecnie koszt zakupu 1kW mocy zainstalowanej, według EWEA, zawiera się w granicach 600—900 euro.

Jeśli chodzi o wielkość pozostałych nakładów związanych z infrastrukturą i pracami projektowymi, to najczęściej we wstępnych analizach stosuje się procentowy wskaźnik na poziomie 30% kosztu zakupu elektrowni wiatrowej, czyli 200—250 euro/kW (EWEA).

W Polsce wielkość pozostałych nakładów jest jednak znacząco większa i waha się od 50% do ponad 100% kosztu zakupu elektrowni wiatrowej. Wynika to, jak się wydaje, z braku doświadczenia polskich inwestorów w realizowaniu takich inwestycji, konieczności przeprowadzenia szczegółowych badań warunków wiatrowych, jak i długotrwałych procedur administracyjnych i pionierskiego charakteru energetyki wiatrowej w Polsce (Soliński I., Soliński B. 2003)

Całkowitą wielkość nakładów inwestycyjnych w energetyce wiatrowej można również wyrażać wielkością procentu od ceny zakupu elektrowni wiatrowej, wówczas współczynnik ten przyjmie wartość około 130%.

4.2. Koszty eksploatacyjne

Elektrownie wiatrowe nie zużywają żadnego paliwa i dzięki temu ich koszty eksploatacyjne są niskie w porównaniu z kosztami eksploatacyjnymi elektrowni konwencjonalnych. Jednakże koszty te są trudne do ścisłego określenia, zależą bowiem od mocy znamionowej elektrowni wiatrowej, wielkości wytworzonej przez nią energii w ciągu roku oraz od wielkości farmy wiatrowej. W strukturze tych kosztów można wyróżnić koszty związane z:

- ✧ naprawami,
- ✧ konserwacją (serwisowaniem),
- ✧ częściami zamiennymi,
- ✧ administracją i obsługą,
- ✧ ubezpieczeniem.

Koszty te są ponadto zmienne w czasie. W pierwszych latach eksploatacji elektrownia objęta jest gwarancją (2—3 lata), więc wszelkie koszty związane z naprawą, konserwacją i częściami zamiennymi pokrywane są przez jej producenta. Inwestor musi więc pokrywać tylko koszty związane z administracją, obsługą, ubezpieczeniem itp. W kolejnych latach pokrywa już całość kosztów eksploatacyjnych. Istnieje kilka metod szacunku tych kosztów:

- ✧ według wskaźnika odniesionego do wartości inwestycji (2% wartości inwestycji rocznie),
- ✧ według wskaźnika odniesionego do mocy (do 24 euro/kW/rok),

- ✧ według wskaźnika odniesionego do wytworzonej energii elektrycznej (0,006—0,015 euro/kW·h),
- ✧ według wskaźnika odniesionego do mocy i wytworzonej energii elektrycznej (17 euro/kW/rok + 0,003 euro/kW·h).

W tabeli 6 przedstawiono koszty związane z eksploatacją elektrowni wiatrowej o mocy 500 kW według wskaźnika odniesionego do mocy i wskaźnika odniesionego do wytworzonej energii elektrycznej.

TABELA 6. Struktura kosztów eksploatacyjnych dla elektrowni o mocy 500 kW

TABLE 6. Structure of O&M costs for typical 500 kW wind turbine

	Euro/kW/rok	Euro/kW·h
Serwis	4—8	0,0015—0,006
Administracja		0,001—0,003
Ubezpieczenie	4—7	0,0015—0,005
Dzierżawa	0—4	0—0,004
Podatek od nieruchomości	0—5	0—0,002
Użytkowanie sieci	wg taryf	0,0005—0,002
Całkowite koszty	do 24	0,006—0,015

Źródło: *Wind Energy — The Facts*, European Commission — Directorate General for Energy, 1997

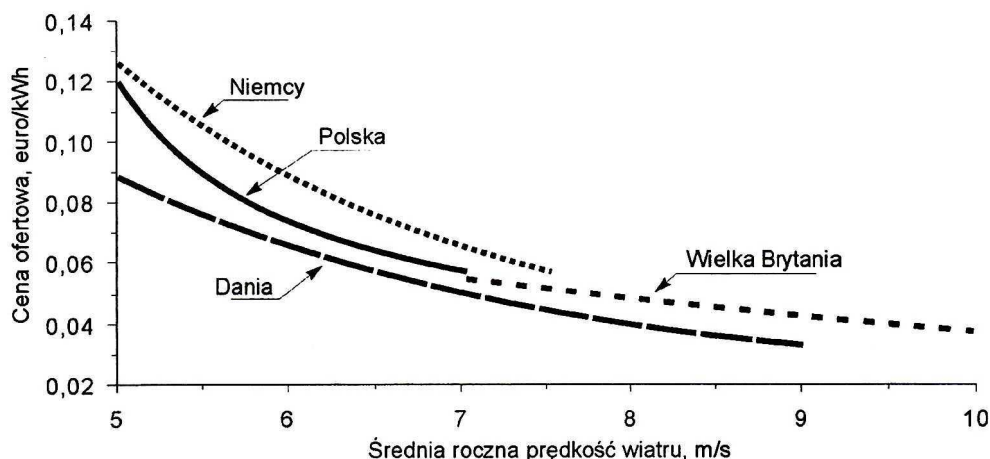
4.3. Ceny ofertowe energii wiatrowej

W okresie ostatnich 20 lat koszt wytworzenia 1 kW·h w elektrowniach wiatrowych obniżył się z poziomu 0,3 do 0,05 euro/kW·h. Elektrownie wiatrowe stają się tańsze i bardziej efektywne. Wykorzystując efekt skali, produkując bardzo duże turbiny o mocy kilku MW i projektując odpowiednio duże farmy wiatrowe, można znacznie zredukować koszty infrastruktury.

Analizę cen energii wiatrowej (cen ofertowych) i jej konkurencyjność w stosunku do innych źródeł energii przedstawiono w pracach (Soliński I., Soliński B. 2001 i 2003), z których wynika, że w ciągu najbliższych lat, energia wiatrowa może stać się konkurencyjna w stosunku do źródeł kopalnych. Gdyby wziąć pod uwagę efekt ekologiczny, którego sposób wyznaczenia przedstawiono w pracy (Soliński, Solińska 2001), związany z kosztami zewnętrznymi (stanowiącymi miarę kosztów koniecznych do poniesienia dla usunięcia skutków szkód w środowisku) energia wiatrowa już w chwili obecnej mogła by konkurować z energią konwencjonalną. Dla porównania cen energii z elektrowni wiatrowych pracujących w różnych krajach (Soliński, Soliński B. 2003), autorzy posłużyli się kalkulowaną ceną producenta energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych zwaną ceną ofertową, zapewniającą pokrycie uzasadnionych ekonomicznie kosztów związanych z realizowaną inwestycją (kosztów in-

westycyjnych i eksploatacyjnych), uwzględniającą również rentowność zaangażowanego kapitału i poziom ryzyka na jakie narażony jest inwestor.

Cena energii elektrycznej wytworzonej w elektrowni wiatrowej jest zależna od wielu czynników, do których zaliczamy warunki wiatrowe — wyrażone średnią roczną prędkością wiatru — oraz czynniki instytucjonalne związane ze sposobem finansowania, ryzykiem finansowym, stopami procentowymi, okresem amortyzacji. Jednak dominującą rolę ogrywają warunki wiatrowe wyrażone średnią roczną prędkością wiatru. Zróżnicowanie cen energii elektrycznej ze względu na prędkość wiatru z uwzględnieniem czynników instytucjonalnych powoduje, że ten sam produkt (energia elektryczna) ma np. cztery różne ceny w: Niemczech, Polsce, Wielkiej Brytanii i Danii (rys. 11). Jak można zauważyć na rysunku 11, porównanie cen ofertowych w warunkach Polskich nie wypada najgorzej w stosunku do innych krajów, należy jednak zaznaczyć, że przy kalkulacji kosztów kapitałowych w polskich warunkach założono możliwość uzyskania dotacji w wysokości 30% kosztów inwestycyjnych.



Rys. 11. Ceny ofertowe w wybranych krajach w zależności od średniej rocznej prędkości wiatru
Źródło: Soliński I., Soliński B. 2003

Fig. 11. Offering prices in the different countries

Na krzywej reprezentującej zależność ceny od warunków wiatrowych dla Polski widzimy duże różnice cen w przypadku niskiej średniej rocznej prędkości wiatru, np. dla 5 m/s wynosi 0,124 euro/kW·h i maleje do 0,071 euro/kW·h dla prędkości około 6 m/s. W przypadku korzystnych warunków wiatrowych — średnia roczna prędkość wiatru na poziomie 7 m/s — cena ofertowa maleje o ponad połowę i wynosi 0,055 euro/kW·h. Porównując te wielkości z maksymalną ceną jaką można uzyskać od zakładów energetycznych widzimy, że granica opłacalności wykorzystania elektrowni wiatrowych w Polsce występuje przy prędkości wiatru powyżej 6 m/s.

4.4. Metody oceny ekonomicznej efektywności wytwarzania energii elektrycznej stosowane w energetyce wiatrowej

W ocenie ekonomicznej efektywności wykorzystania energii wiatrowej można posłużyć się znanymi metodami stosowanymi do oceny typowych inwestycji rozwojowych. Zasady ich przeprowadzania przedstawiono m.in. w pracach (Behrens, Hawranek 1993; Sierpińska, Jachna 1999). Adaptacje tych metod do warunków występujących w energetyce opartej na źródłach odnawialnych, a w szczególności w energetyce wiatrowej, można znaleźć m.in. w pracach (Soliński 1999; Hau 2000; Harrison i in. 2000; Burton i in. 2001; Solińska, Soliński 2003). Poniżej przedstawiono adaptację tych metod uwzględniającą możliwość uzyskania dotacji do proekologicznych inwestycji, której wielkość wynika z efektu ekologicznego (Solińska, Soliński 2003). Metody te można podzielić ze względu na czynnik czasu na metody statyczne (proste), które nie uwzględniają zmian wartości pieniądza w czasie, oraz metody dynamiczne (dyskontowe) uwzględniające ten czynnik.

4.4.1. Metody statyczne

Metody statyczne służą do wstępnej selekcji projektów inwestycyjnych, mają znaczenie dla rachunków krótkookresowych, nie uwzględniają zmian wartości pieniądza w czasie.

Do tej grupy metod oceny efektywności inwestycji należą:

- ✧ okres zwrotu nakładów inwestycyjnych,
- ✧ prosta stopa zwrotu,
- ✧ próg rentowności,
- ✧ analiza wrażliwości.

Okres zwrotu nakładów inwestycyjnych

Okres zwrotu nakładów inwestycyjnych określany jest przez liczbę lat, po których wydatkowany nakład inwestycyjnych J pomniejszony o dotację D zrówna się z sumą corocznie osiągniętych nadwyżek finansowych zgodnie ze wzorem:

$$J - D = \sum_{i=1}^{ix} Z_i + A_i + O_i \quad (16)$$

w którym:

- | | | |
|-------|---|---|
| J | — | nakład inwestycyjny [zł], |
| D | — | wielkość dotacji do inwestycji [zł], |
| Z_i | — | zysk netto w i -tym roku eksploatacji [zł], |
| A_i | — | stawka amortyzacji w i -tym roku eksploatacji, liczona od rzeczywistej wielkości inwestycji J [zł], |
| O_i | — | odsetki od zaciągniętego kredytu w i -tym roku eksploatacji [zł], |

t_z — rok, w którym nastąpi zrównanie $J - D$ z sumą $Z_i + A_i + O_i$, stanowi okres zwrotu nakładów inwestycyjnych.

Często stosuje się również zmodyfikowaną postać prostego okresu zwrotu, w którym od nakładów inwestycyjnych odejmuje się nakłady na zakup ziemi i kapitał obrotowy, przyjmując założenie, że te nakłady będą odzyskane po zlikwidowaniu inwestycji. Kryterium wyboru spośród n wariantów inwestycyjnych przy zastosowaniu tej metody jest minimalizacja t_{zn} . Najczęściej jednak już na wstępie zakłada się graniczną wielkość okresu zwrotu t_g , tj. liczbę lat, po których powinien nastąpić zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych, wówczas kryterium przyjmuje postać:

$$t_{zn} < t_g \quad (17)$$

t_{zn} — okres zwrotu wyliczony [lat],
 t_g — graniczny okres zwrotu [lat].

Do realizacji winien być zatem przyjęty ten projekt (spośród n projektów), dla którego $t_{zn} = \min. < t_g$.

Zaletą tej metody jest prostota, jednak pomijając dalsze lata działalności eksploatacyjnej (poza okresem zwrotu t_{zn}) nie uwzględnia ona kształtowania się nadwyżki finansowej po okresie spłaty kredytu, co jest jej wadą. Do wad tej metody można zaliczyć również: nie uwzględnianie zmian wartości pieniądza w czasie oraz brak adekwatnej miary odniesienia w postaci granicznego okresu zwrotu, który ustala subiektywnie inwestor.

Prosta stopa zwrotu kapitału

Prosta stopa zwrotu kapitału, określa w procentach stosunek rocznego zysku do wielkości kapitału zaangażowanego w danym przedsięwzięciu inwestycyjnym.

W praktyce stosuje się dwie formuły tego wskaźnika:

1. Prosta stopa zwrotu całkowitego kapitału (własnego i obcego), którą określa wzór:

$$RC = \frac{ZN + O}{KC} \cdot 100\% \quad (18)$$

w którym:

RC — stopa zwrotu całkowitego kapitału [%],
 ZN — roczna wielkość zysku netto [zł],
 KC — wielkość zaangażowanego kapitału (własnego i obcego) [zł],
 O — suma odsetek od kredytu.

2. Prosta stopa zwrotu kapitału własnego, którą określa wzór:

$$RW = \frac{ZN}{KW} \cdot 100\% \quad (19)$$

w którym:

- RW — stopa zwrotu kapitału własnego [%],
- ZN — roczny zysk netto [zł],
- KW — wielkość kapitału własnego [zł].

Wadą tej metody jest to, że bazuje na wielkościach średniorocznych (ZN , O) i nie uwzględnia zmian wartości pieniądza w czasie.

Można również posługiwać się przeciętną stopę zwrotu według wzoru:

$$RP = \frac{\sum_{i=1}^t ZN_i}{t \cdot KC} \cdot 100\% \quad (20)$$

w którym:

- RP — przeciętna stopa zwrotu [%],
- ZN_i — zysk netto w i -tym roku eksploatacji [zł],
- t — okres eksploatacji [lat],
- KC — kapitał całkowity zaangażowany w przedsięwzięcie inwestycyjne [zł].

Kryterium oceny projektu według tej metody sprowadza się do porównania wyliczonych wskaźników RC i RW np. ze stopą graniczną (stopa rynkową) lub w przypadku oceny n wariantów tego samego przedsięwzięcia do wyboru wariantu o najwyższej stopie zwrotu.

Analiza progu rentowności

Analiza progu rentowności stanowi niezwykle pomocny instrument zarządzania przedsiębiorstwem w gospodarce rynkowej. Polega na określeniu tzw. punktu wyrównania (*break even point* — BEP), w którym przychody ze sprzedaży są równe kosztom całkowitym. Przedsiębiorstwo nie osiąga wówczas zysku, ale też nie ponosi straty.

Próg rentowności może być wyrażony ilościowo lub wartościowo:

✧ wielkością produkcji według wzoru:

$$BEP_1 = \frac{K_s}{C - k_z} \quad [\text{jednostka produkcji}] \quad (21)$$

Kryterium oceny projektu przyjmuje postać: $BEP_1 \leq P$;

✧ wartością produkcji według wzoru:

$$BEP_2 = \frac{K_s}{C - k_z} C \quad [\text{zł}] \quad (22)$$

Kryterium oceny projektu przyjmuje postać: $BEP_1 \leq$ wartości rocznej produkcji;

✧ stopniem wykorzystania zdolności produkcyjnej według wzoru:

$$BEP_3 = \left(\frac{K_s}{C - k_z} : P_{doc} \right) \cdot 100\% \quad (23)$$

Kryterium oceny projektu przyjmuje postać: $BEP_1 < 100\%$.

Użyte w powyższych wzorach symbole oznaczają:

- BEP_1 — wielkość produkcji, wyrażona w kW·h,
- BEP_2 — wartość produkcji [zł],
- BEP_3 — % zdolności produkcyjnej [%],
- K_s — całkowity koszt stały [zł],
- k_z — jednostkowy koszt zmienny [zł/j.produkcji],
- C — cena jednostkowa [zł/j.produkcji],
- P_{doc} — docelowa wielkość produkcji [j. produkcji].

Analiza progu rentowności powinna być stosowana we wstępnej fazie oceny przedsięwzięć inwestycyjnych i uzupełniona wynikami uzyskanymi z innych metod.

Wykorzystując ją należy przyjąć następujące założenia:

- ✧ koszty produkcji są funkcją ilości produkcji lub wielkości sprzedaży,
- ✧ wartość produkcji równa jest wartości sprzedaży,
- ✧ koszty stałe są jednakowe dla każdej ilości produkcji,
- ✧ jednostkowe koszty zmienne są stałe i wskutek tego całkowite koszty zmienne produkcji zmieniają się proporcjonalnie do ilości produkcji,
- ✧ jednostkowe ceny sprzedaży produktu nie ulegają zmianie w czasie objętym analizą,
- ✧ wytwarzany jest jeden produkt (analiza BEP najczęściej stosowana jest w postaci standardowej — dla pojedynczych wyrobów, może być jednak stosowana przy produkcji wieloasortymentowej).

Analizując próg rentowności można sformułować kilka praktycznych wniosków:

1. Im niższy jest próg rentowności — tym lepiej dla przedsiębiorstwa, gdyż już przy niskiej wielkości produkcji przedsięwzięcie jest rentowne.
2. Wysoki próg rentowności jest niewskazany, przedsiębiorstwo staje się bowiem wrażliwe na niewielkie zmiany produkcji.
3. Im wyższe są koszty stałe, tym wyższy jest próg rentowności.
4. Im wyższa jest różnica pomiędzy ceną a jednostkowymi kosztami zmiennymi, tym niższy jest próg rentowności.

Do wyznaczania progu rentowności można oprócz równań matematycznych również posłużyć się metodą graficzną. Wówczas można określić w prosty sposób zarówno próg rentowności wyrażony wielkością produkcji — BEP_1 jak i wartością produkcji — BEP_2 . Widzimy, że w przypadku produkcji mniejszej niż BEP_1 , przedsiębiorstwo ponosić będzie straty, realizując natomiast produkcję większą od BEP_1 zawsze osiągać będzie zyski.

Analiza wrażliwości

Analizę wrażliwości przeprowadza się, podobnie jak analizę progu rentowności, na etapie podejmowania decyzji. Analiza wrażliwości polega na określeniu zmian rentowności produkcji, gdy ulegają zmianie wartości różnych zmiennych występujących w obliczeniach, np. koszty jednostkowe, wielkość produkcji, cena, wartość produkcji. Zmiana poziomu poszcze-

gólnych czynników powoduje przesunięcie progu rentowności. Może być wykonywana wówczas, gdy konieczne jest poszukiwanie czynników poprawiających wskaźniki rentowności. Metoda ta pozwala również na określenie wrażliwości zmian wyników rentowności na zmianę różnych zmiennych w rachunku efektywności.

Możemy zatem uzyskać informację, czy nasze przedsięwzięcie inwestycyjne będzie bardziej wrażliwe na zmianę ceny czy na zmianę kosztów produkcji lub też innych zmiennych. Można również przy zastosowaniu tej metody określić graniczne wartości zmian niektórych wielkości oraz określić margines bezpieczeństwa przedsięwzięcia ze względu na ich zmiany.

4.4.2. Metody dyskontowe

Dynamiczne (dyskontowe) metody oceny efektywności projektów inwestycyjnych uwzględniają rozkład wydatków i wpływów w całym okresie budowy i eksploatacji, pozwalają zatem na objęcie analizą szerokiego horyzontu działalności inwestycyjnej i produkcyjnej. Istotą tych metod jest również to, że uwzględniają one zmianę wartości pieniądza w czasie, poprzez przyjęcie wielkości stopy dyskontowej p jako granicznej normy efektywności inwestycji. Wykorzystywanie techniki dyskonta pozwala sprowadzić do porównywalności przepływy pieniężne z różnych okresów. Uwzględnia się w ten sposób koncepcje tzw. relatywnej wartości pieniądza. Stopa dyskontowa odzwierciedla bowiem relację wymiennosci pomiędzy wartością pieniądza w chwili obecnej a jego wartością w przyszłości.

Do najczęściej stosowanych metod dynamicznych należą:

- ✧ metoda zaktualizowanej wartości kapitałowej netto, popularnie oznaczana NPV ,
- ✧ metoda wewnętrznej stopy zwrotu, oznaczona IRR .

Metoda zaktualizowanej wartości kapitałowej netto — NPV

Metoda zaktualizowanej wartości kapitałowej netto (NPV) polega na wyliczeniu sumy zaktualizowanych (na przyjęty moment zerowy) zysków z działalności inwestycyjnej i eksploatacyjnej przedsięwzięcia inwestycyjnego. Najczęściej za moment zerowy przyjmuje się koniec pierwszego roku eksploatacji, tj. uruchomienia produkcji, lub też aktualny rok analizy.

Wartość NPV określa zatem wzór:

$$NPV = \sum_{i=1}^t [W_i - (J_i + K_i)] \cdot (1 + p)^{-i} \quad (24)$$

w którym:

NPV	— wartość zaktualizowana netto [zł],
W_i	— wartość produkcji w i -tym roku [zł],
J_i	— nakłady inwestycyjne w i -tym roku [zł],
K_i	— koszty bieżące produkcji w i -tym roku [zł],
$i = 1, 2, 3, \dots, t$	— lata budowy i eksploatacji,
p	— stopa dyskontowa, wyrażona ułamkiem.

Podobnie jak w powyższych metodach, całkowita wielkość nakładów inwestycyjnych J pomniejszona jest o wielkość dotacji D .

Zgodnie z przedstawioną na wstępie definicją NPV wzór (24) może przyjąć postać:

$$NPV = \sum_{i=1}^t NCF_i \cdot q_i \quad (25)$$

w którym:

$$NCF_i = W_i - (J_i + K_i) \quad (26)$$

gdzie: NCF_i oznacza wielkość zysku netto w i -tym roku.

Takie ujęcie NPV , jak we wzorze (25) pozwala na wyliczenie dla i -tego roku wielkości przepływu pieniężnego.

Wymaganym kryterium oceny projektu według metody NPV jest, aby $NPV \geq 0$. W przypadku gdy rozważamy n wariantów danego przedsięwzięcia inwestycyjnego, wyboru najkorzystniejszego wariantu dokonuje się w oparciu o najwyższą wartość NPV .

Jak wynika z przedstawionych powyżej wzorów, wielkość NPV zależy od:

- ✧ wielkości przepływów pieniężnych w i -tych latach oraz od
- ✧ wielkości przyjętej stopy dyskontowej.

Im stopa dyskontowa p będzie wyższa, tym niższa będzie wartość NPV i odwrotnie. Stopa dyskontowa odgrywa dużą rolę w przeprowadzanym rachunku, ważne jest zatem sformułowanie warunków brzegowych dla NPV :

- 1) jeżeli $NPV > 0$, to stopa rentowności inwestycji jest wyższa niż stopa graniczna,
- 2) jeżeli $NPV = 0$, to stopa rentowności inwestycji jest równa stopie granicznej,
- 3) jeżeli $NPV < 0$, to stopa rentowności inwestycji jest niższa od stopy granicznej.

Wielkość stopy dyskontowej p przyjmowana jest zwykle w wysokości stopy oprocentowania kredytów bankowych lub też nieco wyższa w celu uwzględnienia ryzyka inwestycyjnego.

Metoda wewnętrznej stopy zwrotu — IRR

Metoda wewnętrznej stopy zwrotu (IRR) jest to druga z dynamicznych metod oceny efektywności i rentowności przedsięwzięć inwestycyjnych i jest najczęściej stosowana. Wewnętrzna stopa zwrotu jest to taka wielkość stopy dyskontowej p_x , przy której następuje zrównanie zdyskontowanych wpływów ze zdyskontowanymi wydatkami lub gdy wartość $NPV = 0$ (co jest równoznaczne). Zatem dla wyznaczenia wewnętrznej stopy zwrotu niezbędne jest przekształcenie wzoru (25) do postaci:

$$NPV = 0 \quad (27)$$

i wyznaczenie stopy p_x przy której $NPV = 0$.

Zadanie to można wykonać przy użyciu komputera, podstawiając różne wartości stopy p aż do momentu, gdy NPV przyjmie wartość zero lub zbliżoną do zera.

Kryterium oceny projektu według tej metody jest, aby wewnętrzna stopa procentowa p_x była większa lub co najmniej równa stopie granicznej p_g (przyjętej stopie dyskontowej), tj. $p_x \geq p_g$.

Wielkość wewnętrznej stopy zwrotu p_x można wyznaczyć graficznie lub poprzez symulację komputerową. Procedura wyznaczania p_x jest następująca:

- ✧ ustalamy metodą kolejnych przybliżeń dwie wielkości NPV , dla których $NPV > 0$ i $NPV < 0$ i nanosimy je na wykres,
- ✧ przez wyznaczone punkty prowadzimy prostą, która przecina oś poziomą p w punkcie p_x , który określa wielkość wewnętrznej stopy zwrotu.

W przypadku gdy w ciągu wartości NCF_i są wartości ujemne, mogą wystąpić trudności z wyznaczeniem jednoznacznej wielkości stopy p_x , można natomiast określić przedział wartości p_x , dla którego przedsięwzięcie jest opłacalne.

Można więc sformułować kryteria oceny projektu inwestycyjnego w następujący sposób:

- ✧ jeśli $p_x \geq p$ — projekt jest opłacalny,
- ✧ jeśli $p_x < p$ — projekt jest nieopłacalny.

Można też warunki opłacalności przedstawić w następującej postaci:

- ✧ jeśli $p \in (-1, p_x)$ projekt jest opłacalny,
- ✧ jeśli $p \in (p_x, +)$ projekt jest nieopłacalny.

Przedstawione w niniejszym rozdziale metody oceny ekonomicznej efektywności przedsięwzięć inwestycyjnych należą do najczęściej stosowanych w praktyce, jednak największą popularnością wśród inwestorów cieszą się metody okresu zwrotu nakładów kapitałowych oraz NPV i IRR . Trudno jednoznacznie określić, które z nich są najlepsze. Warto zatem w przypadku dokonywania tego rodzaju ocen (analiz) stosować wszystkie z nich i wyciągać odpowiednie wnioski. Wówczas każdy wariant projektu inwestycyjnego oceniony zostanie wszechstronnie (z różnych punktów widzenia), co winno ułatwić decydentowi podjęcie właściwej decyzji, tj. wybór optymalnego rozwiązania.

Omówione metody nie wyczerpują jednakże możliwości wspomagania inwestorów przy podejmowania decyzji inwestycyjnych. Inną grupą metod są metody analizy finansowej, które pozwalają również na uwzględnienie źródeł finansowania inwestycji, wpływów ze sprzedaży, warunków kredytowania inwestycji itp. Ich charakterystykę przedstawiono m.in. w (Sierpińska, Jachna 1999).

5. Źródła finansowania inwestycji w energetyce wiatrowej

Rozwój energetyki wiatrowej w większości krajów wspomagany jest przez odpowiednie programy rządowe, które w swych założeniach wykorzystują różne formy stymulacji i wspierania rynku energetyki wiatrowej. Najczęściej mamy do czynienia z formami wspomagania w postaci:

- ✧ środków publicznych na badania i rozwój,
- ✧ dotacji do inwestycji,
- ✧ gwarantowanych cen za energię z elektrowni wiatrowych,
- ✧ preferencyjnych kredytów,
- ✧ ulg podatkowych.

Analizując rozwój rynków energii wiatrowej w krajach europejskich, a w szczególności w Danii i Niemczech, można zauważyć, że szczególną rolę stymulującą innowacyjność w tym sektorze gospodarki odegrały środki przeznaczone na rozwój i badania, które przyczyniły się do powstania elektrowni wiatrowych o mocy znamionowej powyżej 1 MW. Możliwość uzyskiwania dotacji do inwestycji służyła też tworzeniu rynku energii wiatrowej. Instrumenty te stosowały takie kraje Europejskie, jak: Dania, Holandia, Szwecja i Niemcy.

Popularnym sposobem wspierania energetyki wiatrowej stały się także gwarantowane ceny zakupu energii z elektrowni wiatrowych (np. na poziomie 90% ceny płaconej przez odbiorcę końcowego), preferencyjne kredyty oraz ulgi podatkowe.

Inwestycje w energetyce wiatrowej, mogą być finansowane przez instytucje posiadające środki finansowe pochodzące z ekokonwersji długu zagranicznego, czyli z części zagranicznego długu przeznaczonej na wspieranie przedsięwzięć w ochronie środowiska. Taką instytucją w Polsce jest Ekofundusz, który udziela wsparcia finansowego w formie:

- ✧ bezzwrotnej dotacji wysokości do 30% nakładów inwestycyjnych,
- ✧ preferencyjnych kredytów do 45% nakładów inwestycyjnych, których spłata powinna nastąpić w ciągu 8 lat z możliwością karencji od 1 do 2 lat.

Inwestor może także uzyskać kredyty preferencyjne z Banku Ochrony Środowiska S.A. (BOŚ), który organizuje kompleksowe finansowanie inwestycji związanych z ochroną środowiska. BOŚ dysponując środkami Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) udostępniając:

- ✧ linię kredytową dotyczącą budowy elektrowni wiatrowych, w której inwestor może uzyskać do 50% kosztu inwestycyjnego, nie więcej jednak niż 1 mln zł, okres kredytowania wynosi 5 lat,
- ✧ kredyt do 75% kosztów kwalifikowanych z funduszu ISPA,
- ✧ kredyty pomostowe, umożliwiające otrzymanie dotacji z funduszu SAPARD,
- ✧ linie kredytowe komercyjne uzupełniające środki niezbędne do zbilansowania nakładów inwestycyjnych.

Niestety, z ostatnich informacji wynika, że Eko-Fundusz zawiesił przyznawanie dotacji dla inwestycji w energetykę wiatrową, co było spowodowane trudnościami ze sprzedażą energii elektrycznej do zakładów energetycznych z dotychczas pracujących elektrowni wiatrowych na skutek wymagań rynku bilansującego. W chwili obecnej dotację mogą uzyskać jedynie małe projekty wiatrowe do 500 kW mocy zainstalowanej. Należy mieć nadzieję, że nowe rozporządzenie z dnia 30 maja 2003 (Rozporządzenie... 2003) spowoduje, że Eko-Fundusz wznowi przyznawanie dotacji dla projektów wiatrowych o większej mocy.

6. Czynniki utrudniające rozwój energetyki wiatrowej w Polsce

Analizując sytuację w roku 2002 można zaobserwować przyhamowanie dynamiki rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, na co złożyło się kilka czynników (Soliński B. 2003):

- ✧ brak należytego udokumentowania zasobów wiatrowych w obszarze Polski,
- ✧ długotrwałe procedury zmiany planów zagospodarowania przestrzennego gruntów,
- ✧ trudności w uzyskaniu technicznych warunków przyłączenia do sieci energetycznej,
- ✧ brak możliwości zawierania przedwstępnych umów na sprzedaż energii na okres kilku lat,
- ✧ niska cena zakupu energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni wiatrowych,
- ✧ zmiany regulaminu rynku bilansującego.

Pierwsze trzy czynniki zdecydowanie wydłużają okres inwestycyjny oraz przyczyniają się do konieczności ponoszenia dodatkowych nakładów. Jak już wcześniej wspomniano, dotychczas nie przeprowadzono rzetelnych ocen krajowych zasobów, a wnioskowanie o zasobach energetycznych wiatru na podstawie danych gromadzonych przez stacje meteorologiczne IMiGW jest niewystarczające.

Ostatnie trzy z tych czynników wywołują szczególną niepewność u potencjalnych inwestorów, którzy nie mogą przewidzieć, czy zakłady energetyczne (ZE) mające obowiązek zakupu energii zechcą w ogóle w przyszłości zakupić od nich energię, ponieważ umowy zakupu energii elektrycznej najczęściej podpisywane są przez ZE na okres 1 do 3 lat. Problemem staje się też cena po jakiej dokonają tego zakupu, która według właścicieli elektrowni wiatrowych jest zbyt niska. Wydaje się, że jest to wynikiem niezbyt precyzyjnego sformułowania zapisanego w Rozporządzeniu... (2003), które nakazuje zakup energii „po kosztach uzasadnionych”, nie precyzując ich górnego ani dolnego pułapu. Natomiast wymagania przedstawione przez Polskie Sieci Energetyczne (PSE), dotyczące regulaminu rynku bilansującego co do zasad rozliczeń zakupu i sprzedaży energii wydają się niewykonalne. Wymaga się m.in., by elektrownie wiatrowe planowały w trybie godzinowo-dobowym ilość wyprodukowanej energii elektrycznej z wyprzedzeniem 48 godzin.

Wszystkie wyżej wymienione czynniki powodują również trudności w przeprowadzeniu miarodajnych analiz ekonomicznych i uzyskaniu zabezpieczenia kredytu w postaci umowy sprzedaży energii elektrycznej w okresie kredytowania. Usunięcie tych barier powinno stworzyć lepsze warunki rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce.

7. Niezbędne działania dla przyspieszenia rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce

Bardzo ambitne cele w dokumencie *Wind Force 12* stawia przed energetyką wiatrową organizacja European Wind Energy Association (EWEA). Według tego dokumentu energia

elektryczna z tego źródła ma stanowić 12% całkowitego zużycia energii elektrycznej na świecie w roku 2020. Dla osiągnięcia tak wysokiego celu założono utrzymanie wysokiego wskaźnika dynamiki rozwoju tego sektora na poziomie 25% do roku 2007, który następnie ma spadać aż osiągnie poziom 10% w latach 2016—2020. Tak gwałtowny rozwój tego sektora energetyki ma wykreować 1,455 miliona nowych miejsc pracy i znacząco zredukować zanieczyszczenie środowiska. Analizując sytuację na rynku energii wiatrowej można zauważyć, że już w chwili obecnej osiągnięto znacznie wyższe wartości niż zakładano w Białej Księdze. Trend wzrostowy i wysoka dynamika rozwoju tego sektora energetyki ma się dalej utrzymywać i nie bez podstaw jest ustanowienie wyższych celów do osiągnięcia w kolejnych latach niż tych zawartych w Białej Księdze. EWEA zakłada, że wielkość zainstalowanej mocy w Europie w roku 2010 wyniesie 60 000 MW, a BTM Consult w swoich prognozach przewiduje, że będzie ona jeszcze większa i znajdzie się na poziomie około 90 000 MW, co jest odpowiednio o 50 i 125% wyższym celem niż ten, który założono w Białej Księdze (Soliński B. 2004).

Wszystkie wyżej wymienione cele są formułowane w oparciu o dynamiczny rozwój, jak i czynniki natury ekonomicznej i środowiskowej. Co należy jednak zrobić, by utrzymać tak wysoką dynamikę rozwoju? Jakie przesłanki uprawniają do takich ocen? Co się musi wydarzyć, aby te cele osiągnąć? Aby odpowiedzieć na tak zadane pytania należy zidentyfikować czynniki, które muszą być spełnione dla dalszego wzrostu i osiągnięcia założonych celów. Do tych czynników należą (por. Beurskens, Hjulder 2003; Wind Froce 12; Soliński B. 2004):

- ✧ redukcja kosztów wytwarzania energii z elektrowni wiatrowych,
- ✧ zwiększenie znaczenia (wartości) przemysłu energetyki wiatrowej,
- ✧ redukcja niepewności technicznych i ekonomicznych,
- ✧ rozwój sieci przesyłowych,
- ✧ znalezienie nowych lokalizacji,
- ✧ rozwój energetyki na morzu (*offshore*),
- ✧ wdrażanie krajowych i międzynarodowych mechanizmów wspieranie energetyki odnawialnej,
- ✧ reforma globalnego rynku energii elektrycznej,
- ✧ rozwój edukacji i zasobów ludzkich,
- ✧ redukcja negatywnego wpływu na środowisko.

Wzorem krajów zachodnioeuropejskich, które aktywnie wspierają rozwój energii odnawialnej, w tym energii wiatrowej, tak i w Polsce powinny być zastosowane różne mechanizmy wspierające rozwój tego sektora energetyki. Do najważniejszych należą (Program... 2001):

- ✧ **dotacje i kredyty preferencyjne.** Stosowane są w fazie początkowego rozwoju energii odnawialnej. W krajach Europy Zachodniej kształtował się na poziomie 10—70% nakładów inwestycyjnych. Na przykład w Danii dotacje rządowe w latach 1978—1985 umożliwiały wsparcie w wysokości 15—30% nakładów inwestycyjnych, w Szwecji elektrownie wiatrowe otrzymują wsparcie w wysokości 15%;

- ✧ **obowiązek zakupu energii elektrycznej po z góry określonych, wyższych cenach.** Mechanizm ten okazał się bardzo skutecznym narzędziem w rozwoju produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych i stał się bardziej popularny niż dotacje do inwestycji. System ten zastosowano w Niemczech, Danii, Grecji, Belgii, Hiszpanii, Luksemburgu, Portugalii, Szwecji i we Włoszech. Wyższe ceny mają swoje umocowanie prawne — w Niemczech w ustawie, w Hiszpanii w rozporządzeniu. W Niemczech do 1999 roku cena wynosiła 90% ceny dla odbiorców końcowych, obecnie wynosi od 0,065 do 0,085 euro/kW·h;
- ✧ **mechanizm obowiązku zakupu określonej ilości energii.** Polega na nałożeniu obowiązku na przedsiębiorstwa energetyczne wykazania się odpowiednim udziałem energii ze źródeł odnawialnych w sprzedawanej energii. Na przykład w Austrii zakłady energetyczne muszą wykazać się 4-procentowym udziałem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, w Danii 20% w Belgii 3—6% w 2004 roku. Podobny mechanizm funkcjonuje również w Polsce od 2001 roku, o czym wspomniano wyżej;
- ✧ **zielone certyfikaty.** Po raz pierwszy zastosowano je w Holandii w 1998 roku, a w kilku krajach UE już funkcjonują. W Unii Europejskiej cena jednego certyfikatu mieści się w przedziale 0,06—0,09 euro/kW·h. Przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane do zakupu określonej ilości energii ze źródeł odnawialnych może zakupić energię bezpośrednio u producenta lub na giełdzie, gdzie zielone certyfikaty są przedmiotem handlu na rynku wtórnym. Polska została objęta projektem ASCerT, skupiającym również Bułgarię, Rumunię, Czechy i Węgry, którego celem jest zbadanie możliwości zastosowania systemu „zielonych certyfikatów”, jako instrumentu wsparcia produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych;
- ✧ **inne ułatwienia finansowe.** Są to zwolnienia z podatku dochodowego lub obniżenie stawki podatku VAT, obniżenie stopy oprocentowania kredytów, odroczenia spłaty rat kredytów, przyspieszenia odpisów amortyzacyjnych; były najczęściej stosowanymi mechanizmami w krajach Europy Zachodniej. W Polsce możliwe było uzyskanie dotacji do inwestycji w energetyce wiatrowe w wysokości około 30% z Ekofunduszu, Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska Gospodarki Wodnej i Funduszy Wojewódzkich. Obecnie na skutek zatrzymania rozwoju energetyki wiatrowej przez ograniczenia w zakresie dostępu do sieci energetycznej i niski poziom cen za energię elektryczną oferowaną przez zakłady energetyczne, finansowanie większych inwestycji zostało wstrzymane. Na preferencyjne kredyty (jak już wcześniej wspomniano) mogą liczyć tylko turbiny wiatrowe o mocy do 500kW;
- ✧ **internalizacja kosztów zewnętrznych.** Polega na wprowadzeniu podatku ekologicznego, tj. dodatkowych opłat za emisję zanieczyszczeń, który wynika z ujemnego oddziaływania energii z węgla na środowisko przyrodnicze. Obciążenie tym podatkiem producentów tradycyjnej energii sprawia, że energia ze źródeł odnawialnych staje się bardziej konkurencyjna. Na przykład w Holandii taki podatek wprowadzono w 1996 roku, a w 2002 roku wynosił on 0,04 euro/kW·h, przy czym odbiorcy zielonej energii

zwolnieni są z tego podatku, a producenci dostają dofinansowanie w wysokości 0,02 euro/kW·h. W Niemczech podatek ten wynosi 0,01 euro/kW·h. Występuje także w Danii, Szwecji, Finlandii, Wielkiej Brytanii. W Polsce w chwili obecnej nie występuje;

- ✧ **zapewnienie dostępu do sieci.** Stanowi podstawowy warunek dla rozwoju energii wiatrowej. W Polsce czynnik ten zaczyna istotnie oddziaływać na rozwój energetyki wiatrowej, od potencjalnych inwestorów wymaga się bowiem wykonania ekspertyzy stanu sieci energetycznej pod kątem jej zdolności do przyjęcia określonej wielkości mocy. Poza tym w rejonach gdzie jest duże zagęszczenie elektrowni wiatrowych obciąża się inwestorów kosztami budowy sieci energetycznych niezbędnych do odprowadzenia mocy z farmy wiatrowej na duże odległości. Te czynniki sprawiają, że koszty inwestycyjne w energetyce wiatrowej w Polsce są wysokie.

Literatura

- BEHRENS W., HAWRANEK P.M., 1993 — Poradnik przygotowania przemysłowych studiów feasibility. UNIDO, Warszawa.
- BEURSKENS J., HJULER P., 2001 — Strategies for wind energy development. Renewable Energy World, James&James, July-August 2001.
- BURTON T., SHARPE D., JENKINS N., BOSSANYI E., 2001 — Wind energy handbook. JohnWiley&Sons.
- Directive 2001/77/EC, On the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market. Official Journal of the European Communities 27.10.2001, L283/33.
- Directive 2003/54/EC, Concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC. Official Journal of the European Communities 15.07.2003, L176/37.
- Energia elektryczna ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w zakupach spółek obrotu w 2002 r. Biuletyn URE 5/2003.
- Energy for the future: renewable sources of energy. White Paper for a Community Strategy and Action Plan COM (97) 599 final (26/11/1997), 1997.
- European Wind Atlas, Riso National Laboratory, 1989.
- European Wind Energy Association.
- HAU E., 2000 — Wind-turbines, Springer, Berlin.
- HARRISON R., HAU E., SNEL H., 2000 — Large wind turbines — design and economics. JohnWiley&Sons.
- International Wind Energy Development – World Market Update 2000, BTM Consult ApS, 2001.
- ŁOBACZ J., 2000 — Doświadczenia z pracy elektrowni wiatrowej Lisewo oraz pomiarów wiatru. Mat. Konf. Międzynarodowego Seminarium: Energetyka wiatrowa na lądzie i na morzu, BAPE SA, Sopot.
- Ocena warunków wiatrowych w wytypowanych miejscach wybrzeża morza bałtyckiego, Mat. Konf. Międzynarodowego Seminarium: Energetyka wiatrowa na lądzie i na morzu, BAPE SA, Sopot BAPE 2000.
- PETERSEN E.L., MORTENSEN N.G., LANDBERG L., HOJSTRUP J., FRANK H., 1997 — Wind Power Meteorology. Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark.
- Prawo Energetyczne, Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r.
- Program rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce na lata 2002—2005. Warszawa 2001.

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 roku, w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Dz.U. Nr 104, poz. 971.
- SIERPIŃSKI M., JACHNA T., 1999 — Ocena przedsiębiorstwa, PWN, Warszawa.
- SOLIŃSKI B., 2002 — Możliwości i ograniczenia wykorzystania programu WAsP do oceny zasobów energii wiatru i wyboru optymalnej lokalizacji elektrowni wiatrowych. Konferencja Naukowo-Techniczna: Energetyka wiatrowa — planowanie i realizacja, Gdańsk.
- SOLIŃSKI B., 2003 — Uwarunkowania prawne rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce i Unii Europejskiej. Zagadnienia techniczno-ekonomiczne, Kwartalnik AGH, t. 48, z. 2, Kraków.
- SOLIŃSKI B., 2003a — Ocena opłacalności inwestowania w energetykę wiatrową w warunkach polskich. Zagadnienia techniczno-ekonomiczne, Kwartalnik AGH, t. 48, z. 2, Kraków.
- SOLIŃSKI B., 2004 — Czy energetyka wiatrowa sprostą stawianym oczekiwaniom? Czysta Energia, Wyd. Abrys, nr 3/31.
- SOLIŃSKI I., 1999 — Efekty energetyczne i ekonomiczne wykorzystania energii wiatrowej. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków.
- SOLIŃSKI I., 1997 — Aspekty ekonomiczne wykorzystania energii wiatru w południowo-wschodnim rejonie Polski. Ogólnopolskie Forum „Mała Energetyka” — 97. IV Konf. Naukowo-Techniczna, Zakopane.
- SOLIŃSKI I., SOLIŃSKA M., 2001 — Ekologiczne podstawy systemu wspierania rozwoju energii odnawialnej w Polsce. Konf. Naukowo-Techniczna: Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce Płn. — konieczność czy idealizm, Szczecin.
- SOLIŃSKI I., SOLIŃSKA M., 2002 — Finansowe wspieranie energetyki wiatrowej w Polsce. Ekotechnika. Kwartalnik o technice w ochronie środowiska, Wyd.o Lektorium. Nr 2/22/2002.
- SOLIŃSKI I., SOLIŃSKI B., 2001 — Ceny energii wiatrowej na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Konf. Naukowo-Techniczna: Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce Płn. — konieczność czy idealizm, Szczecin.
- SOLIŃSKI I., SOLIŃSKI B., 2003 — Konkurencyjność cen energii elektrycznej z różnych źródeł w skali międzynarodowej. Kwartalnik Górnictwo nr 27, z. 1.
- Taryfy spółek dystrybucyjnych w okresie 2001/2002, URE, Warszawa 2001.
- The Economics of Wind Energy. European Wind Energy Association, www.ewea.org.
- TOREN I., PETERSEN E.L., 1989 — European Wind Atlas. Riso National Laboratory, Roskilde.
- TYMIŃSKI J., 1997 — Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w Polsce do 2030 roku. IBMER, Warszawa.
- Wind energy barometer. Observ'ER, February 2003.
- Wind Energy – The Facts, European Commission — Directorate General for Energy, 1997, 2004.
- Wind Force 12 — a blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020. European Wind Energy Association.
- Wind Resource Assessment Handbook. AWS Scientific, Inc., 1997.
- Założenia Polityki Energetycznej Polski do 2020 roku. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2000.
- SOLIŃSKA M., SOLIŃSKI I., 2003 — Efektywność ekonomiczna proekologicznych inwestycji rozwojowych w energetyce odnawialnej. AGH Uczelniane Wydawnictwo Naukowo-Dydaktyczne, Kraków.

Wind energy in Poland

Abstract

The paper discusses the main issues related with the development of wind energy sector in Poland. In the first part of the paper, the development of wind energy sector in the world and in Poland is described as well as the wind resources and their utilisation in Poland. In the next part, paper reviews economical and legal aspects of renewable energy utilisation with a special focus on costs and economic appraisal of investments. The last part of the paper describes the development barriers and opportunities for the Polish wind energy sector.

KEY WORDS: wind, energy, wind resources, wind turbine, economy, legal framework, economic appraisal