

Wojciech Radziewicz, Wydział Automatyki, Elektrotechniki i Informatyki, Politechnika Opolska
Bogdan Ruszczak, Wydział Zarządzania i Inżynierii Produkcji, Politechnika Opolska

Analiza ryzyka W ELEKTROWNI WIATROWEJ

Rozwój społeczny i gospodarczy naszego państwa wiąże się ze zwiększeniem zapotrzebowania na energię elektryczną. Wzrasta produkcja energii wytwarzanej z konwencjonalnych źródeł (węgiel, ropa, gaz ziemny) oraz podejmuje się działania mające na rzecz oszczędności energii elektrycznej. Coraz większego znaczenia w procesie wytwarzania energii nabierają odnawialne źródła energii, w tym także energetyka wiatrowa.

Dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej na świecie związany jest z kilkoma aspektami. Jednym z nich jest aspekt technologiczny. Źródła wiatrowe osiągnęły wysoką dojrzałość technologiczną, co skutkuje zwiększeniem mocy pojedynczych turbozespołów. Wzrost mocy zainstalowanej związany jest przede wszystkim ze zwiększeniem średnicy rotora i posadowieniem turbin na coraz wyższych masztach.

Kolejnym aspektem mającym bezpośredni wpływ na rozwój energetyki wiatrowej jest aspekt ekonomiczny. Zwiększenie mocy zainstalowanej ma wpływ na wzrost opłacalności inwestowania w elektrownie wiatrowe. Poprawa warunków ekonomicznych towarzysząca inwestycjom w farmy wiatrowe poprzez mechanizm dopłat do energii pochodzącej z OZE sprawia, że energetyka wiatrowa może stać się opłacalnym biznesem mogącym konkurować z konwencjonalnymi technologiami produkcji energii.

Kolejnym ważnym aspektem jest problem emisji gazów cieplarnianych i obowiązki Polski względem UE. Na Szczyście Rady Europejskiej 8-9 marca 2007 r. przyjęto plan działań integrujący politykę klimatyczną i energetyczną Wspólnoty. Jako jedno z głównych zadań przyjęto pakiet 3x20¹ zmierzający do zahamowania zmian klimatycznych. Celem polityki UE jest zmuszenie krajów członkowskich do odejścia od wysokoemisyjnego węgla, w procesie

1) Pakiet 3x20 przyjęty przez Parlament Europejski zakłada do 2020 r.: redukcję emisji CO₂ o 20%, zmniejszenie zużycia energii o 20% oraz wzrost udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym UE

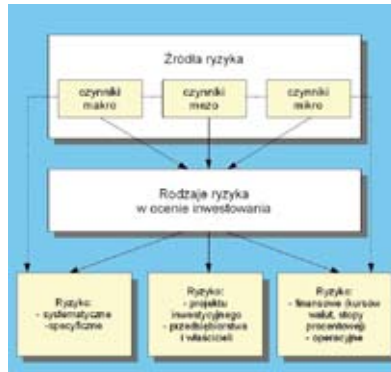
wytwarzania energii, na rzecz źródeł odnawialnych.

Procesy inwestycyjne związane z budową i eksploatacją elektrowni wiatrowej wymagają wiedzy na temat przyszłych wydatków i wpływów z inwestycji. W celu uzyskania tej wiedzy niewystarczający jest prosty rachunek ekonomiczny lub analiza efektywności. Uwzględnienie zdarzeń, które mogą wystąpić podczas procesu inwestycyjnego lub w trakcie eksploatacji wymaga przeprowadzenia analizy ryzyka inwestycyjnego. Zdaniem prof. Jana Popczyka [1], formalne metody analizy ryzyka inwestycyjnego w elektroenergetyce są dopiero w początkowej fazie rozwoju.

Przez ryzyko rozumie się możliwość osiągnięcia efektu różniącego się od oczekiwanego. Z kolei podejmowanie decyzji i realizację działań prowadzących do osiągnięcia przez podmiot akceptowalnego poziomu ryzyka określa się zarządzaniem ryzykiem [2]. Aby właściwie poprowadzić projekt inwestycyjny należy poznać ryzyko z nim związane i przygotować się na różne warianty inwestycji. Samo ryzyko niekoniecznie oznacza potencjalny koszt. Może także pociągać za sobą nieoczekiwane zyski, które są możliwe do uzyskania z inwestycji.

Zarządzania ryzykiem nie jest pojedynczym działaniem, lecz złożonym procesem, składającym się z kilku etapów, obejmujących:

- wstępne szacowanie ryzyka i identyfikacja scenariuszy ryzyka w oparciu o modele ryzyka,
- szacowanie częstości ryzyka i próba określenia ilości wystąpień poszczególnych zjawisk lub szacowanie prawdopodobieństwa poszczególnych zjawisk,
- szacowanie konsekwencji zdarzeń (najczęściej są to koszty lub przychody towarzyszące zdarzeniu),
- wyznaczenie poziomu ryzyka dla różnych scenariuszy,
- ocena ryzyka i wybór sposobu postępowania w poszczególnych sytuacjach.



Rys. 1. Źródła ryzyka w ocenie projektu inwestycyjnego [3]

Ogólny poziom ryzyka inwestycyjnego jest wypadkową czynników ryzyka, które się na niego składają. Na rysunku 1 przedstawiono model, obrazujący różne możliwe źródła pochodzenia czynników ryzyka. Ryzyko jest pochodną różnego rodzaju nieoczekiwanych zdarzeń, a te mogą pochodzić zarówno z organizacji jak i z jej otoczenia, mogą mieć różną skalę. Na inwestycję mają bowiem wpływ uwarunkowania bezpośrednio związane z inwestycją, jak i kondycja gospodarki czy sektora, w którym inwestycja jest realizowana.

■ Metody identyfikacji ryzyka

Do zidentyfikowania czynników ryzyka, które mają wpływ na przebieg procesu inwestycyjnego stosuje się wiele metod, spośród których najczęściej wykorzystuje się porównywanie korzyści i kosztów, a także anali-

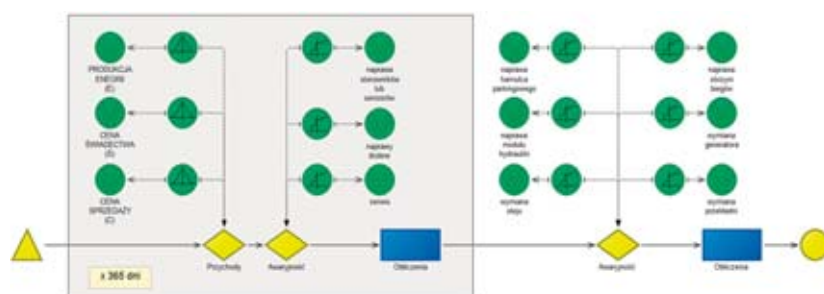
za przyczynowo-skutkowa, wskaźniki ryzyka oraz mapowanie ryzyka. Rzadziej w praktyce stosowane są metody: analiza kapitału narażonego na ryzyko (VAR), modelowanie statystyczne, zrównoważona karta wyników, analiza konkurencyjności i analiza wrażliwości [4]. Przy wyborze metody, która będzie zastosowana, najczęściej decyduje doświadczenie osoby przeprowadzającej analizę, gdyż stosowanie metod wymaga pewnej praktyki. Przy określaniu ogólnego poziomu ryzyka inwestycji zaleca się wykorzystanie modelowania statystycznego.

Wyodrębnionym czynnikiem ryzyka, w zależności od częstości ich występowania i rozmiarów towarzyszących im skutków, przyporządkowuje się odpowiednie strategie postępowania. Takimi strategiami mogą być:

- unikanie ryzyka – dywersyfikacja, eliminacja lub zakaz,
- zatrzymanie – akceptacja lub ponowna wycena,
- redukcja – rozproszenie lub redundancja elementów,
- transfer – ubezpieczenie, zabezpieczenie lub kompensata,
- wykorzystanie – alokacja, dywersyfikacja, ekspansja lub przeprojektowanie.

■ Symulacja poziomu ryzyka inwestycyjnego w elektrowni wiatrowej

W celu przeprowadzenia symulacji poziomu ryzyka inwestycyjnego w elektrowni wiatrowej autorzy sformułowali



Rys. 2. Model symulacji czynników ryzyka w elektrowni wiatrowej. Źródło: opracowanie własne

Tab. 1. Dane wejściowe dla potrzeb analizy ryzyka w elektrowni wiatrowej

Parametr	Jedn.	Wartość	Uwagi
Turbozespół	szt.	15	Producent Vestas V-80 (2 MW). Prędkość start 4 m/s, prędkość stop 25 m/s, prędkość nominalna 15 m/s
Moc zainstalowana	MW	30	Moc turbozespołów: 2 MW każdy
Sprawność elektryczna turbozespołu	%	44,00	Sprawność elektryczna waha się w granicach 42-46%
Powierzchnia objęta wirnikiem	m ²	5027,00	Średnica rotora wynosi 80 m
Średnioroczna prędkość wiatru	m/s	6,25	Roczne pomiary rzeczywiste w lokalizacji G na wys. 42 m nad poziomem gruntu
Gęstość powietrza	kg/m ³	1,2295	Gęstość powietrza stanowi wartość średnią z pomiarów
Koszty inwestycyjne	mln PLN	165,00	Całkowity koszt projektu 165 mln zł (2 mln Euro zł każdy turbozespół bez fundamentów), z czego 80% stanowi zakup, transport i montaż turbozespołów
Koszt podłączenia do systemu elektroenergetycznego	mln PLN	16,50	10% całości projektu
Kurs euro	PLN	4,3998	Średni kurs NBP z dnia 12.05.2009 r.
Wskaźnik inflacji	%	2,50	Inflacja średnioroczna w roku 2007
Udział środków własnych	%	20,00	80% środków inwestycyjnych pochodzi z kredytu inwestycyjnego
Wysokość oprocentowania kredytu inwestycyjnego	%	8,00	Oprocentowanie w skali roku. Dodatkowo jednorazowy koszt uzyskania kredytu: 1%
Koszty zatrudnienia	mln PLN	0,12	Roczne koszty zatrudnienia uwzględniają wysokość podatków i opłat na ZUS
Koszty administracyjne, media, ubezpieczenie, pozostałe podatki	mln PLN	5,81	3,52% całości projektu rocznie
Naprawy, remonty, części zamienne	mln PLN	3,30	2% całości projektu rocznie
Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym	zł/ MWh	155,44	Średnia cena sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w 2008 r.
Średnioroczny kurs jednolity zielonych certyfikatów na TGE	zł/ MWh	250,03	Średni kurs sprzedaży zielonych certyfikatów na RPM Towarowej Giełdy Energii w pierwszym półroczu 2009 r.

model czynników ryzyka (rys. 2). Model ten jest elastyczny, otwarty oraz skalowalny i umożliwi przeprowadzenie szeregu symulacji określających wyników poziomu ryzyka dla całej inwestycji.

Model składa się z następujących zmiennych losowych (odpowiadających czynnikiem ryzyka): cena sprzedaży energii, cena tzw. świadectwa „zielonego”, produkcja energii (zależna od

siły wiatru, wysokości siłowni i chropowatości terenu) oraz awaryjność podzespołów. Po przeprowadzeniu analizy statystycznej dopasowano rozkłady statystyczne do zmiennych losowych. Ceny zostały opisane rozkładem lognormalnym, natomiast do zmiennej określającej produkcję energii dopasowano rozkład Weibulla. Zmienne określające awaryjność zostały zaimplementowane

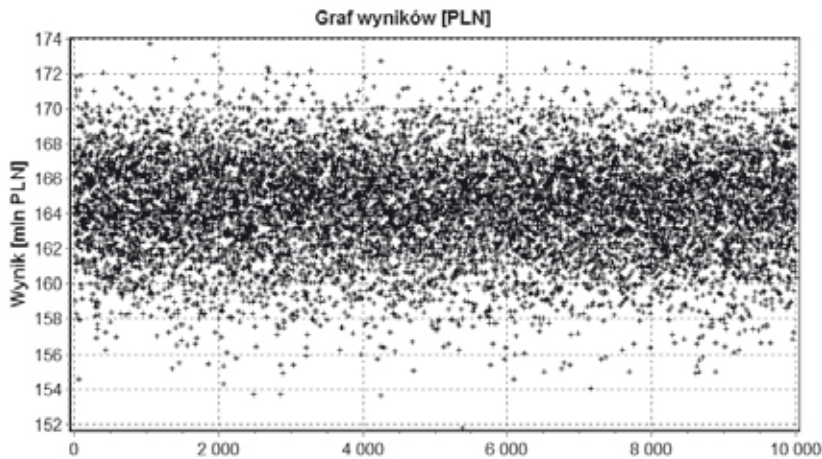
jako zmienne dyskretne, a złożyły się na nie zdarzenia związane z: naprawą sterowników lub sensorów, koniecznością serwisu, drobnymi naprawami, wymianą przekładni, wymianą generatora, naprawą skrzyni biegów, wymianą oleju, naprawą modułu hydrauliki i naprawą hamulca parkingowego.

Poza zmiennymi losowymi w modelu znajdują się także pozostałe czynniki mające wpływ na wynik finansowy inwestycji. Należą do nich: koszty inwestycyjne, koszty podłączenia farmy wiatrowej do systemu elektroenergetycznego, podatek dochodowy, koszty zatrudnienia, koszty administracyjne, koszty mediów czy koszty ubezpieczeń, a także finansowanie inwestycji z kredytu wraz z uwzględnieniem kosztów uzyskania tego kredytu.

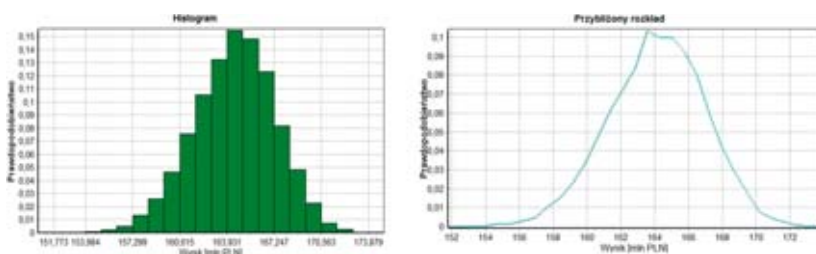
Dla zaproponowanego modelu wykonano jego komputerową implementację w postaci oprogramowania Ryzyko FW 1.3 zrealizowanego w języku programowania Delphi. Środowisko to umożliwia łatwą modyfikację modelu i szybkie generowanie wyników symulacji. Obliczane są między innymi: przeciętny, minimalny i maksymalny wynik inwestycji, dominanta i kwartyle wyników oraz ich przeciętne odchylenie oraz prawdopodobieństwo wystąpienia straty dla danej inwestycji.

Na potrzeby symulacji czynników ryzyka przyjęto dane wejściowe opisane w tabeli 1.

Symulacja dla wcześniej zaproponowanego modelu przebiega w kilku etapach. Liczba powtórzeń w każdym etapie wynika z zadanych wcześniej: liczby siłowni składających się na badaną farmę wiatrową i określonego w latach okresu realizacji inwestycji. Dla każdego powtórzenia – jednego roku działania jednej siłowni wykonywane są odpowiednie losowania zmiennych w modelu i powtarzane dla kolejnych lat i kolejnych siłowni. Badania symulacyjne przeprowadzono wykorzystując metodę Monte Carlo. Po skompletowaniu wszystkich powtórzeń kalkuluje się wynik ogólny. Takie obliczenie wykonywane jest wielokrotnie – aby uniknąć



Rys. 3. Graf wyników symulacji czynników ryzyka metodą Monte Carlo dla inwestycji w elektrownię wiatrową w lokalizacji G, na podstawie zaproponowanego modelu i danych wejściowych



Rys. 4. Histogram oraz przybliżony rozkład wyników symulacji czynników ryzyka w elektrownię wiatrową w lokalizacji G, na podstawie zaproponowanego modelu i danych wejściowych

przypadkowych wyników, i po przeprowadzeniu wielu iteracji (w tych obliczeniach 10 000, co można rozumieć jako 10 000 różnego rodzaju scenariuszy zdarzeń losowych) wyniki składają się na wyjściowy rozkład statystyczny.

W każdym kolejnym roku zwiększana jest cena energii elektrycznej i zielonych certyfikatów, na podstawie danych historycznych, w oparciu o regresję liniową. Symulacja wykonywana jest zadaną liczbą powtórzeń dla określonej liczby turbozespołów wiatrowych i odpowiedniej liczby lat – dla każdego kolejnego roku obliczane są zmienne losowe, w skali rocznej oraz dla 365 dni zmienne w skali dziennej (np.: wyliczenie przychodu poprzez przemnożenie wylosowanej sumy ceny energii i ceny certyfikatu). Wyniki symulacji przedstawiają rysunek 3 i 4.

Na podstawie zaproponowanego

modelu i danych wejściowych oszacowano wyniki finansowe możliwe do osiągnięcia przez farmę wiatrową po 25 latach funkcjonowania. Wynoszą one:

- przeciętny wynik finansowy: $W_{\text{fav}} = 164,45$ mln zł,
- minimalny wynik finansowy: $W_{\text{min}} = 151,77$ mln zł,
- maksymalny wynik finansowy: $W_{\text{max}} = 164,45$ mln zł.

Dodatkowo obliczono przeciętne odchylenie od wyników przeprowadzonej symulacji, które wyniosło 2,87 mln zł oraz kwartyle otrzymanych wyników ($Q_1 = 162,58$ mln zł, $Q_2 = 164,55$ mln zł, $Q_3 = 166,45$ mln zł) - w 75% przypadków wynik inwestycji wynosił przynajmniej 162,5 mln zł. Dla przeprowadzonej symulacji prawdopodobieństwo straty było zerowe. Określono także histogram oraz przybliżony rozkład wyników symulacji.

Wnioski

Autorzy stwierdzają, że istnieje wiele opracowań dotyczących metod analizy ryzyka inwestycyjnego. Jednak występuje istotny brak analiz ryzyka dotyczących elektrowni wiatrowych. Pomiar prędkości wiatru są niewystarczające do podjęcia decyzji o budowie farmy wiatrowej. Istnieje wiele istotnych czynników niezwiązanych z wiatrem, a mających także wpływ na ekonomiczne powodzenie inwestycji.

Analiza czynników ryzyka dla elektrowni wiatrowej jest niezbędnym uzupełnieniem analizy efektywności i pozwala na rozważenie różnych scenariuszy procesu inwestycyjnego. Pokazuje zarówno korzystny, jak i niepomyślny przebieg inwestycji oraz prawdopodobieństwo ich zaistnienia. Zaproponowane autorskie oprogramowanie do przeprowadzania symulacji czynników ryzyka – Ryzyko FW 1.3, umożliwia określenie rozkładu wyniku finansowego elektrowni wiatrowej po 25 latach w zależności od prawdopodobieństwa występowania zdarzeń losowych. Zaproponowana metoda może stanowić wsparcie dla procesu decyzyjnego towarzyszącego budowie elektrowni wiatrowej.

Literatura

- [1] Popczyk J.: *Rynkowe mechanizmy zarządzania bezpieczeństwem energetycznym (w tendencji). Wybrane pojęcia i definicje. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.
- [2] Jajuga K.: *Zarządzanie ryzykiem*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2009.
- [3] Manikowski A., Tarapaty Z.: *Ocena projektów gospodarczych. Część I. Modele i metody*, Difin, Warszawa 2001.
- [4] Chwieruta S., Waszkielewicz W.: *Zarządzanie ryzykiem w polskich zakładach ubezpieczeń, Nowoczesne metody i techniki w zarządzaniu*, Uczelniane Wydawnictwo Naukowe – Dydaktyczne, Kraków, 2006.

□