

## Koszty energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono dostępne opracowania szacujące koszty wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE). Przedyskutowano systemy wspomagające rozwój OZE. Przedstawiono własne obliczenia efektywności ekonomicznej wybranej technologii OZE.

**Abstract.** The paper presents some available elaborations of the estimating cost of electricity generated by renewable sources of energy (RES). Incentives systems of RES development are discussed. The analysis is supported by the results of the own calculations of effectiveness of investment in selected power generation technology of RES. (**Cost of electricity from renewable energy sources**)

**Słowa kluczowe:** odnawialne źródło energii OZE, elektrownia, inwestycja, koszt energii elektrycznej.

**Keywords:** renewable energy source RES, power plant, investment, cost of electricity.

doi:10.12915/pe.2014.08.30

### Wprowadzenie

Polityka energetyczna Polski do 2030 roku [1] zakłada, że rozwój energetyki odnawialnej stanowi kluczowy element realizacji podstawowych jej celów, zwiększając możliwości dywersyfikacji paliw i ograniczając emisję dwutlenku węgla. Ponadto stwarza warunki rozwoju energetyki rozproszonej wykorzystującej lokalnie dostępne surowce. Usytuowanie źródeł w pobliżu odbiorców zmniejsza straty przesyłu, ograniczając jednocześnie kosztowne inwestycje w sieci przesyłowe. Wymaga jednak wzmocnienia i rozwoju sieci dystrybucyjnych, w tym inwestycji w zakresie smart grid'u. Dynamiczny rozwój innowacyjnych technologii musi iść w parze z zapewnieniem stabilności pracy systemu elektroenergetycznego.

Podstawowe działania promujące OZE mają na celu wzrost ich udziału w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku. Na rynku paliw transportowych planuje się osiągnięcie w 2020 roku 10% udziału biopaliw, głównie poprzez zwiększenie wykorzystania biopaliw II generacji.

Podstawowymi mechanizmami wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych był system świadectw pochodzenia oraz zwolnienie z akcyzy energii pochodzącej z OZE.

### Wymagania normatywne dotyczące OZE

Zapisy polityki energetycznej Polski wynikają głównie z polityki energetyczno-środowiskowej Unii Europejskiej, którą określa pakiet klimatyczny 3x20%, sformułowany w dokumencie Commission of the European Communities, 2007 – An Energy Policy for Europe, Brussels, 10.1.2007, COM(2007) [2].

Zapisy dotyczące OZE zostały powtórzone w Dyrektywie 2009/28/WE o promocji stosowania OZE. Dyrektywa zobowiązuje każdy kraj członkowski (pod sankcją karną) do realizacji własnego celu ilościowego udziału OZE w finalnym zużyciu energii (dla Polski to 15%), a rządy miały opracować w pierwszej połowie 2010 roku narodowe plany działań na rzecz OZE.

W dniu 22 grudnia 2011 r. Ministerstwo Gospodarki zaprezentowało pakiet trzech ustaw: nowe Prawo energetyczne, Prawo gazowe i ustawę o odnawialnych źródłach energii (konsekwencją wymagań dyrektywy 2009/28/WE). W czerwcu 2013 r. Sejm uchwalił tzw. „mały trójpak energetyczny”, co powinno uchronić Polskę przed groźbą unijnych kar. Jednak sprawa OZE wymaga osobnej ustawy.

Środowiskowe wymagania sformułowane w *An Energy Policy for Europe* [2] zostały rozwinięte w dokumencie *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050* [3], a w horyzoncie do 2030 roku przedstawione w dokumencie *Green Paper* [4]. Scenariusze do 2050 roku w

[3] zakładają ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> o 80-95% w stosunku do 1990 roku, głównie poprzez zwiększenie udziału OZE (udział 30% do 2030 roku), zwiększenie energetycznej efektywności oraz przekształcenie europejskiego systemu energetycznego w kierunku inteligentnej infrastruktury.

### Koszty wytwarzania energii elektrycznej

Koszty wytwarzania energii elektrycznej są wyznaczone w okresie obrachunkowym roku kalendarzowego. Koszty dzieli się na dwie grupy: koszty zależne od mocy zainstalowanej, tzw. koszty stałe i koszty zależne od wytworzonej energii elektrycznej, tzw. koszty zmienne.

Koszty stałe obejmują koszty kapitałowe (odsetki bankowe za kapitał na inwestycje, amortyzacja), koszty ogólne (podatki, ubezpieczenia, koszty utrzymania służb pomocniczych i administracji, opłaty, kary itp.) i składową stałą kosztów zmiennych (płace personelu niezwiązanego z ruchem elektrowni, część kosztów utrzymania i remontów ponoszonych niezależnie od pracy elektrowni). Koszty utrzymania i remontów są zaliczane do kosztów stałych i w pracach projektowych przyjmowane jako określony procent nakładów inwestycyjnych na elektrownię lub elektrociepłownię. Przyjmuje się, że koszty ogólne dla projektowanych elektrowni i elektrociepłowni stanowią ok. 1-2% nakładów inwestycyjnych. Koszty osobowe obejmują wynagrodzenie personelu wraz ze wszystkimi świadczeniami socjalnymi, ubezpieczeniami społecznymi, podatkami i odpisami na fundusz załogi. W przypadku obiektów projektowanych przyjmuje się wskaźniki zatrudnienia w osobach na MW mocy zainstalowanej elektrowni lub elektrociepłowni oraz średnią płacę brutto i mnożnik świadczeń socjalnych.

Koszty zmienne można podzielić na koszty niezależne od obciążenia elektrowni (rozruch, bieg jałowy i odstąpienie z ruchu bloków energetycznych) i na koszty zależne od obciążenia elektrowni (koszty paliwa, materiałów pomocniczych, koszty użytkowania środowiska, koszty osobowe personelu ruchowego i koszty utrzymania i remontów zależne od obciążenia).

W elektrowniach projektowanych do kosztów stałych (kapitałowych i ogólnych) są zaliczane również koszty umownie stałe (całkowite koszty osobowe oraz koszty utrzymania i remontów), natomiast koszty zmienne to koszty umownie zmienne (koszty paliwa, materiałów pomocniczych i użytkowania środowiska).

Jednostkowy koszt własny wytwarzania energii elektrycznej w zł/(kW·h) netto definiowany jest jako iloraz sumy kosztów rocznej eksploatacji elektrowni i rocznej produkcji energii elektrycznej netto. Natomiast jednostkową cenę wytworzenia jednej kilowatogodziny netto uzyskuje się, dzieląc sumę rocznych kosztów eksploatacji elektrowni i zysku przez roczną produkcję energii elektrycznej netto.

Roczne koszty własne wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownię to suma kosztów zmiennych i kosztów stałych. Koszty własne podzielone przez produkcję netto energii elektrycznej dają jednostkowy średnioroczny koszt własny wytwarzania energii elektrycznej netto przez elektrownię, oznaczany jako  $k$ . Dla elektrowni konwencjonalnych określony jest wzorem:

$$(1) \quad k = \frac{k_s}{T_i(1-p_w)} + k_z$$

gdzie:  $k_s$  - jednostkowy roczny koszt stały mocy zainstalowanej elektrowni, zł/(kW·a),  $k_z$  - jednostkowy koszt zmienny, zł/(kW·h),  $T_i$  - czas wykorzystania mocy zainstalowanej, h,  $p_w$  - względne zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne elektrowni.

Roczne koszty własne produkcji energii elektrycznej w istniejących elektrowniach wyznacza się na podstawie ewidencji kosztów. Natomiast w opracowaniach projektowych wg [5] jednostkowe koszty własne  $k$  dla elektrowni opalanej węglem kamiennym lub brunatnym wyznacza się na podstawie zakładanych współczynników zgodnie ze wzorem:

$$(2) \quad k = \frac{(a_o + a_i + a_a + a_z)i + (a_n + a_r)z + m p z \cdot 10^{-3}}{T_i(1-p_w)} + b_w k_w + b_o k_o + k_p + k_{sr}$$

gdzie:  $a_o$  - oprocentowanie kapitału,  $a_i$  - stopa inflacji,  $a_a$  - stopa amortyzacji liniowej,  $a_z$  - koszty ogólne,  $i$  - jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni, zł/kW,  $a_n$  - stopa odpisów na utrzymanie i remonty bieżące,  $a_r$  - stopa odpisów na remonty średnie i kapitalne,  $m$  - współczynnik ujmujący narzut na fundusz płac,  $p$  - średnia płaca, zł/osobę,  $z$  - wskaźnik zatrudnienia, osób/MW,  $b_w$  - jednostkowe średnioroczne zużycie przez elektrownię energii chemicznej węgla, kJ/(kW·h netto),  $b_o$  - jednostkowe średnioroczne zużycie przez elektrownię energii oleju opałowego, kJ/(kW·h netto),  $k_w$  - cena węgla loco elektrownia, zł/kJ,  $k_o$  - cena oleju opałowego loco elektrownia, zł/kJ,  $k_p$  - koszt materiałów pomocniczych, zł/(kW·h netto),  $k_{sr}$  - koszt użytkowania środowiska, zł/(kW·h netto).

Tabela 1. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej netto w EUR'05/(MW·h). Źródło [6]

Lata	Elektrownia węglowa	Elektrownia gazowo-parowa CCGT	Elektrownia jądrowa
0 EUR'08/t CO <sub>2</sub>			
2020	49	57	45
2030	47	55	45
2050	43	52	44
30 EUR'08/t CO <sub>2</sub>			
2020	76	68	45
2030	69	65	45
2050	64	62	44
100 EUR'08/t CO <sub>2</sub>			
2020	134	94	45
2030	121	89	45
2050	113	83	44

Przy porównywaniu jednostkowych kosztów własnych wytwarzania energii elektrycznej przez różne rodzaje elektrowni wygodnie jest korzystać ze wzoru w postaci uproszczonej:

$$(3) \quad k = \frac{a i}{T_i(1-p_w)} + k_{pp} b_p$$

gdzie:  $a$  - suma stóp odpisów rocznych z uwzględnieniem płac personelu,  $k_{pp}$  - cena paliwa loco elektrownia wraz z kosztem materiałów pomocniczych i użytkowania środowiska, zł/kJ,  $b_p$  - jednostkowe średnioroczne zużycie przez elektrownię energii chemicznej paliw, kJ/(kW·h netto).

Wykorzystując powyższą metodologię wyznaczono w [6] koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni węglowej, gazowo-parowej i jądrowej (tabela 1) dla trzech wartości ceny pozwolenia na emisję CO<sub>2</sub>. Zaprezentowane koszty posłużą do porównań z kosztami technologii OZE.

### Analiza kosztu wytwarzania energii elektrycznej z OZE

W celu dokonania porównań kosztu wytwarzania energii elektrycznej zaprezentowano oszacowania podawane w tabeli 2 przez J. Paskę (Politechnika Warszawska). W obliczeniach kosztu wytwarzania energii elektrycznej w tabeli 2 przyjęto dla większości technologii *load factor* LF = 0,85, z następującymi wyjątkami: systemy fotowoltaiczne – 0,11; systemy heliologiczne – 0,41; elektrownie wiatrowe na lądzie – 0,23; elektrownie wiatrowe na morzu – 0,39; duże elektrownie wodne – 0,5; małe elektrownie wodne – 0,57. Przyjęto dla wszystkich rozpatrywanych technologii stopę dyskonta  $r = 0,1$  (10%) oraz ratę roczną (stopę zwrotu nakładów kapitałowych)  $d = 0,1$  (10%). Koszty operacyjne stałe obejmują koszty utrzymania (remonty), liczone jako proporcjonalne od nakładów inwestycyjnych. Koszty wynagrodzeń są liczone przy założeniu rocznego wynagrodzenia 55 tys. € i określonej liczby zatrudnionych, a narzuty przyjęto w wysokości 30% wynagrodzeń. Koszty paliwa obliczono dla dwóch scenariuszy (umiarkowanego i wysokiego wzrostu). W przypadku systemów heliologicznych założono roczne zużycie 385 TJ gazu ziemnego (układ hybrydowy). Koszty emisji uwzględniono jedynie dla lat 2020 i 2030. Przyjęto, że opłata za emisję t CO<sub>2</sub> wyniesie 41 € w roku 2020 i 47 € w roku 2030.

Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej tylko dla niektórych technologii, np. dla małych elektrowni wodnych, elektrowni biogazowych, mogą być konkurencyjne w porównaniu z konwencjonalnymi elektrowniami węglowymi. Te relacje znacznie się poprawiają na korzyść OZE, jeśli uwzględni się rosnące dla przyszłości opłaty za emisję dwutlenku węgla (tabela 1).

### Odnawialne źródła energii w analizie Power Choices

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii jest obecnie najważniejszą opcją w działaniach UE zmierzających do obniżenia emisji w procesie generacji energii elektrycznej, a zarazem redukcji zużycia paliw kopalnych, głównie węgla kamiennego i brunatnego. Przedstawione w opracowaniu „Power Choices” (Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC – A.I.S.B.L. [6]) technologie OZE są dostępne obecnie w zastosowaniach komercyjnych, ale zakłada się, że dalszy postęp techniczny zwiększy efektywność energetyczną i obniży koszty wytwarzania energii elektrycznej. Prezentowane w tabeli 3 prognozowane koszty średnie generacji zostały wyznaczone dla stopy dyskonta 9%. Regulacje związane z promowaniem OZE i systemem handlu emisjami (ETS) powodują, że generacja oparta na wykorzystaniu OZE staje się bardzo atrakcyjną technologią dla przyszłych inwestycji. Energetyka oparta na OZE napotyka jednak na szereg barier rozwojowych, jakimi są ograniczony potencjał (głównie dostępność gruntów pod uprawy roślin energetycznych i biomasy, konflikt z innymi kategoriami wykorzystania gruntów), ograniczenia środowiskowe (inne niż emisje zanieczyszczeń) oraz brak odpowiedniej infrastruktury.

Tabela 2. Charakterystyka wybranych technologii wytwarzania energii elektrycznej (generacja rozproszona) Źródło: Paska J. (mat. dydak.)

Elektrownie	Moc jednostek, kW	Sprawność netto, %	Czas budowy, lata	Czas eksploatacji, lata	Jednostkowe nakłady inwestycyjne, € <sub>2005</sub> /kW	Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, € <sub>2005</sub> /(MW·h)	Koszty utrzymania i remontów € <sub>2005</sub> /kW
Z silnikami Diesla	5 ÷ 10000	25 ÷ 45	1	25	550 ÷ 1350	100 ÷ 125	29 ÷ 63
Małe wodne	<5(10) MW	80 ÷ 90	3	50	2500 ÷ 6600	60 ÷ 185	85 ÷ 130
Fotowoltaiczne	1 ÷ 100	10 ÷ 20	0	25	4100 ÷ 6900	520 ÷ 880	72 ÷ 114
Heliotermiczne (układ hybrydowy z kotłem gazowym)	≈10 MW	40 ÷ 45	2	40	4000 ÷ 6000	170 ÷ 250*	111 ÷ 121
Wiatrowe na lądzie	3 ÷ 100 MW	40 ÷ 45	1	20	1000 ÷ 1370	75 ÷ 110	33 ÷ 42
Wiatrowe na morzu	100 ÷ 300 MW	45 ÷ 50	2	20	1750 ÷ 2750	85 ÷ 140	71 ÷ 105
Na biomasę	≈5 MW	22 ÷ 26	2	30	2900 ÷ 5080	80 ÷ 195	124 ÷ 292
Biogazowe	300	29 ÷ 33	1	25	2960 ÷ 5790	55 ÷ 215	237 ÷ 334
Na biogaz składowiskowy	4,4 MW	34 ÷ 36	1	25	1400 ÷ 2000	55 ÷ 215	199 ÷ 211

Tabela 3. Prognoza średnich kosztów technologii generacji wykorzystujących OZE (tzw. levelised costs). Źródło [6]

Lata	Wiatrowa	Wiatrowa morska	Słoneczna PV	Słoneczna kolektorowa	Morska (en. fal i przypliwów)	Biomasa
-	EUR'05/(MW·h)	EUR'05/(MW·h)	EUR'05/(MW·h)	EUR'05/(MW·h)	EUR'05/(MW·h)	EUR'05/(MW·h)
2010	68	94	448	453	208	112
2020	68	93	435	343	158	108
2030	67	89	316	282	137	101
2050	66	84	273	240	121	97

### Charakterystyka technologii OZE w modelu MARKAL

Pakiet optymalizacyjny MARKAL (MARKet ALlocation) [7] wykorzystano do programowania modeli rozwoju systemów energetycznych ze szczególnym uwzględnieniem źródeł wytwórczych. Podstawą modeli optymalizacyjnych jest bilans energetyczny. Pakiet został zmodyfikowany [8] i przystosowany do analizy źródeł odnawialnych energii i wysokosprawnej kogeneracji.

Podstawowe dane technologii energetycznych opartych na OZE i wykorzystywanych w pakiecie MARKAL prezentuje tabela 4 [8].

Porównanie starszych elektrowni wiatrowych z nowszymi wskazuje na spory postęp technologiczny, objawiający się obniżeniem kosztów eksploatacyjnych

stałych o ok. 40 %, przy jednoczesnym obniżeniu nakładu inwestycyjnego prawie o 50 %.

Stosunkowo niskimi nakładami inwestycyjnymi charakteryzują się technologie wykorzystujące biogaz, tj. elektrownia biogazowa i silnik gazowy na biogaz.

Natomiast elektrownie wykorzystujące panele fotowoltaiczne mają wysokie jednostkowe nakłady inwestycyjne, co przekłada się na duże koszty wytwarzania energii elektrycznej.

Porównanie danych z tabel 2 i 4 wskazuje na dużą zbieżność podstawowych parametrów techniczno-ekonomicznych technologii OZE.

Tabela 4. Dane techniczno-ekonomiczne wybranych rozproszonych technologii energetycznych wykorzystujących OZE w modelu MARKAL [8]

Lp.	Nazwa technologii	Pierwszy rok dostępności	Okres eksploatacji	Jednostkowy nakład inwestycyjny	Jednostkowe koszty eksploatacyjne stałe	Jednostkowe koszty eksploatacyjne zmienne (bez paliwa)
-	-	-	a	EUR/kW	EUR/kW/a	EUR/GJ
1	El. wodne przepływowe	2005	100	1636	163,6	0,00
2	El. wiatrowe	2005	25	1483	50,8	0,00
3	El. biogazowe	2005	35	902	7,9	0,63
4	El. na biomasę	2005	20	1777	74,4	0,15
5	Farmy wiatrowe nowe (2010-2025)	2010	25	761	30,5	0,63
6	El. wiatrowe offshore	2020	25	1975	39,5	0,81
7	El. panele fotowoltaiczne PV	2015	30	7135	0,0	0,85
8	El. ze zgazowaniem upraw energetycznych (biomasa)	2015	20	1777	74,4	0,11
9	El. ze zgazowaniem upraw energetycznych (biomasa) - nowsza	2020	20	2362	69,9	0,00
10	Silnik gazowy na biogaz	2015	20	1105	16,9	0,15

## Analiza systemów wsparcia OZE

Rozporządzenie Ministra Gospodarki (MG) z 14 sierpnia 2008 r. określa dla wytwórców energii elektrycznej obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej z OZE lub uiszczenia opłaty zastępczej. W całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym udział produkcji z OZE MG ustaliło na poziomie: w roku 2009 – 8,7 %, w roku 2013 – 10,4 % i w roku 2017 – 12,9 %. Z uwagi, że dotychczasowy sposób certyfikowania pochodzenia energii elektrycznej z OZE wzbudzał kontrowersje, to podjęto prace nad ustawą o OZE, nowelizacją prawa energetycznego i gazowego.

Obecnie bez odpowiednio skonstruowanego systemu wsparcia dla OZE nie jest możliwy ich znaczący rozwój. Polski system wsparcia oparty jest na certyfikatach, obrocie ich prawami majątkowymi oraz opłacie zastępczej, podczas gdy np. w Niemczech lub Czechach wprowadzono specjalne taryfy feed-in. Oczekuje się, że efektem poniesienia kosztów (w formie opłaty zastępczej) będą nowe inwestycje w OZE. Kluczową sprawą w nowych rozwiązaniach legislacyjnych jest ustalanie współczynników korekcyjnych dla instalacji OZE.

Trwają prace na poziomie wsparcia dla poszczególnych technologii OZE. Nasuwa się wniosek, że ochrona konsumentów wymaga preferowania tańszych technologii opartych na OZE. Przeprowadzona analiza wskazuje na wykorzystanie wiatru, biomasy oraz biogazu, jako na preferowane technologie. Natomiast mniejsze wsparcie powinno być kierowane na rozwój fotowoltaiki, która z powodu wysokich kosztów inwestycyjnych jest obecnie mało efektywna ekonomicznie.

Innym systemem wsparcia są wspomniane taryfy feed-in. Przykładem może być wprowadzone w Wielkiej Brytanii w 2013 r. dofinansowanie do ciepła z OZE przekazywanego m.in. przez pompy ciepła, kolektory słoneczne i kotły na biomasę. Poziomy taryfowe dofinansowania w systemie taryf feed-in to 7,3 p/kWh dla powietrznych pomp ciepła, 18,8 p/kWh dla gruntowych pomp ciepła, 12,2 p/kWh dla kotłów na biomasę i 19,2 p/kWh dla kolektorów słonecznych (www.cire.pl). Nowa forma wsparcia promuje zarówno technologie wytwarzania energii elektrycznej, jak i ciepła, wykorzystujące odnawialne źródła energii.

## Analiza efektywności ekonomicznej elektrowni wiatrowej – studium przypadku

Podstawowym celem rachunku efektywności inwestycji jest ocena pojedynczego projektu przedsięwzięcia gospodarczego lub wyłonienie, spośród wielu możliwych do realizacji wariantów, najbardziej opłacalnego przedsięwzięcia. Obecnie coraz popularniejsze stają się rynkowe, dynamiczne metody oceny efektywności inwestowania, w których rachunek inwestycyjny opiera się na przychodach i nakładach.

Do metod dynamicznych, w których uwzględniany jest rachunek dyskonta i które są stosowane w energetyce [5, 9], należą:

- metoda równoważnego (jednostkowego) kosztu rocznego (EAW - *Equivalent Annual Worth*)
- metoda zaktualizowanej wartości netto (tzw. metoda NPV - *Net Present Value*)
- metoda wewnętrznej stopy zwrotu (tzw. metoda IRR - *Internal Rate of Return*)
- metoda zmodyfikowanej stopy zwrotu (tzw. metoda MIRR - *Modified Internal Rate of Return*)
- metoda wskaźników rentowności (tzw. metoda PI - *Profitability Index*).

Wskaźnik NPV w sposób dogodny umożliwia uwzględnienie niepewności inwestowania, a jednocześnie

w układzie wielookresowym metoda wartości zaktualizowanej netto jest zawsze zgodna z ogólnym celem finansowym firmy, czyli postulatem maksymalizacji majątku, podczas gdy np. wewnętrzna stopa zwrotu jest jedynie względnym miernikiem majątku [10].

Wskaźnik NPV (w przypadku pominięcia wartości likwidacyjnej przedsięwzięcia inwestycyjnego) równy jest zdyskontowanemu przepływowi gotówkowym pomniejszonym o koszt inwestycji  $I$  (zdyskontowany na chwilę rozpoczęcia eksploatacji). W postaci dyskretnej wyrażony jest wzorem:

$$(4) \quad NPV = V - I = \sum_{t=0}^{N_e} \frac{\pi(t)}{(1+r)^t} - I$$

gdzie:  $r$  - stopa dyskonta przyjęta przez inwestora,  $V$  - wartość aktualna projektu inwestycyjnego,  $\pi_t$  - przepływy pieniężne (ang. *Cash Flow*) w kolejnych latach  $t$ , będące różnicą między faktycznymi wpływami i wydatkami,  $N_e$  - okres eksploatacji.

Przepływy pieniężne  $\pi_t$ , które są dla inwestora osiągnięciem w danym roku efektem finansowym i które w przybliżeniu są równe rocznemu zyskowi po opodatkowaniu i amortyzacji [11] (zwane również rocznym zyskiem operacyjnym [12]), można wyznaczyć na podstawie wzoru:

$$(5) \quad \pi_t = (P_t - C_t)$$

gdzie:  $P_t$  - wpływ w danym roku  $t$  ze sprzedaży produktów (energii elektrycznej, ciepła, usług systemowych itp.),  $C_t$  - wydatki w danym roku  $t$ .

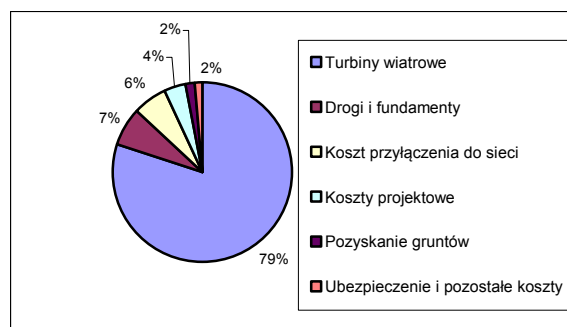
Na przewidywane wydatki w danym roku  $C_t$  składają się: koszty surowców (paliwa) i energii, koszty płac, koszty opłat za eksploatację środowiska, koszty remontów, koszty sprzedaży, ubezpieczenia i pozostałe koszty (np. obsługa finansowa kredytów, podatek dochodowy od zysku brutto) w danym roku.

Nakłady inwestycyjne poniesione w okresie  $N_b$  trwania budowy, zdyskontowane na chwilę rozpoczęcia jej eksploatacji, wyrażają się wzorem:

$$(6) \quad I = \sum_{t=-N_b}^{t=0} \frac{I_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=-N_b}^{t=0} I_t (1+r)^{|t|}$$

Przyjmując zwykle kryterium planowania inwestycji, inwestycję należy zrealizować, jeśli wartość zaktualizowana netto inwestycji, czyli wskaźnik NPV jest dodatni.

Zarówno przychody, jak i wydatki zależą od wolumenu produkcji energii elektrycznej oraz od kosztu i ceny energii elektrycznej. Powyższe wielkości w dużej mierze wynikają z konkurencji na rynku energii, ale również są wynikiem regulacji w postaci systemu wsparcia dla OZE.



Rys. 1. Udział poszczególnych kategorii kosztów w nakładzie inwestycyjnym elektrowni wiatrowej

Analizie poddano turbinę wiatrową firmy Enercon typu E 82 o czynnej mocy elektrycznej 2,0 MW

(<http://www.enercon.de>). Koszt turbiny to 2,4 mln €. Całkowity nakład inwestycyjny wynosi ok. 3 mln €. Udział poszczególnych kategorii kosztów w nakładzie inwestycyjnym przedstawia Rys.1. Koszty eksploatacyjne oszacowano na poziomie 30 000 €/(MW·a). Przyjęto cenę energii elektrycznej na hurtowym rynku energii równą ok. 45 €/(MW·h). W 2012 roku cena zielonych certyfikatów, podobnie jak i opłaty zastępczej wynosiła ok. 60 €/(MW·h) (dokładnie 286,74 zł). Biorąc pod uwagę powyższe dane wyznaczono współczynniki NPV. Wartości NPV większe od zera, uzasadniają realizację inwestycji, uzyskano dla rocznego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej większego od 1400 h/a. W obliczeniach przyjęto 25 letni okres eksploatacji turbiny wiatrowej oraz stopę dyskonta  $r=6\%$ . Jeśli w obliczeniach przyjęć stopę dyskonta  $r=10\%$  (inwestycja obciążona większym ryzykiem), to uzyskuje się uzasadnienie realizacji inwestycji, gdy roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej jest większy od ok. 1850 h/a.

Już w końcu 2012 roku rynek zielonych certyfikatów uległ destabilizacji z uwagi na ich nadpodaż na rynku. W przypadku braku przychodów dla farmy wiatrowej z zielonych certyfikatów, roczne czasy wykorzystania mocy zainstalowanej, uzasadniają realizację inwestycji dla elektrowni wiatrowej wynoszą: ok. 3230 h/a dla  $r=6\%$  i ok. 4305 h/a dla  $r=10\%$ . Są one znacznie wyższe od średnich możliwości wietrznych w Polsce (zazwyczaj poniżej 2000 h/a).

Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla turbiny Enercon typu E 82, dla przyjętych wyżej danych, wyznaczono również wykorzystując metodologię średniego kosztu rocznego. Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 5.

Tabela 5. Koszty wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni wiatrowej (turbina Enercon typu E 82)

Lp.	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej h/a	Stopa dyskonta %	Koszt wytwarzania energii elektrycznej EUR/(MW·h)
-	h/a	%	EUR/(MW·h)
1	2000	6	74
2	2000	10	98
3	1500	6	98
4	1500	10	130

Przedstawione wyniki obliczeń kosztu wytwarzania energii elektrycznej dla elektrowni wiatrowej znacznie przewyższają cenę energii elektrycznej na krajowym hurtowym rynku energii.

#### Podsumowanie

Każda technologia wytwarzania energii elektrycznej w określonych warunkach, wynikających z regulacji rynku energii, może być przydatną ze względów technicznych i uzasadnioną ekonomicznie. Potwierdzają to przykłady realizacji i planów realizacji inwestycji zarówno w systemowe elektrownie i elektrociepłownie, jak i projekty wykorzystujące OZE. Przykładami takich inwestycji są: budowa kotła fluidalnego o mocy 50 MW spalającego biomasę w Elektrowni Jaworzno III, modernizacja kotła biomasowego o mocy 20 MW w Elektrowni Stalowa Wola, czy przebudowa kotła fluidalnego o mocy 40 MW w EC Tychy ([www.cire.pl](http://www.cire.pl)). W zakresie energetyki wiatrowej takimi przykładami są: zainstalowanie 21 turbin GE 2.5MW w

farmie wiatrowej Wielkopolska, budowa Zespołu Elektrowni Wiatrowych Żeńsko o mocy 7,5 MW (farma wiatrowa składa się z trzech urządzeń typu GE 2,5 XL o mocy znamionowej 2,5 MW każda, a koszt inwestycji to prawie 38 mln PLN). Na podstawie planów inwestycyjnych dotyczących farm wiatrowych, dla których wydane zostały warunki przyłączenia do sieci (12 000 MW), można oszacować prognozowaną ilość wytworzonej w nich energii wg [13] na 24 TW·h.

Przedstawione przykłady inwestycji wskazują na dużą różnorodność proponowanych technologii wykorzystujących OZE.

Każda inwestycja w sferze wytwarzania musi być poprzedzona skrupulatnym studium wykonalności. Zaprezentowane w artykule wyniki obliczeń dla konkretnego przypadku (turbina wiatrowej firmy Enercon typu E 82) to tylko fragment analizy. Decydujące znaczenie będzie odgrywać zapewnienie finansowania inwestycji, szczególnie w sytuacji dużego ryzyka biznesowego ponoszonego przez inwestora oraz funkcjonujący system wsparcia OZE.

#### LITERATURA

- [1] Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Warszawa, 10 listopada 2009 r.
- [2] Commission of the European Communities, *An Energy Policy for Europe*, COM (2007), Brussels, January 10, 2007
- [3] European Commission, *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, Brussels, 8.3.2011, COM(2011) 112 final, 2011
- [4] European Commission, *Green Paper. A 2030 framework for climate and energy policies*, Brussels, 27.3.2013, COM(2013) 169 final
- [5] Laudyn D., *Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 1999
- [6] Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC – A.I.S.B.L., *Power Choices – Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050*, Full Report, 2010
- [7] Fishbone L.G. i in., *User's Guide For MARKAL (BNL/KFA Version 2.0)*, IEA, Upton, Long Island, New York and KFA, Julich, Germany, 1983.
- [8] Jaskólski M., *Zastosowanie modelu MARKAL do optymalizacji struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w długoterminowym horyzoncie czasowym. Część I – koncepcja modelu. Część II – Założenia modelu i prognoza, Acta Energetica*, 3/12(2012), s.15-25 i 4/13 (2012), s.4-23
- [9] Kamrat W., *Metodologia oceny efektywności inwestowania na lokalnym rynku energii*, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk, 1999
- [10] Sowiński J., *Inwestowanie w źródła wytwarzania energii elektrycznej w warunkach rynkowych*, seria Monografie nr 148, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa, 2008
- [11] Paska J., *Ekonomika w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2007
- [12] Bartnik R., *Rachunek efektywności techniczno-ekonomicznej w energetyce zawodowej*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Opolskiej, Opole, 2008
- [13] Kacejko P., Wydra M., *Energetyka wiatrowa w Polsce – realna ocena, Rynek Energii*, 12 (2010)

**Autor:** dr hab. inż. Janusz Sowiński prof. P.Cz. Politechnika Częstochowska, Instytut Elektroenergetyki, Al. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa, E-mail: [jansow@el.pcz.czest.pl](mailto:jansow@el.pcz.czest.pl)