

# PRACE NAUKOWE

Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu

# RESEARCH PAPERS

of Wrocław University of Economics

Nr 365

## Zarządzanie finansami firm – teoria i praktyka

Redaktorzy naukowi  
Adam Kopiński  
Tomasz Słoński



Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu  
Wrocław 2014

Redakcja wydawnicza: Barbara Majewska  
Redakcja techniczna i korekta: Barbara Łopusiewicz  
Łamanie: Małgorzata Czupryńska  
Projekt okładki: Beata Dębska

Publikacja jest dostępna w Internecie na stronach:  
[www.ibuk.pl](http://www.ibuk.pl), [www.ebscohost.com](http://www.ebscohost.com),  
w Dolnośląskiej Bibliotece Cyfrowej [www.dbc.wroc.pl](http://www.dbc.wroc.pl),  
The Central and Eastern European Online Library [www.ceeol.com](http://www.ceeol.com),  
a także w adnotowanej bibliografii zagadnień ekonomicznych BazEkon  
[http://kangur.uek.krakow.pl/bazy\\_ae/bazekon/nowy/index.php](http://kangur.uek.krakow.pl/bazy_ae/bazekon/nowy/index.php)

Informacje o naborze artykułów i zasadach recenzowania  
znajdują się na stronie internetowej Wydawnictwa  
[www.wydawnictwo.ue.wroc.pl](http://www.wydawnictwo.ue.wroc.pl)

Kopiowanie i powielanie w jakiegokolwiek formie  
wymaga pisemnej zgody Wydawcy

© Copyright by Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu  
Wrocław 2014

**ISSN 1899-3192**  
**ISBN 978-83-7695-407-3**

Wersja pierwotna: publikacja drukowana

Druk i oprawa:  
EXPOL, P. Rybiński, J. Dąbek, sp.j.  
ul. Brzeska 4, 87-800 Włocławek

## Spis treści

<b>Wstęp</b> .....	9
<b>Krystyna Brzozowska:</b> Rozwój partnerstwa publiczno-prywatnego w Europie: przeszłość, stan obecny, przyszłość .....	11
<b>Dorota Ciesielska, Maciej Fraszcak:</b> Polish Foreign Direct Investments in the light of the Investment Development Path Paradigm .....	21
<b>Piotr Figura:</b> Wartości wskaźników płynności finansowej ponadprzeciętnie rentownych przedsiębiorstw z sektora MSP .....	41
<b>Tamara Galbarczyk, Bożena Oleszko-Kurzyna:</b> Finansowanie inwestycji ekologicznych w Polsce .....	54
<b>Jan Kaczmarzyk:</b> Testowanie reakcji przedsiębiorstwa na ryzyko kursowe z wykorzystaniem metod Monte Carlo .....	65
<b>Arkadiusz Kijek:</b> Analiza zmienności indeksów branżowych GPW w Warszawie przy zastosowaniu modelu GARCH BEKK .....	80
<b>Jerzy Kitowski:</b> Metodyczne aspekty ujęcia płynności finansowej w metodach oceny kondycji finansowej przedsiębiorstwa .....	90
<b>Marita Koszarek:</b> Supporting the development of clusters in Poland – dilemmas faced by public policy .....	103
<b>Waldemar Kozłowski:</b> Ocena inwestycji infrastrukturalnych w aspekcie zrównoważonego rozwoju .....	113
<b>Marzena Krawczyk:</b> Współmierność systemów: rachunkowości zarządczej i audytu wewnętrznego w usprawnianiu procesu zarządzania ryzykiem strategicznym .....	124
<b>Justyna Kujawska:</b> Struktura wydatków publicznych na opiekę zdrowotną w Polsce w latach 1991-2012 .....	134
<b>Bogdan Ludwiczak:</b> Ilościowa ocena ryzyka operacyjnego w praktyce bankowej .....	144
<b>Jarosław Mielcarek:</b> Analiza projektu farmy wiatrowej za pomocą rachunku kosztów docelowych .....	155
<b>Grzegorz Mikołajewicz:</b> Determinanty siły fundamentalnej przedsiębiorstwa .....	173
<b>Jerzy Różański:</b> Foreign direct investment and the world economic crisis....	186
<b>Elżbieta Rychłowska-Musiał:</b> Optymalny udział menedżera we własności spółki i koszt długu. Perspektywa teorii agencji .....	196
<b>Vitaliy Rysin, Yurii Kozlovskiy:</b> Resource policy of Ukrainian banks in relationships with non-financial corporation: practical aspects .....	207

<b>Dariusz Siudak:</b> Ocena wpływu rodzaju sektora gospodarczego na proces migracji wartości przedsiębiorstw .....	219
<b>Magdalena Sobocińska-Maciejewska:</b> Partnerstwo publiczno-prywatne jako źródło finansowania innowacji realizowanych w systemie zamówień publicznych .....	234
<b>Katarzyna Sokółowska, Aldona Uziębło:</b> Statyczne mierniki płynności finansowej – przydatność i ograniczenia .....	245
<b>Anna Spoz:</b> A look at e-invoices from enterprises' and government's perspective .....	254
<b>Wacława Starzyńska:</b> Projekty hybrydowe w Polsce realizowane w formule PPP przy zastosowaniu trybów zamówień publicznych .....	265
<b>Aleksandra Szpulak:</b> Inwestycje w operacyjny kapitał obrotowy netto w rachunku przepływów pieniężnych .....	276
<b>Joanna Świdarska:</b> Wykup lewarowany – możliwości i ograniczenia finansowania .....	293
<b>Grzegorz Wesółowski:</b> Subwencja ogólna jako źródło dochodów powiatów województwa lubelskiego .....	302

## Summaries

<b>Krystyna Brzozowska:</b> PPP development in Europe: past, current state and future .....	20
<b>Dorota Ciesielska, Maciej Frąszczak:</b> Polskie zagraniczne inwestycje bezpośrednie w świetle paradygmatu rozwoju inwestycji .....	40
<b>Piotr Figura:</b> Values of financial liquidity ratios for small and medium enterprises with above-average profitability .....	53
<b>Tamara Galbarczyk, Bożena Oleszko-Kurzyna:</b> Financing of environmental investments in Poland .....	64
<b>Jan Kaczmarzyk:</b> Testing enterprise reaction to currency risk using Monte Carlo methods .....	79
<b>Arkadiusz Kijek:</b> Analysis of volatility linkages among sector indices of Warsaw Stock Exchange by GARCH BEKK model .....	89
<b>Jerzy Kitowski:</b> Methodological aspects of approach to liquidity in methods for assessing financial standing of an enterprise .....	102
<b>Marita Koszarek:</b> Wspieranie rozwoju klastrów w Polsce – dylematy polityki publicznej .....	112
<b>Waldemar Kozłowski:</b> Evaluation of infrastructure investment in view of sustainable development .....	123
<b>Marzena Krawczyk:</b> Adequacy of managerial accounting and internal auditing systems in the improvement of the process of strategic risk management .....	133

<b>Justyna Kujawska:</b> The structure of public expenditures on healthcare in Poland in the years 1991-2012 .....	143
<b>Bogdan Ludwiczak:</b> A quantitative approach for the measurement of operational risk in banking practice .....	154
<b>Jarosław Mielcarek:</b> Analysis of wind farm project with target costing .....	172
<b>Grzegorz Mikołajewicz:</b> The determinants of the fundamental strength of the company .....	185
<b>Jerzy Różański:</b> Bezpośrednie inwestycje zagraniczne a światowy kryzys gospodarczy .....	195
<b>Elżbieta Rychłowska-Musiał:</b> The optimal level of managerial ownership and debt cost. An agency theory perspective .....	206
<b>Vitaliy Rysin, Yurii Kozlovskiy:</b> Polityka kapitałowa banków ukraińskich realizowana przy współpracy z korporacjami niefinansowymi: aspekty praktyczne .....	218
<b>Dariusz Siudak:</b> The assessment of the industrial sector impact on the process of firms value migration .....	233
<b>Magdalena Sobocińska-Maciejewska:</b> Public-private partnership as a source of financing innovation realized in the system of public procurement .....	244
<b>Katarzyna Sokółowska, Aldona Uziębło:</b> Static gauges of the financial liquidity – usefulness and restrictions .....	253
<b>Anna Spoz:</b> E-faktury – spojrzenie z perspektywy mikro i makro .....	264
<b>Wacława Starzyńska:</b> Hybrid projects realized within the framework of PPP and public procurement systems in Poland .....	275
<b>Aleksandra Szpulak:</b> Net investments in the operating working capital within the cash flows workshop .....	292
<b>Joanna Świdorska:</b> Leveraged buyout – financing possibilities and limitations .....	301
<b>Grzegorz Wesółowski:</b> General subsidy as a source of incomes for counties of Lublin Voivodeship .....	312

## Jarosław Mielcarek

Wyższa Szkoła Bankowa w Poznaniu

e-mail: jaroslaw.mielcarek@wsb.poznan.pl

---

# ANALIZA PROJEKTU FARMY WIATROWEJ ZA POMOCĄ RACHUNKU KOSZTÓW DOCELOWYCH

---

**Streszczenie:** Głównym celem artykułu było potwierdzenie hipotezy, że nieopłacalność farmy wiatrowej w 2013 r. jest spowodowana niesprzyjającymi warunkami cenowymi i strukturą kosztową oraz określenie niezbędnych zmian warunków dla akceptacji projektów farmy wiatrowej. Narzędziem zastosowanym w analizie jest rachunek kosztów docelowych. W Excelu zbudowano model matematyczno-finansowy farmy wiatrowej, który jest również modelem symulacyjnym. Hipoteza została potwierdzona. Określono również niezbędne zmiany wielkości nakładów inwestycyjnych, ceny energii i ceny zielonych certyfikatów, dla których planowany, jednostkowy koszt własny sprzedaży stał się nieco niższy od jednostkowego kosztu dopuszczalnego, a dyskontowe kryteria akceptacji projektu farmy były spełnione dla ich minimalnej wielkości. Znaleziony został również bardzo wysoki dla jednostkowego kosztu docelowego stopień dźwigni cenowej, wynoszący około 9, co wyjaśnia skalę zagrożenia dla branży OZE z powodu spadku cen zielonych certyfikatów.

**Słowa kluczowe:** koszt dopuszczalny, minimalna stopa zysku, twierdzenie rachunku kosztów docelowych, planowany koszt własny sprzedaży, stopień dźwigni cenowej.

DOI: 10.15611/pn.2014.365.13

## 1. Wstęp

W kwestii opłacalności farm wiatrowych istnieją w literaturze diametralnie różne stanowiska. Z jednej strony przedstawia się analizy, w których NPV wynosi 93,4 mln zł, a IRR 19,05% [Ligus 2010, s. 191-192], czy stwierdza się, że: „farma wiatrowa właściwie już od momentu uruchomienia może liczyć na zyski z działalności” [Niedziółka 2012, s. 210], czy też podaje się, że „IRR projektu wiatrowego (lądowego), dla którego nakłady inwestycyjne zostały poniesione w 2013 roku, wyniesie 7,95%, a w roku 2014 – 8,78%. Rentowność równą 9,5% uzyskają dopiero projekty zapoczątkowane w roku 2015” [BSJP, TPA Horwath, PAiIZ 2013, s. 71], a z drugiej, że w podstawowym wariantcie dla cen z 2009 r. NPV jest równe –1795,82 mln zł,

a IRR –194,89% [Radziewicz 2009, s. 92]. Należy również przytoczyć alarmistyczną opinię Polskiej Rady Koordynacyjnej OZE: „Polska Rada Koordynacyjna OZE, reprezentująca 19 stowarzyszeń branżowych i kilkuset przedsiębiorców, niniejszym informuje opinię publiczną oraz organy władzy wykonawczej i ustawodawczej, że narastające od kilku miesięcy zagrożenie bankructwem dla firm, które w ostatnich latach uruchomiły projekty inwestycyjne w polskiej energetyce o wartości kilkunastu miliardów złotych, weszło w fazę krytyczną!” [Polska Rada Koordynacyjna OZE 2013]. Niezbędne jest zatem dalsze podejmowanie badań opłacalności inwestycji w farmy wiatrowe i poszukiwanie odpowiedniego dla realizacji tego celu modelu rachunku kosztów.

W niniejszym opracowaniu w ramach badań, zaliczanych do ekonomii pozytywnej zostanie sformułowana hipoteza, że w warunkach ekonomiczno-prawnych panujących pod koniec 2013 r. farmy wiatrowe są nieopłacalne. Celem opracowania będzie zatem – w oparciu o rozwinięcie terminu „warunki ekonomiczno-finansowe” – pokazanie, że trudne położenie branży jest spowodowane niesprzyjającymi warunkami cenowymi i strukturą kosztową (rozpiętością między jednostkowymi kosztami dopuszczalnymi a jednostkowymi kosztami rzeczywistymi). Niezbędne będzie w związku z tym sporządzenie diagnozy sytuacji, która albo potwierdzi, albo zaprzeczy podanej hipotezie. Jeżeli hipoteza zostanie potwierdzona, to w ramach badań, zaliczonych do ekonomii postulat (normatywnej), należy określić warunki, w których byłyby one opłacalne, tzn. byłyby spełnione dla nich dyskontowe kryteria ich akceptacji. Będzie to dodatkowy cel artykułu.

Jak do tej pory nie są znane w literaturze przypadki przeprowadzenia analizy opłacalności inwestycji w farmę wiatrową za pomocą rachunku kosztów docelowych (*Target Costing* – TC). Jego zaletą jest to, że posługuje się matematycznymi związkami, na podstawie których w arkuszu kalkulacyjnym można zbudować model matematyczno-finansowy farmy wiatrowej, który jest również modelem symulacyjnym.

Dodatkową zaletą jest sposób podejścia w TC do relacji między cenami a kosztami. Przyjmuje się w nim, że ceny są danymi zewnętrznymi i stosuje się formułę „ceny minus”. Jest to metoda zorientowana na cenę rynkową [Sobańska 2009, s. 420]. Należy podkreślić, że ceny energii i zielonych certyfikatów [Towarowa Giełda Energii S.A.] kształtują się na rynku.

W analizie zostanie zastosowany sposób obliczania strumieni pieniężnych w TC, zaprezentowany przez B. Nitę [2008, s. 284]. Wykorzystane będzie również podstawowe twierdzenie TC w wersji zaproponowanej przez J. Mielcarka [2013, s. 395-396].

## 2. Metoda

Wyróżnione w TC cztery etapy kalkulacji kosztu dopuszczalnego [Cooper, Slagmulder, 1999, s. 23-33] po uwzględnieniu specyfiki farmy wiatrowej zostaną zastoso-

wane w niniejszej analizie. Po opracowaniu strategicznego planu farmy wiatrowej i określeniu docelowej ceny sprzedaży MWh wyznaczenie kosztu dopuszczalnego odbędzie się w dwóch etapach. W pierwszym nastąpi wyznaczenie docelowej, minimalnej stopy rentowności sprzedaży. Wymaga to obliczenia dla poszczególnych lat strumieni pieniężnych, które są wolnymi przepływami pieniężnymi dla właścicieli kapitału własnego i kredytodawców – *Free Cash Flow to Firm* [Nita 2008, s. 284] za pomocą następującej formuły:

$$CF_i = (1-t)ROS_m S_i - \Delta W_i - I_i, \quad (1)$$

gdzie:  $CF_i$  – strumień pieniężny dla okresu  $i$ ,  $ROS_m$  – docelowa, minimalna stopa rentowności sprzedaży (minimalna stopa zysku),  $S_i$  – wartość sprzedaży w okresie  $i$ ,  $\Delta W_i$  – zmiana kapitału obrotowego w okresie  $i$ ,  $I_i$  – inwestycje netto w aktywa trwałe, mające podtrzymać ich zdolność produkcyjną w okresie  $i$ ,  $t$  – stopa opodatkowania.

Brak uwzględnienia amortyzacji w formule (1) wynika z włączenia jej zarówno w jednostkowy koszt dopuszczalny, jak i porównywany z nim jednostkowy planowany (lub rzeczywisty) koszt własny sprzedaży [Mielcarek 2013, s. 400-403]. Również odsetki od kredytu inwestycyjnego zostały pominięte, ponieważ obliczane są wolne przepływy pieniężne dla właścicieli kapitału własnego i kredytodawców.

Minimalna stopa zysku to taka, dla której spełnione są warunki:

$$NPV = 0, \quad (2)$$

$$IRR = r, \quad (3)$$

czyli są dla niej spełnione kryteria dyskontowe akceptacji przedsięwzięć inwestycyjnych dla najniższych wartości.

W drugim etapie maksymalny jednostkowy koszt dopuszczalny jest obliczany jako różnica między ceną a minimalnym dopuszczalnym zyskiem:

$$k_d = p - z_o = p - pROS_m = (1 - ROS_m)p, \quad (4)$$

gdzie:  $p$  – cena produktu,  $k_d$  – maksymalny, jednostkowy koszt dopuszczalny,  $z_o$  – minimalny zysk jednostkowy ze sprzedaży.

Warunki odniesienia sukcesu finansowego w wyniku realizacji analizowanego przedsięwzięcia inwestycyjnego są spełnione wtedy, gdy spełnione jest podstawowe twierdzenie TC [Mielcarek 2013, s. 395-396]:

Jeżeli

$$k_r \leq k_d, \quad (5)$$

czyli jeżeli jednostkowy planowany (lub rzeczywisty) koszt własny sprzedaży jest nie większy niż jednostkowy koszt dopuszczalny,



to

$$ROS_r \geq ROS_m, \quad (6)$$

czyli planowana (lub rzeczywista) stopa zysku jest nie mniejsza niż minimalna stopa zysku

i

$$NPV_r \geq 0, \quad (7)$$

czyli planowane (lub rzeczywiste) NPV jest nie mniejsze od zera

i

$$IRR_r \geq r, \quad (8)$$

czyli planowana (lub rzeczywista) stopa zwrotu z przedsięwzięcia jest nie mniejsza od minimalnej, akceptowanej przez inwestora, stopy zwrotu, czyli stopy dyskontowej.

Zastosowanie TC do analizy opłacalności uruchomienia farmy wiatrowej będzie polegało na wykonaniu czterech kroków niezbędnych do obliczenia jednostkowego maksymalnego kosztu dopuszczalnego MWh i następnie sprawdzeniu, czy dla planowanego, jednostkowego kosztu własnego sprzedaży MWh spełniony jest poprzednik podstawowego twierdzenia TC.

### 3. Dane początkowe

Dane początkowe dotyczą planowanego przedsięwzięcia inwestycyjnego, polegającego na budowie farmy wiatrowej na lądzie. Wszystkie wielkości pieniężne wyrażone są w złotych.

#### 3.1. Podstawowe dane, charakteryzujące przedsięwzięcie inwestycyjne i podstawowe parametry jego analizy

W tabeli 1 podane są dwie grupy danych. Pierwsza zawiera podstawowe dane, charakteryzujące przedsięwzięcie inwestycyjne, a druga podstawowe parametry jego analizy, stosowane w TC.

**Tabela 1.** Podstawowe dane o przedsięwzięciu inwestycyjnym i parametrach analizy TC

Wyszczególnienie	Wielkość
1	2
Moc farmy wiatrowej (MW)	40
Moc jednej turbiny (MW)	2
Liczba turbin	20
Stopa dyskontowa	8%
Oprocentowanie kredytu	nie więcej niż 8%
Stopa podatku dochodowego	19%

1	2
Okres przedprodukcyjny (lata)	4
Okres produkcyjny (lata)	20
Stawka amortyzacji	7%
Wydatki związane z zakończeniem produkcji	8 294 400
Wartość rezydualna majątku	2 073 600
Kapitał obrotowy	0,5% przyrostu przychodu ze sprzedaży*

\* Założono, że farma sprzedaje energię na Towarowej Gieldzie Energii na Rynek Dnia Biejącego i na Rynku Dnia Następnego. Pierwszy z tych rynków jest rynkiem spot, na którym notowane są kontrakty godzinowe. Rozliczeniem zawartych transakcji na Rynku Dnia Biejącego zajmuje się Izba Rozrachunkowa (IRGiT) i są one rozliczane codziennie. Na drugim rynku rozliczenia dokonywane są z jednodniowym opóźnieniem. W sumie wielkość należności jest niewielka. Przedsiębiorstwo, ze względu na rodzaj produkcji, nie ma zapasów. Z tego względu przyjęto wartość kapitału obrotowego netto na niskim poziomie, wynoszącym 0,5% przyrostu przychodów ze sprzedaży.

Źródło: opracowanie własne.

Stopa dyskontowa jest średnim ważonym kosztem kapitału i równocześnie minimalną akceptowaną przez inwestora stopą zwrotu, przyjętą na poziomie 8%. Aby uniknąć sytuacji, że oprocentowanie kredytu jest większe od minimalnej akceptowanej przez inwestora stopy zwrotu, przyjęto realistyczny dla 2013 r. warunek, że nie będzie ono wyższe od 8%.

### 3.2. Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne na stworzenie farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej 40 MW w rozbiciu na poszczególne kategorie przedstawione są w tabeli 2.

**Tabela 2.** Wielkość i struktura nakładów inwestycyjnych

Nakłady inwestycyjne	Kwota	Udział
Turbiny, wieże i montaż	165 888 000	67,00%
Transport	12 379 701	5,00%
Instalacja elektroenergetyczna i przyłączenie do sieci	27 235 343	11,00%
Koszty fundamentu	19 807 522	8,00%
Drogi dojazdowe	4 951 881	2,00%
Koszty przygotowania projektu	14 855 642	6,00%
Ubezpieczenie i pozostałe koszty	2 475 940	1%
Razem	247 594 030	100,00%
Nakład na 1 MW	6 189 851	

Źródło: opracowanie własne na podstawie [Ernst & Young 2012, s. 31-32; Inxin Polska; BSJP, TPA Horwath, PAIiIZ 2013, s. 68; BSJP, TPA Horwath, PAIiIZ 2012, s. 69-71; BSJP, TPA Horwath, PAIiIZ 2011, s. 58-60].

Według informacji otrzymanych od firmy Vestas Polska, sprzedającej turbiny duńskiej firmy Vestas, koszt jednej turbiny o mocy 2 MW wraz z wieżą i montażem wynosi 2 mln euro i taką wartość uwzględniono w tabeli 2. Zastosowano średni kurs euro NBP z dnia 31.12.2013, wynoszący 4,1472. Na rok przed dostawą turbin niezbędne jest wpłacenie zaliczki w wysokości 30% – zgodnie z umową podpisywaną z producentem. Pozostałe nakłady zostały określone na podstawie szacunków podanych w cytowanej literaturze pod tabelą 2. Całkowita wielkość nakładów inwestycyjnych na 1 MW wynosi 6 189 851 zł i jest zbliżona do nakładu 6,2 mln zł, podanego jako średni w 2013 [BSJP, TPA Horwath, PAIiIZ 2013, s. 68].

### 3.3. Źródła finansowania

Pierwotnie źródłem finansowania jest kapitał własny i kredyty komercyjne. Struktura kapitału i wielkość finansowania nakładów inwestycyjnych z poszczególnych źródeł są podane w tabeli 3.

**Tabela 3.** Źródła finansowania nakładów inwestycyjnych

Wyszczególnienie	Kwota
Nakład inwestycyjny	247 594 030
Udział własny	30%
Wkład własny	74 278 209
Udział kredytu	70%
Kredyt	173 315 821

Źródło: opracowanie własne

Udział własny wynosi 30%, a kredyt komercyjny 70% nakładów inwestycyjnych.

### 3.4. Ceny

Farma wiatrowa ma dwa źródła przychodów. Pierwszym są przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, a drugim ze sprzedaży zielonych certyfikatów. W opracowaniu zostanie zastosowana średnia arytmetyczna miesięcznych średnioważonych cen zielonych certyfikatów na Towarowej Giełdzie Energii [Towarowa Giełda Energii S.A. b], wynosząca 165,4 zł za 1 MWh. Tymczasem opłata zastępcza, do której teoretycznie powinna być zbliżona cena zielonych certyfikatów, została wyznaczona na rok 2013 na poziomie 297,35 zł [Prezes Urzędu Regulacji Energetyki 2013]. Spadek średniej ceny certyfikatu zielonego w stosunku do opłaty zastępczej wynosi -44,37%.

Tak znaczna różnica podważa opłacalność produkcji energii elektrycznej z OZE. Jest ona wynikiem występowania nadpodaży zielonych certyfikatów. Ta z kolei jest

rezultatem otrzymywania zielonych certyfikatów przez elektrownie tradycyjne za współspalanie biomasy, czemu niestety towarzyszy emisja gazów cieplarnianych. Drugim czynnikiem wpływającym na nadpodaż zielonych certyfikatów jest szybszy niż planowano rozwój produkcji energii elektrycznej z OZE, a trzecim nawis nieumorzonych certyfikatów z okresu poprzedniego [Schnell 2013; Szymański 2013; Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej 2013, s. 9-11]. Najważniejszym czynnikiem, który wywołał załamanie się cen zielonych certyfikatów w 2013 było współspalanie biomasy w elektrowniach węglowych.

Średnia cena energii elektrycznej w 2013 r. na rynku konkurencyjnym wyniosła 181,55 zł/MWh [Prezes Urzędu Regulacji Energetyki 2014]. W tabeli 4 zawarte są ceny zastosowane w analizie opłacalności farm wiatrowych.

Całkowita cena za MWh wynosi 346,95 zł.

### 3.5. Produkcja energii

Wielkość rocznej produkcji energii elektrycznej przez farmę wiatrową jest podana w tabeli 5.

**Tabela 5.** Roczna produkcja energii elektrycznej

Wyszczególnienie	Wielkość
Godziny wykorzystania	2400
Moc farmy (w MW)	40
Produkcja (MWh)	96 000
Rocznie liczba godzin	8760
Wykorzystanie mocy	27,4%

Źródło: obliczenia własne.

Dla dobrej lokalizacji w Polsce farma wiatrowa o słupach o wysokości przeszło 100 m rocznie pracuje w przeliczeniu na pełną moc przez 2400 godzin. Zdolności produkcyjne farmy wiatrowej wykorzystane są w 27,4%. Dla farmy wiatrowej o mocy 40 MW będzie to skutkowało roczną produkcją energii elektrycznej wynoszącą 96 000 MWh.

### 3.6. Koszt własny sprzedaży 1 MWh

Kalkulacja jednostkowego kosztu własnego bez amortyzacji podana jest w tabeli 6.

**Tabela 4.** Ceny przyjęte do analizy

Wyszczególnienie	Ceny z 2013 r.
Cena 1 MWh	181,55
Cena 1 certyfikatu	165,40
Razem	346,95

Źródło: obliczenia własne na podstawie danych z tabeli 4 i dokumentu [Prezes Urzędu Regulacji Energetyki 2014]

**Tabela 6.** Jednostkowy koszt własny sprzedaży 1 MWh bez amortyzacji

Dzierżawa	13%	1 328 889
Podatek od nieruchomości	15%	1 533 333
Serwisowanie	45%	4 600 000
Nadzór i zarządzanie	11%	1 124 444
Ubezpieczenie	6%	613 333
Wykorzystanie energii na własne potrzeby	2%	204 444
Bilansowanie energii	6%	613 333
Pozostałe	2%	204 444
Razem koszt własny sprzedaży bez amortyzacji	100%	10 222 222
Jednostkowy koszt własny sprzedaży 1 MWh bez amortyzacji		106,48

Źródło: opracowanie własne na podstawie rozmów z inwestorami oraz [Ernst & Young 2012, s. 30-36; Inxin Polska; BSJP, TPA Horwath, PAIiIZ 2013, s. 70-71; BSJP, TPA Horwath, PAIiIZ 2012, s. 72-74; BSJP, TPA Horwath, PAIiIZ 2011, s. 59-60].

Otrzymane wyniki są zbliżone do informacji o wielkości kosztu własnego sprzedaży bez amortyzacji, wynoszącego 200-250 tys. zł na MW mocy farmy wiatrowej [BSJP, TPA Horwath, PAIiIZ 2013, s. 70]. Dla górnej granicy tej kwoty i 40 MW mocy farmy wiatrowej roczny koszt własny sprzedaży bez amortyzacji wynosi 10 mln zł.

Brakująca w kalkulacji jednostkowego kosztu własnego sprzedaży amortyzacja jest przedstawiona w tabeli 7.

**Tabela 7.** Jednostkowa amortyzacja

Wyszczególnienie	Wielkość
Stawka amortyzacji	7%
Roczna amortyzacja	17 331 582
Produkcja roczna MWh	96 000
Jednostkowy koszt amortyzacji	180,54

Źródło: opracowanie własne.

**Tabela 8.** Planowany, jednostkowy koszt własny sprzedaży 1 MWh

Wyszczególnienie	Wielkość
Jednostkowy koszt własny sprzedaży 1 MWh bez amortyzacji	106,48
Jednostkowy koszt amortyzacji	180,54
Jednostkowy koszt własny sprzedaży 1 MWh	287,02

Źródło: opracowanie własne.

W obliczeniach amortyzacji rocznej posłużono się metodą amortyzacji liniowej dla stawki wynoszącej 7%. Jednostkowy koszt amortyzacji wyznaczono za pomocą kalkulacji podziałowej prostej.

Wielkość jednostkowego kosztu własnego sprzedaży obliczono w tabeli 8.

Planowany jednostkowy koszt własny sprzedaży wynosi 287,02 zł/MWh. Jest to wielkość zbliżona do kwoty jednostkowego kosztu własnego sprzedaży z uwzględnieniem amortyzacji w 2012 r., wynoszącej nieco ponad 285 zł [BSJP, TPA Horwath, PAIiIZ 2012, s. 72].

## 4. Wyniki analizy opłacalności farmy wiatrowej za pomocą TC

### 4.1. Diagnoza opłacalności dla warunków z końca 2013 r.

Wyznaczenie minimalnej stopy zysku wymaga wykonania pierwszego kroku TC. W tabeli 9 przedstawiono strategiczny plan produkcji nowej farmy wiatrowej, która swoją działalność produkcyjną rozpoczęła w styczniu 2014 r. Funkcjonowanie farmy będzie trwało 20 lat, a okres przedprodukcyjny wyniósł cztery lata. Plan produkcji został sporządzony dla danych na koniec 2013 r. Ponieważ okres eksploatacji farmy jest dłuższy od okresu amortyzacji dla stawki amortyzacji, wynoszącej 7%, wielkości zysku brutto (określoną przez minimalną stopę zysku) w roku 15. okresu eksploatacyjnego zwiększono o 5% wartości nakładu inwestycyjnego, a od roku 16. do 20. corocznie o 7% wartości nakładu inwestycyjnego.

Rozkład przedprodukcyjnych wydatków w czasie w tabeli 9 wynikał z planu przygotowania inwestycji. Łącznie nakłady inwestycyjne oraz wydatki przedprodukcyjne równają się całkowitym nakładom inwestycyjnym, wynoszącym 247 594 030 zł. W roku poprzedzającym uruchomienie produkcji wpłacono 30% zaliczkę na turbiny – zgodnie z umową z producentem turbin. Minimalna stopa zysku została obliczona nie za pomocą formuły analitycznej [Mielcarek 2012, s. 114], lecz prostszą metodą, polegającą na posłużeniu się dodatkiem Excela *Szukaj wyniku*. Jej wielkość wynosi 88,62%. Wyznaczenie tej wielkości umożliwiło przedstawienie w tabeli 10 kalkulacji jednostkowego kosztu dopuszczalnego, posługującej się formułą (4). Ten koszt określa wielkość maksymalnego jednostkowego kosztu planowanego (lub rzeczywistego) własnego sprzedaży, dla której są spełnione minimalne dyskontowe kryteria akceptacji przedsięwzięcia inwestycyjnego.

W tabeli 10 dla stopy zysku, wynoszącej 88,62%, NPV wynosi zero, a IRR jest równe stopie dyskontowej. W tabeli tej przedstawiony jest przypadek, kiedy nie jest spełniony poprzednik twierdzenia TC. O tym, jak bardzo nieopłacalna jest inwestycja w farmę wiatrową dla warunków ekonomicznych panujących w 2013 r., świadczy maksymalna wielkość jednostkowego kosztu własnego sprzedaży, wynosząca tylko 39,50 zł, podczas gdy jednostkowy planowany koszt własny sprzedaży jest równy 287,02 zł. Miarą ogromnej rozpiętości między tymi kosztami jest to, że jednostkowy koszt planowany jest ponad 7,3 razy większy od dopuszczalnego.

Oczywiście należy określić, jaka byłaby planowana stopa zysku oraz NPV i IRR, gdyby jednostkowy koszt dopuszczalny był równy planowanemu, jednostkowemu kosztowi własnemu sprzedaży. Posłużono się modelem przedstawionym w tabeli 9,

**Tabela 9.** Wyznaczenie minimalnej stopy zysku

Rok	Nakłady inwestycyjne	Wydatki przedprodukcyjne	Cena sprzedaży GTE	Cena zielonych certyfikatów	Produkcja energii elektrycznej	Przychody ze sprzedaży energii	Przychody ze sprzedaży certyfikatów	Przychody całkowite	Minimalna stopa docelowa zysku	Planowany zysk	Stopa podatku dochodowego
1		-4 456 693									
2		-4 456 693									
3	-54 718 281	-2 971 128									
4	-178 020 107	-2 971 128									
5			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
6			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
7			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
8			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
9			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
10			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
11			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
12			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
13			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
14			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
15			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
16			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
17			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
18			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	29 515 807	19%
19			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	41 895 508	19%
20			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	46 847 389	19%
21			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	46 847 389	19%
22			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	46 847 389	19%
23			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	46 847 389	19%
24			181,55	165,40	96 000	17 428 800	15 878 560	33 307 360	88,62%	46 847 389	19%
	NPV	0				348 576 000	317 571 200	666 147 200		689 353 742	
	IRR	8,00%									

Źródło: opracowanie własne.

**Tabela 9.** Wyznaczenie minimalnej stopy zysku, cd.

Rok	Zysk po opodatkowaniu	Zmiana inwestycji w kapitał obrotowy	Przepływ środków pieniężnych w fazie produkcyjnej	Odzyskane inwestycje w kapitał obrotowy netto	Wydatki związane z zakończeniem produkcji	Wartość rezydualna majątku	Przepływ środków pieniężnych po zakończeniu produkcji	Razem przepływy pieniężne	Stopa dyskontowa	Wartość bieżąca strumieni pieniężnych
1								-4 456 693	8,00%	-4 126 567
2								-4 456 693	8,00%	-3 820 896
3								-57 689 409	8,00%	-45 795 713
4								-180 991 236	8,00%	-133 033 961
5	23 907 803	-166 537	23 741 266					23 741 266	8,00%	16 157 907
6	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	15 065 971
7	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	13 949 974
8	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	12 916 642
9	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	11 959 854
10	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	11 073 939
11	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	10 253 647
12	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	9 494 118
13	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	8 790 850
14	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	8 139 676
15	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	7 536 737
16	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	6 978 460
17	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	6 461 537
18	23 907 803	0	23 907 803					23 907 803	8,00%	5 982 905
19	33 935 361	0	33 935 361					33 935 361	8,00%	7 863 233
20	37 946 385	0	37 946 385					37 946 385	8,00%	8 141 329
21	37 946 385	0	37 946 385					37 946 385	8,00%	7 538 267
22	37 946 385	0	37 946 385					37 946 385	8,00%	6 979 877
23	37 946 385	0	37 946 385					37 946 385	8,00%	6 462 849
24	37 946 385	0	37 946 385	166 537	-8 294 400	2 073 600	-6 054 263	31 892 122	8,00%	5 029 366
Razem	558 376 531		558 209 995					304 561 702		0

Źródło: opracowanie własne.



**Tabela 10.** Jednostkowy koszt dopuszczalny

Wyszczególnienie	Wielkość
Docelowa cena sprzedaży	346,95
Minimalna, docelowa stopa zysku ze sprzedaży	88,62%
Jednostkowy docelowy zysk	307,46
Jednostkowy koszt dopuszczalny	39,50
Jednostkowy, planowany koszt własny sprzedaży 1 MWh	287,02
Udział jednostkowego kosztu dopuszczalnego w planowanym, przeciętnym koszcie produkcji sprzedanej	13,76%
NPV	0
IRR	8%

Źródło: opracowanie własne.

jako modelem symulacyjnym i za pomocą dodatku Excela *Szukaj wyniku* znaleziono wielkość planowanej stopy zysku ze sprzedaży. Wyniki symulacji przedstawione są w tabeli 11.

**Tabela 11.** Wyniki symulacji dla kosztu dopuszczalnego równego planowanemu jednostkowemu kosztowi własnemu sprzedaży

Wyszczególnienie	Wielkość
Docelowa cena sprzedaży	346,95
Planowana stopa zysku ze sprzedaży	17,27%
Jednostkowy, planowany zysk	59,93
Jednostkowy koszt planowany	287,02
NPV	-138 902 235
IRR	-2,71%

Źródło: opracowanie własne.

Na podstawie danych zawartych w tabeli 11 można stwierdzić, że jeżeli nie jest spełniony poprzednik głównego twierdzenia TC, to dla  $k_r = 287,02$  zł,  $ROS_r = 17,27\%$ ,  $NPV_r = -134\,213\,663$  zł i  $IRR_r = -2,71\%$ . Wielkość ujemnej wartości NPV i ujemna wartość IRR są miernikiem tego, jak bardzo nieopłacalna jest farma wiatrowa w warunkach panujących pod koniec roku 2013. Spadek wartości kapitału przedsiębiorstwa w wyniku realizacji tej inwestycji wynosi – 138,9 mln zł.

Gdyby nie było zielonych certyfikatów i jedynym źródłem dochodów farmy wiatrowej byłaby sprzedaż energii, to wartość minimalnej docelowej stopy zysku stałaby się ujemna, czyli całe przedsięwzięcie straciłoby jakikolwiek sens ekono-

miczny. To oznacza, że produkcja energii w farmach wiatrowych na warunkach w pełni komercyjnych jest w obecnych warunkach w Polsce głęboko nieopłacalna.

Mogłaby być zgłoszona uwaga, że nieopłacalność przedsięwzięcia wynika z przyjęcia zbyt wysokiej stopy dyskontowej. Zbadajmy zatem wrażliwość minimalnej stopy zysku i kosztów dopuszczalnych na zmiany stopy dyskontowej. Wyniki symulacji przedstawione są w tabeli 12.

**Tabela 12.** Wyniki symulacji wpływu wysokości stopy dyskontowej na minimalną stopę zysku i koszt dopuszczalny

Stopa dyskontowa	Minimalna stopa zysku	Jednostkowy koszt dopuszczalny	Jednostkowy koszt planowany	Różnica
0,1%	32,17%	235,33	287,02	-51,69
1%	38,25%	214,26	287,02	-72,76
2%	44,62%	192,15	287,02	-94,86
3%	51,28%	169,04	287,02	-117,98
4%	58,22%	144,95	287,02	-142,07
5%	65,44%	119,91	287,02	-167,11
6%	72,92%	93,96	287,02	-193,06
7%	80,65%	67,14	287,02	-219,88
8%	88,62%	39,50	287,02	-247,52
9%	96,81%	11,06	287,02	-275,96
9,382%	100,00%	0,00	287,02	-287,02

Źródło: opracowanie własne.

Dane umieszczone w tabeli 12 pokazują, że istnieje wprost proporcjonalna zależność między wysokością stopy dyskontowej i minimalną stopą zysku. Innymi słowy im wyższa stopa dyskontowa, tym wyższa minimalna stopa zysku i tym samym niższy jednostkowy koszt dopuszczalny. Oznacza to, że dla rosnącej stopy dyskontowej coraz trudniej jest spełnić kryteria dyskontowej akceptacji przedsięwzięcia przez planowane (rzeczywiste) koszty własne sprzedaży. W analizowanym przedsięwzięciu nie jest możliwe spełnienie tych kryteriów, nie istnieje bowiem dodatnia stopa dyskontowa, dla której jednostkowy koszt planowany (rzeczywisty) jest nie większy od jednostkowego kosztu dopuszczalnego.

Kwestia wysokości cen, mająca decydujące znaczenie dla bieżącej nieopłacalności farm wiatrowych w Polsce, została zupełnie inaczej uregulowana w Niemczech. W latach 2000-2014 obowiązywała tam ustawa, zgodnie z którą z inwestorami podpisywano umowy, w których przyjmowano stałe, opłacalne ceny, gwarantowane przez okres 20 lat (*feed-in tariffs*) oraz energia elektryczna wyprodukowana z OZE miała pierwszeństwo w dostępie do sieci. W efekcie zastosowania takich rozwiązań nastąpił dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej i szybki postęp technologiczny w produkowanych turbinach wiatrowych. Większość terenów Niemiec o korzyst-

nych warunkach wietrznych pokryła się farmami wiatrowymi i uruchomiono pierwsze, wielkie farmy wiatrowe morskie [Morris, Pehnt 2012, s. 34-37; Bajczuk 2014, s. 13-15].

#### 4.2. Postulowane warunki zapewniające spełnienie kryteriów dyskontowych akceptacji przedsięwzięcia inwestycyjnego

Aby przedstawić przykład warunków, dla których przedsięwzięcie inwestycyjne spełnia kryteria dyskontowe akceptacji, zostaną obniżone strumienie pieniężne wypływające w wyniku zmiany źródeł finansowania. Część nakładów inwestycyjnych zostanie sfinansowana przez dotacje. Zmienione źródła finansowania przedstawione są w tabeli 13.

**Tabela 13.** Dotacja jako nowe źródło finansowania

Wyszczególnienie	Kwota
Nakład inwestycyjny	247 594 030
Udział własny	30%
Wkład własny	74 278 209
Obce źródła	173 315 821
Udział dotacji	37,28%
Dotacja	64 612 138
Kredyt	108 703 683

Źródło: opracowanie własne.

Wartość dotacji wyniesie 37,28% finansowania z obcych źródeł i zostanie ona wypłacona w roku  $t_4$ . Bez zmian będzie utrzymany udział własny, wynoszący 30%.

Kolejnym czynnikiem mającym poprawić wartość NPV i IRR będą postulowane wyższe ceny zielonych certyfikatów i wyższa cena za energię elektryczną. Wysokość postulowanych cen jest przedstawiona w tabeli 14.

**Tabela 14.** Wyższy poziom cen

Wyszczególnienie	Ceny z 2013 r.	Ceny postulowane	Zmiana
Cena 1 MWh	181,55	200,00	10,16%
Cena 1 certyfikatu	165,40	270,00	63,24%
Razem	346,95	470,00	35,47%

Źródło: opracowanie własne.

W tabeli 14 przedstawiona jest nowa cena energii elektrycznej, wyższa od średniej ceny w 2013 r. o 10,16%. Cena zielonego certyfikatu została zwiększona do

270 zł, czyli o 63,24%. Jest to cena nadal niższa od opłaty zastępczej, wynoszącej w 2013 r. 297,35 zł. Łącznie postulowana cena zielonego certyfikatu oraz MWh energii elektrycznej wynosi 470 zł/MWh i jest wyższa od ceny całkowitej w wariantcie podstawowym o 35,478%.

Minimalna stopa zysku oraz kalkulacja jednostkowego kosztu docelowego zaprezentowana jest w tabeli 15.

**Tabela 15.** Minimalna stopa zysku i jednostkowy koszt dopuszczalny

Wyszczególnienie	Wielkość
Docelowa cena sprzedaży	470,00
Docelowa minimalna stopa zysku ze sprzedaży	48,94%
Jednostkowy docelowy zysk	230,00
Jednostkowy koszt dopuszczalny	240,00
Jednostkowy planowany koszt własny sprzedaży 1 MWh	287,02
Jednostkowa amortyzacja środków trwałych sfinansowanych z dotacji	47,11
Koszt planowany 1 MWh bez amortyzacji środków trwałych sfinansowanych z dotacji	239,91
NPV	0,00
IRR	8,00%

Źródło: opracowanie własne.

Dla zmienionych parametrów za pomocą dodatku Excela *Szukaj wyniku* określono w tabeli 15 minimalną stopę zysku na 48,94%. Jednostkowy koszt dopuszczalny wynosi 240 zł. Aby porównać koszt dopuszczalny z kosztem własnym sprzedaży, należy amortyzację od środków trwałych sfinansowanych przez dotację odjąć od tego drugiego kosztu<sup>1</sup>. Amortyzację jednostkową dotacji równą 47,11 zł otrzymano w wyniku zastosowania 7% stawki i podzielenia amortyzacji rocznej przez wolumen produkcji, wynoszący 96 tys. MWh. Po jej odjęciu od jednostkowego planowanego kosztu własnego sprzedaży otrzymaliśmy jego nową wartość na poziomie 239,91 zł. Koszt ten jest nieznacznie niższy od jednostkowego kosztu dopuszczalnego i dzięki temu spełnione są minimalne dyskontowe kryteria akceptacji przedsięwzięć inwestycyjnych.

Należy zwrócić uwagę na to, że jednostkowy koszt dopuszczalny wykazuje dużą wrażliwość na zmiany cen i wielkości nakładów inwestycyjnych. Stopień dźwigni cen (przyjmując wzrost cen z przedziału 1,485% do 40%) dla jednostkowego kosztu dopuszczalnego mieści się odpowiednio w przedziale od 8 do 8,67, czyli na każdy procent zmiany cen zawartych w podanym przedziale w porównaniu z wielkością podaną w tabeli 4 przypada między 8% a 8,67% zmiany jednostkowego kosztu do-

<sup>1</sup> Amortyzacja środków trwałych sfinansowanych z dotacji nie stanowi kosztów uzyskania przychodu.

puszczalnego. Dla spadku cen z przedziału  $-1\%$  do  $-11\%$  stopień dźwigni cen dla jednostkowego kosztu dopuszczalnego kształtuje się odpowiednio od 9,68 do 8,78, czyli odpowiednio na każdy procent spadku cen w podanym przedziale przypada spadek jednostkowego kosztu dopuszczalnego od  $-9,68\%$  do  $-8,78\%$ . Wielkość dźwigni cen wyjaśnia, dlaczego dla znacznego spadku cen zielonych certyfikatów wielu przedsiębiorstwom produkującym energię z OZE grozi upadłość.

Stopień dźwigni nakładów inwestycyjnych dla ich spadku w przedziale od  $-2\%$  do  $-50\%$  (odnoszącego się do nakładów w roku  $t_4$ ) mieści się w przedziale od  $-2$  do  $-2,48$ , czyli dla podanego przedziału zmienności nakładów inwestycyjnych (m.in. w wyniku uzyskania dotacji) w porównaniu z wielkością podaną w tabeli 2 przypada odpowiednio od  $2\%$  do  $2,48\%$  zwiększenia jednostkowego kosztu dopuszczalnego<sup>2</sup>.

## 5. Zakończenie

W punkcie 3 wykazaliśmy za pomocą TC, że w warunkach panujących w 2013 roku w Polsce projekt budowy farmy wiatrowej nie spełnia kryteriów dyskontowych jego akceptacji. Skala zagrożenia dla sukcesu finansowego planowanej inwestycji została zademonstrowana tym, że jednostkowy planowany koszt własny sprzedaży był przeszło 7,3 razy większy niż koszt dopuszczalny, który wyznacza maksymalną wielkość tego pierwszego. Okazało się również, że nie istnieje dodatnia stopa dyskontowa, dla której jednostkowy koszt własny sprzedaży jest nie większy, niż jednostkowy koszt dopuszczalny, czyli nie jest możliwe spełnienie poprzednika głównego twierdzenia TOC.

Przedstawiane w literaturze analizy wykazujące opłacalność inwestycji w farmy wiatrowe opierają się na zbyt optymistycznych prognozach, dotyczących kształtowania się cen energii elektrycznej i zielonych certyfikatów. Tymczasem w 2013 r. ukształtowały się one na znacznie niższym poziomie, niż zakładano. Rezultat ten wskazuje, do jakich błędnych wyników można dojść w analizach opłacalności inwestycji, jeżeli stałe ceny zastępuje się cenami prognozowanymi w okresie 20 czy 25 lat.

W ramach badań normatywnych przedstawiono model, w którym została określona wielkość trzech parametrów, czyli dotacji, cen energii i cen zielonych certyfikatów, dla których spełnione są minimalne kryteria dyskontowe akceptacji badanego przedsięwzięcia. Nie jest zadaniem tego opracowania przesądzać, czy przedsiębior-

---

<sup>2</sup> Stopnie tych dźwigni obliczono jako relację stopy wzrostu jednostkowego kosztu dopuszczalnego do stopy wzrostu odpowiednio cen lub nakładów inwestycyjnych za pomocą symulacji, posługując się modelem tej inwestycji w Excelu. W przypadku zmian nakładów inwestycyjnych dotyczyły one roku  $t_4$ . Wyznaczony w ten sposób stopień dźwigni nakładów inwestycyjnych określa nie tylko ogólnie wpływ spadku nakładów inwestycyjnych w tym roku na jednostkowy koszt dopuszczalny, lecz również wpływ wielkości dotacji, wypłacanej w roku  $t_4$  na ten koszt. Nieliniowość zależności między stopą wzrostu cen i spadku nakładów inwestycyjnych a stopą wzrostu jednostkowego kosztu dopuszczalnego wynika z tego, że okres amortyzacji jest krótszy od okresu eksploatacji farmy wiatrowej.

stwo przy 30% wkładzie własnym ma szansę otrzymać dotację równą 37,28% finansowania ze źródeł obcych (tabela 13). Nie jest też celem naszym badanie możliwości realizacji postulowanego wzrostu cen energii elektrycznej i ceny zielonych certyfikatów łącznie o 35,47% (tabela 14). Natomiast wykazaliśmy, że dla tej wielkości trzech parametrów jednostkowy koszt dopuszczalny jest nieznacznie wyższy od skorygowanego jednostkowego planowanego kosztu własnego sprzedaży.

Wyjaśniliśmy również, dlaczego spadek cen zielonych certyfikatów jest tak wielkim zagrożeniem dla branży OZE. Wynika to z wysokiej wartości stopnia dźwigni cen, mieszczącej się dla uwzględnionego zakresu ich zmienności między 9,68 a 8,78.

Przedstawiona analiza ma również szersze znaczenie praktyczne. Może dostarczyć dodatkowych argumentów branży OZE w zgłaszaniu propozycji rozwiązań do nowej ustawy o OZE. Może to mieć znaczenie dla stworzenia warunków, w których będzie możliwe osiągnięcie w Polsce 15% udziału energii z OZE w roku 2020 – zgodnie z wymogiem unijnym.

## Literatura

- Bajczuk R., *Odnawialne źródła energii w Niemczech. Obecny stan rozwoju, grupy interesu i wyzwania*, Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia, Warszawa, czerwiec 2014, s. 13-15, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/raport-osw/2014-06-04/odnawialne-zrodla-energii-w-niemczech-obecny-stan-rozwoju-grupy> (6.08.2014).
- BSJP, TPA Horwath, PAIiZ, *Energetyka wiatrowa w Polsce. Raport 2013*, (2013), [http://www.bsjp.pl/files/attachments/raport\\_wiatrowy\\_2013.pdf](http://www.bsjp.pl/files/attachments/raport_wiatrowy_2013.pdf) (25.03.2014).
- BSJP, TPA Horwath, PAIiZ, *Energetyka wiatrowa w Polsce. Raport 2012*, (2012), [http://www.bsjp.pl/files/attachments/raport\\_wiatrowy\\_2012.pdf](http://www.bsjp.pl/files/attachments/raport_wiatrowy_2012.pdf) (25.03.2014).
- BSJP, TPA Horwath, PAIiZ, *Energetyka wiatrowa w Polsce. Raport 2011*, (2011), [http://www.bsjp.pl/files/attachments/raport\\_wiatrowy\\_2011.pdf](http://www.bsjp.pl/files/attachments/raport_wiatrowy_2011.pdf) (25.03.2014).
- Cooper R., Slagmulder R., *Develop Profitable New Products with Target Costing*, „Sloan Management Review”, 1999, vol. 40.
- Ernst & Young, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, European Wind Energy Association, *Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce*, 2012, [http://www.domrel.pl/\\_publikacje/raport\\_psew\\_2012.pdf](http://www.domrel.pl/_publikacje/raport_psew_2012.pdf) (27.03.2014).
- Inxin Polska, *Elektrownie wiatrowe*, <http://www.elektrownie-tanio.net/koszty.html> (27.03.2014).
- Mielcarek J., *Próba rekonstrukcji podstaw teoretycznych rachunku kosztów docelowych*, [w:] *Systemy rachunku kosztów i kontroli zarządczej*, red. E. Nowak, M. Nieplowicz, Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu nr 289, Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego, Wrocław 2013.
- Mielcarek J., *Rachunek kosztów docelowych jako narzędzie analizy inwestycji w rolnictwie*, [w:] *Ekonomia i organizacja gospodarki żywnościowej*, red. M. Wasilewski, Zeszyty Naukowe SGGW w Warszawie Nr 97, Wydawnictwo SGGW, Warszawa 2012.
- Morris C., Pehnt M., *Energy Transition. The German Energiewende*, Heinrich Böll Foundation, Berlin released on 28 November 2012, revised January 2014, s. 34-37, [http://energytransition.de/wp-content/themes/boell/pdf/en/German-Energy-Transition\\_en.pdf](http://energytransition.de/wp-content/themes/boell/pdf/en/German-Energy-Transition_en.pdf) (15.02.2014).
- Niedziółka M., *Analiza opłacalności farm wiatrowych*, [w:] *Zielona energia w Polsce*, red. D. Niedziółka, CeDeWu, Warszawa 2012.

- Nita B., *Rachunkowość w zarządzaniu strategicznym przedsiębiorstwem*, Wolters Kluwer Polska Sp. z o.o., Warszawa 2008.
- Polska Rada Koordynacyjna OZE, *Stanowisko Polskiej Rady Koordynacyjnej Odnawialnych Źródeł Energii dotyczące nadpodaży świadectw pochodzenia i ryzyka załamania rynku zielonych certyfikatów*, <http://www.pwea.pl/pl/start/aktualnosci/item/679-standowisko-polskiej-rady-koordynacyjnej-odnawialnych-zrodel-energii-dotyczace-nadpodazy-swiaectw-pochodzenia-i-ryzyka-zalamania-rynku-zielonych-certyfikatow> (2.04.2014).
- Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, TPA Horwath, *Analiza scenariuszy rozwoju polskiej energetyki odnawialnej*, 2013, [http://www.tpa-horwath.pl/sites/default/files/publications/downloads/raport\\_tpa\\_hortwath\\_psew.pdf](http://www.tpa-horwath.pl/sites/default/files/publications/downloads/raport_tpa_hortwath_psew.pdf) (28.03.2014).
- Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, *Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 15/2014) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2013*, 2014, <http://www.ure.gov.pl/pl/standowiska/5704,Informacja-nr-152014.html> (28.03.2014).
- Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, *Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 3/2013 w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2013*, 2013, <http://www.ure.gov.pl/pl/standowiska/5151,Informacja-nr-32013.html> (28.03.2014).
- Radziewicz W., *Modelowanie elektrowni wiatrowej w systemie elektroenergetycznym w otoczeniu rynkowym*, Rozprawa doktorska, Politechnika Opolska, Opole 2009.
- Schnell C., *Zielone certyfikaty z biomasy leśnej stanowią ryzyko dla systemu wsparcia*, 2013, <http://wysokienapiecie.pl/onas/2-glowna/183-zielone-certyfikaty-z-biomasy-lesnej-standowia-ryzyko-dla-systemu-wsparcia> (28.03.2014).
- Sobańska I., *Rachunek kosztów. Podejście operacyjne i strategiczne*, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2009.
- Szymański B., *Spadek ceny zielonych certyfikatów – geneza*, 2013, <http://solaris18.blogspot.com/2013/02/spadek-ceny-zielonych-certyfikatow.html> (28.03.2014).
- Towarowa Giełda Energii S.A. a, *Rynek praw majątkowych*, <http://www.tge.pl/fm/upload/Wszystko-o-RPM/FolderRPM.pdf> (28.03.2014).
- Towarowa Giełda Energii S.A. b, *Raporty miesięczne 2013 r.*, <http://tge.pl/pl/432/raporty-miesieczne-tge-sa-za-rok-2013> (28.03.2014).

## ANALYSIS OF WIND FARM PROJECT WITH TARGET COSTING

**Summary:** The main aim of this article was to confirm the hypothesis that the wind farms were unprofitable due to unfavorable conditions for the price and cost structure (spread between allowed unit cost and actual unit costs) at the end of 2013. The second goal was to determine the necessary changes of the investment projects parameters in order to fulfill their discounting acceptance criteria. A tool used in the analysis was target costing. It was applied to build a mathematical and financial wind farm model in Excel, which was also a simulation model. The hypothesis was confirmed. The necessary amendments specified the size of the investment, energy price and the price of green certificates, for which the planned unit cost of goods sold, overheads and depreciation was slightly lower than the allowed unit cost, and the farm project minimum discounting acceptance criteria were met. The very high degree of price leverage for the unit allowed cost of about 9 was found, which explains the scale of the threat to the renewable energy sources branch due to a fall in price of green certificates.

**Keywords:** allowable unit cost, minimum return on sale, theorem of target costing, planned unit cost of goods sold, degree of price leverage.