

INSTYTUT GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI I ENERGIA
POLSKIEJ AKADEMII NAUK — KRAKÓW

STUDIA, ROZPRAWY, MONOGRAFIE

195

Dominik Kryzia

WYBÓR TECHNOLOGII WYTWARZANIA
ENERGII ELEKTRYCZNEJ W WARUNKACH RYZYKA

WYDAWNICTWO INSTYTUTU GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI
I ENERGIA PAN • KRAKÓW • 2015

KOMITET REDAKCYJNY

prof. dr hab. inż. Eugeniusz Mokrzycki (redaktor naczelny serii)
dr hab. inż. Lidia Gawlik (sekretarz redakcji), prof. IGSMiE PAN
dr hab. inż. Zenon Pilecki, prof. IGSMiE PAN
prof. dr hab. inż. Wojciech Suwała
dr hab. inż. Alicja Uliasz-Bocheńczyk, prof. AGH

RECENZENCI

dr hab. inż. Lidia Gawlik, prof. IGSMiE PAN
dr hab. inż. Adam Szurlej

ADRES REDAKCJI

31-261 Kraków, ul. Józefa Wybickiego 7
tel. 12-632-33-00, fax 12-632-35-24

Redaktor Wydawnictwa: mgr Emilia Rydzewska
Redaktor techniczny: Barbara Sudoł

© *Copyright by Dominik Kryzia*
© *Copyright by Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN – Wydawnictwo*

Printed in Poland
Kraków 2015
ISSN 1895-6823
ISBN 978-83-62922-54-3

żonie Katarzynie

Spis treści

1. Wprowadzenie	7
1.1. Ewolucja polskiej elektroenergetyki	10
1.1.1. Liberalizacja rynków energii	10
1.1.2. Charakterystyka krajowej elektroenergetyki	12
1.1.3. Uwarunkowania wykorzystania narzędzi wspomagania decyzji wyboru inwestycji w branży energetycznej	14
2. Wspomaganie decyzji inwestycyjnych	19
2.1. Ryzyko w energetyce	19
2.1.1. Procesy liberalizacji i deregulacji jako przyczyna wzrostu poziomu ryzyka w energetyce	21
2.1.2. Zarządzanie ryzykiem	23
2.1.3. Miary ryzyka	27
2.1.4. Klasyfikacja ryzyka	35
2.2. Analiza portfelowa w energetyce	37
2.2.1. Przegląd literatury z zakresu wykorzystania analizy portfelowej w energetyce ...	41
2.3. Metoda badawcza	46
2.3.1. Metoda postępowania w modelowaniu portfela technologii wytwórczych przedsiębiorstwa energetycznego	54
3. Wytwarzania energii elektrycznej w warunkach ryzyka – analiza przypadku	87
3.1. Analiza przypadku	87
3.1.1. Zdefiniowanie, obserwacja i analiza problemu	87
3.1.2. Sformułowanie koncepcyjnego modelu przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa	88
3.1.3. Określenie kryteriów optymalizacji, funkcji celu i zmiennych decyzyjnych	95
3.1.4. Identyfikacja i opis struktury produkcyjnej przedsiębiorstwa	96
3.1.5. Analiza istniejących na rynku technologii wytwarzania energii z punktu widzenia możliwości ich realizacji w ramach nowej inwestycji	96
3.1.6. Identyfikacja opcji rzeczowych, jakimi dysponuje analizowane źródło energii ...	98
3.1.7. Identyfikacja kluczowych zmiennych objaśniających	100
3.1.8. Identyfikacja zależności między zmiennymi	135
3.1.9. Komputerowa implementacja modelu matematycznego przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa	137

3.1.10. Analiza wrażliwości modelu i zdefiniowanie scenariuszy badawczych	138
3.1.11. Wyniki badań symulacyjnych	139
3.1.12. Podsumowanie wyników badań symulacyjnych	167
4. Podsumowanie i wnioski	177
Literatura	179
Wybór technologii wytwarzania energii elektrycznej w warunkach ryzyka – Streszczenie	196
Selection of the electricity generation technology in the risk conditions – Abstract	197

1. Wprowadzenie

Energia jest podstawą funkcjonowania niemal wszystkich obszarów działalności gospodarczej. Pozyskiwanie, przetwarzanie i użytkowanie energii to fundamentalne procesy dotyczące każdego podmiotu. Energia bowiem, obok wody, żywności i powietrza, należy do najważniejszych materialnych potrzeb człowieka. Coraz większe jej wykorzystanie umożliwiło rozwój gospodarczy i osiągnięcie dzisiejszego poziomu cywilizacyjnego na Ziemi.

Światowy sektor energetyczny jest obecnie w okresie zmian związanych z gwałtownym wzrostem zapotrzebowania na energię, rozwojem innowacyjnych technologii, wprowadzaniem nowych rozwiązań w sektorze i liberalizacją rynków energii ograniczającą monopol i zwiększającą konkurencję (Najważniejsze... 2011).

Prawie 87% energii na świecie generowane jest w procesach spalania paliw kopalnych – węgla, gazu ziemnego i ropy naftowej (tab. 1.1) (Pilavachi i in. 2009). Alternatywne źródła energii takie jak: energia słoneczna, wiatrowa, geotermalna, fal i pływów oraz energetyczne wykorzystanie biomasy wykazały znaczny wzrost w zakresie zaspokojenia potrzeb energetycznych, ale prawdopodobnie nie są w stanie same zapewnić wymaganych ilości energii w sposób stabilny (Pipitone, Bolland 2009).

Biorąc pod uwagę ogólne nastawienie wobec energetyki jądrowej oraz politykę państw rozwijających się na rzecz rozwoju węglowych technologii wytwarzania energii, według

Tabela 1.1

Światowe zużycie energii pierwotnej i jego struktura w 2014 roku

Table 1.1

The global primary energy consumption and its structure in 2014

Wyszczególnienie	Zużycie [Mtoe]	Struktura [%]
Węgiel	3 881,8	30,00
Ropa naftowa	4 220,6	32,62
Gaz ziemny	3 065,5	23,70
Pozostałe źródła	1 769,9	13,68
Ogółem zużycie	12 937,8	100,00

Źródło: (BP Statistical... 2015)

ekspertyz Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA – *International Energy Agency*), w XXI wieku, paliwa kopalne nadal będą głównym źródłem energii dla większości sektorów gospodarki na całym świecie, szczególnie dla sektora elektroenergetycznego (Jeong i in. 2008; Pipitone, Bolland 2009; Popławski, Dąsał 2008). Szacuje się, że w 2035 roku, według scenariusza gazowego przygotowanego przez IEA (*International Energy Agency*), pokryją one 74% światowego popytu na energię (tab. 1.2) (The special... 2011).

Tabela 1.2

Zużycie energii pierwotnej w świecie według IEA

Table 1.2

Primary energy consumption

Wyszczególnienie	2008		2035			
			scenariusz gazowy		scenariusz nowej polityki	
	popyt [Mtoe]	struktura [%]	popyt [Mtoe]	struktura [%]	popyt [Mtoe]	struktura [%]
Węgiel	3 315	27	3 666	22	3 934	23
Ropa naftowa	4 059	33	4 543	27	4 662	28
Gaz ziemny	2 596	21	4 244	25	3 748	22
Energetyka jądrowa	712	6	1 196	7	1 273	8
Energetyka wodna	276	2	477	3	476	3
Biomasa	1 225	10	1 944	12	1 957	12
Pozostałe odnawialne źródła energii	89	1	697	4	699	4
Ogółem zużycie	12 272	100	16 767	100	16 749	100

Źródło: (The special... 2011)

Prognozy rozwoju światowej energetyki do 2050 roku, opracowane przez Światową Radę Energetyczną (WEC – *World Energy Council*), przewidują między innymi, że przy założeniu umiarkowanego wzrostu gospodarczego, znacznego zmniejszenia energochłonności gospodarki oraz realnej, możliwej do osiągnięcia, ochrony środowiska nastąpi (World... 2013):

- umiarkowany wzrost zużycia paliw stałych, tj. węgla kamiennego i brunatnego,
- stosunkowo niski wzrost zużycia ropy naftowej,
- wysoki (ponad dwukrotny) wzrost zużycia gazu ziemnego.

Energetyczne wykorzystanie tych paliw powoduje emisję gazów takich jak: ditlenek węgla, który jest najważniejszym gazem cieplarnianym, tlenków azotu powstających w procesach spalania przebiegających w wysokich temperaturach oraz tlenków siarki, a także tlenków innych pierwiastków, stanowiących domieszki w paliwach kopalnych (Aspelund, Gundersen 2009; Hoffmann, Szkło 2011; Jaczewski 2002). Problem emisji pyłów, towarzyszący spala-

niu paliw stałych w elektrowniach i elektrociepłowniach, został rozwiązany dzięki stosowaniu wysokowydajnych elektrofiltrów jednak w małych, lokalnych kotłowniach jest to nadal problem. Emisja gazów cieplarnianych, związanych z wytwarzaniem energii, a zwłaszcza ditlenku węgla, tlenków siarki i tlenków azotu uważana jest za jedno z głównych zagrożeń dla środowiska (Jaczewski 2002).

Dotychczas stosowane technologie energetycznego wykorzystania węgla poddawane są licznym udoskonaleniom, mającym na celu zmniejszenie ich wpływu na środowisko przyrodnicze, a tym samym zachowanie pozycji węgla jako dominującego źródła (nośnika) energii. Jednocześnie stale rosnące zużycie energii, spowodowane szybkim wzrostem gospodarczym, wzrostem liczby ludności i postępem technologicznym sprawia, że gaz ziemny, jako paliwo o względnie niskiej emisyjności CO₂, zyskuje coraz silniejszą pozycję w energetyce (Afgan i in. 2007; Hammond, Ondo Akwe 2007; Hammond, Waldron 2008; Hammond 2000; Lior 1997; Lior, Chair 2007; Lior 2002; Twenty-second... 2000).

Aby zaspokoić rosnące zapotrzebowanie na energię oraz uzupełnić niedobory zdolności produkcyjnych, pojawiające się w większości krajów europejskich w wyniku odstawień starzejących się jednostek wytwórczych, niezbędne jest ciągle realizowanie nowych przedsięwzięć inwestycyjnych. Inwestycje w elektroenergetyce stanowią znaczną część wszystkich inwestycji w Europie. Międzynarodowa Agencja Energetyczna szacuje, że potrzeby inwestycyjne do 2030 roku w europejskim sektorze elektroenergetycznym sięgną kilkuset miliardów dolarów (System... 2005; World Energy... 2003).

Brak inwestycji w sektorze elektroenergetycznym jest wąskim gardłem dla stabilnych i ciągłych dostaw energii na rynku, a to z kolei stwarza zagrożenie dla trwałego wzrostu i rozwoju nowoczesnego społeczeństwa, gdyż dobrobyt współczesnego społeczeństwa i konkurencyjność gospodarki w dużej mierze zależą od stabilności dostaw taniej energii (Geiger 2011; World Energy... 2008). Niestety, w dzisiejszym świecie dla większości krajów, niezależnie od ich poziomu rozwoju, stabilność dostaw energii staje się coraz częściej wyzwaniem. O poziomie tej stabilności decydują w znacznym stopniu decyzje inwestycyjne dotyczące realizacji projektów w zakresie wytwarzania i przesyłu energii. Na zliberalizowanym rynku energii przedsiębiorstwa nie mają obowiązku budowania planów ekspansji, w tym określania rodzaju i liczby oraz terminu budowy nowych jednostek wytwórczych w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw – jak to było na regulowanym rynku. Zamiast tego, przedsiębiorstwa podejmują decyzje inwestycyjne, na podstawie rachunku ekonomicznego w myśl zasady, że rynek, w razie potrzeby, sam jest w stanie zapewnić odpowiednie sygnały inwestycyjne (Bhattacharya, Kojima 2012; Geiger 2011; Jensen, Meibom 2008).

Współcześnie przedsiębiorstwa energetyczne w wielu krajach, jak i całe sektory energetyczne, stoją przed trzema poważnymi wyzwaniami (Naughten 2003; Yang, Blyth 2007):

- wymaganiami w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych,
- reformami rynków energii, mającymi na celu wsparcie konkurencji,
- rosnącymi cenami surowców energetycznych.

Problem ten dotyczy również polskich przedsiębiorstw energetycznych i krajowego sektora energetycznego.

Wspomnienie wyzwania, sposób postrzegania ryzyka w sektorze elektroenergetycznym, a także wprowadzenie jeszcze bardziej restrykcyjnych przepisów w zakresie ochrony środowiska, będą miały decydujący wpływ na decyzje inwestycyjne. Dlatego każda decyzja gospodarcza powinna być poprzedzona wnikliwymi badaniami w zakresie jej skutków ekonomicznych. Działania takie, poprzedzające podjęcie decyzji inwestycyjnych, istotnie wpływają na zmniejszenie ryzyka podjęcia błędnej decyzji (Bhattacharya, Kojima 2012; Corless i in. 2011; Jensen, Meibom 2008; Kamiński 2010).

1.1. Ewolucja polskiej elektroenergetyki

Polski sektor energetyczny jest w okresie przemian związanych z zachodzącymi procesami deregulacji i liberalizacji rynków energii. Procesy te, wraz z rosnącymi wymogami ochrony środowiska, kształtują nowe otoczenie, w którym funkcjonuje sektor energetyczny. W efekcie pojawiają się nowe, słabo rozpoznane czynniki ryzyka, które mają coraz większe znaczenie dla przedsiębiorstw energetycznych funkcjonujących na konkurencyjnym rynku, ponieważ ograniczają ich skłonność do realizacji nowych projektów inwestycyjnych. Zważywszy, że obecnie funkcjonujące elektrownie są w przeważającej liczbie mocno wyeksploatowane, rezygnacja z nowych inwestycji może doprowadzić w przyszłości do pojawienia się deficytu mocy, zwłaszcza przy rosnącym popycie na energię. Jednocześnie narzędzia i metody wykorzystywane do ekonomicznej oceny projektów inwestycyjnych i związanego z tym wyboru technologii energetycznej nie przystają do nowych warunków i mogą dawać błędne wyniki. Decyzje podejmowane na podstawie przeprowadzonych analiz wykorzystujących te narzędzia i metody często nie są dla przedsiębiorstw energetycznych optymalne, niosąc odmienne od oczekiwanych, często zaskakujące skutki. Potęguje to tym bardziej niechęć do podejmowania ryzyka inwestycyjnego. Tymczasem rozwój przedsiębiorstwa energetycznego związany jest z realizacją nowych projektów inwestycyjnych, które należy wcześniej poddać wiarygodnej ocenie, uwzględniającej specyfikę sektora i otoczenia.

Istotnymi elementami są tu kwestie związane z zachodzącymi procesami deregulacji i liberalizacji, sytuacją w polskiej energetyce oraz niedostatkami stosowanych powszechnie narzędzi i metod podejmowania decyzji inwestycyjnych.

1.1.1. Liberalizacja rynków energii

W ciągu ostatnich dwóch dekad sektory energetyczne wielu państw, kontrolowane dotychczas przez administrację rządową, przeszły wiele przekształceń, polegających na wprowadzeniu mechanizmów rynkowych. Również dzisiaj w wielu krajach zachodzą procesy deregulacji i restrukturyzacji rynków energii, na których pojawiają się „nowi gracze”, zwiększając konkurencję, a same rynki ulegają globalizacji. Państwowe przedsiębiorstwa energetyczne są prywatyzowane, a te zintegrowane pionowo są zastępowane przez firmy specjalizujące się w wytwarzaniu, przesyłach, sprzedaży i dystrybucji oraz obrocie detalicz-

nym energii. W wielu krajach proces deregulacji owocuje pojawieniem się konkurencyjnego rynku oraz rynku instrumentów pochodnych (de Oliveira i in. 2011; Gökgöz, Atmaca 2012; Poullikkas 2004; Rocha, Kuhn 2012).

Efektom liberalizacji i deregulacji tego sektora było powstanie rynku energii elektrycznej, a wraz z nim pojawiła się potrzeba wypracowania nowej strategii. W rzeczywistości podstawowym celem tych procesów jest maksymalizacja efektywności wytwarzania i przesyłania energii, a tym samym obniżenie kosztów (Oliveira i in. 2008). W ostatnim okresie procesy deregulacji i liberalizacji nasiliły się w Europie i Ameryce Północnej. Siły rynkowe zastępują ustawodawców, usuwając sztuczne bariery, które ograniczały konkurencję (Weron, Przybyłowicz 2000).

Liberalizacja rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej, prowadząca do silniejszej konkurencji między przedsiębiorstwami energetycznymi i większej otwartości dla niezależnych producentów energii elektrycznej, jest procesem odgórnie wymaganym przez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady, w tym szczególnie dyrektywę 96/92/WE oraz dyrektywę 2003/54/WE (Directive... 1996; Dyrektywa... 2009c). Dyrektywy te nakreślają ogólne warunki, jakie powinny być spełnione, aby zapewnić utworzenie jednolitego, wewnętrznego rynku energii elektrycznej w Europie, nie narzucają konkretnych projektów rynku (Gampert, Madlener 2011).

W przeszłości elektroenergetyka krajów Unii Europejskiej była zorganizowana w formie pionowo zintegrowanych, często państwowych, monopolii dostarczających odbiorcom energię elektryczną w ramach swoich regionów geograficznych (Gampert, Madlener 2011; Poullikkas 2004). Rosnąca ideologiczna, polityczna i ekonomiczna dezaprobatą pionowo zintegrowanych monopolii, a zwłaszcza sukcesy liberalizacji w innych sektorach, doprowadziły do uruchomienia procesów liberalizacji. Pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa są dzielone, a bariery wejścia na rynek w zakresie wytwarzania i dostaw energii usuwane w celu utworzenia konkurencyjnego rynku (Newbery 2001).

Komisja Europejska regularnie monitoruje postępy liberalizacji rynku (Report... 2010). W wielu krajach Unii Europejskiej, proces liberalizacji nie został jeszcze w pełni wdrożony. W celu przyspieszenia i lepszej koordynacji procesu Parlament Europejski w kwietniu 2009 roku uchwalił kolejny traktat tzw. trzeci pakiet legislacyjny w sprawie energii (dyrektywa 2009/72/EC), który aktualizuje lub zastępuje przepisy ujęte we wcześniejszych dyrektywach (Dyrektywa... 2009a; Dyrektywa... 2009b; Rozporządzenie... 2009a; Rozporządzenie... 2009b; Rozporządzenie... 2009c).

Trzeci pakiet legislacyjny, obok regulacji dotyczących rynku energii elektrycznej, objął swym zakresem również rynek gazu ziemnego. Dostosowanie sektora gazowego do warunków rynkowych jest o tyle istotne, że wzrasta jego rola jako dostawcy paliwa na cele energetyczne (Bil i in. 2010; Gampert, Madlener 2011; Pupka 2001).

W ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat również w Polsce nastąpiły ogromne przeobrażenia w sektorze energetycznym. Od centralnego sterowania na poziomie rządowym (realizowanego przez Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej) w okresie socjalizmu poprzez głęboką restrukturyzację, aż do trwającej prywatyzacji i liberalizacji tego sektora dzisiaj (Stós 2009).

Liberalizacja rynków energii stworzyła nowe otoczenie biznesowe, narażając przedsiębiorstwa energetyczne na ryzyko, które znacznie różni się od tego, przed którymi stoją monopolistyczne, pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa, działające na regulowanym rynku energii. Ponadto jest ono większe niż w okresie sprzed liberalizacji. Podczas gdy przedsiębiorstwa energetyczne są zawsze narażone na ryzyko kosztowe związane z niepewnością, co do przyszłych cen paliw, w wyniku procesów liberalizacji i deregulacji pojawiły się dwie inne formy ryzyka bezpośrednio związane z wytwarzaniem energii: ryzyko wolumetryczne (wynikające ze zmienności wielkości sprzedaży) i ryzyko cenowe (wynikające ze zmienności oferowanych cen). Są one funkcją wielu czynników, takich jak: ceny paliw, ceny uprawnień do emisji CO₂, poziom popytu i podaży na energię oraz decyzje polityczne. Jednocześnie, ze względu na konkurencję, przedsiębiorstwa energetyczne nie są już w stanie przenieść całości ryzyka na konsumentów (Bhattacharya, Kojima 2012; Geiger 2011; Roques 2008; Yang, Blyth 2007).

1.1.2. Charakterystyka krajowej elektroenergetyki

Jednym z najważniejszych obecnie problemów krajowego podsektora wytwarzania energii jest niekorzystna struktura wiekowa węglowych bloków energetycznych (Kaliski i in. 2009). W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wciąż pracują jednostki wytwórcze – elektrownie i elektrociepłownie o łącznej mocy ponad 10 GW – starsze niż 40-letnie, a ponad 60% mocy wytwórczych liczy sobie ponad 30 lat, co powoduje, że pracują one ze sprawnością na poziomie 32–36% (Bil i in. 2010; Zaporowski 2009). Średnia sprawność wszystkich krajowych bloków energetycznych wynosi około 37% (Kądziaława 2004). Nowo powstające jednostki wytwórcze (źródła energii) osiągają sprawność nawet o 25% wyższą (Bil i in. 2010). W państwach Unii Europejskiej, w porównywalnych układach wytwórczych, średnia sprawność urządzeń generujących energię elektryczną przekroczyła poziom 44% (Kądziaława 2004). Ta siedmiopunktowa różnica świadczy o znacznej przewadze technologicznej państw Unii Europejskiej nad Polską i przekłada się na wyższe koszty wytwarzania energii, a tym samym obniżenie konkurencyjności polskiej energetyki (Kądziaława 2004). Zawansowany wiek krajowych siłowni sprawia, że w najbliższych latach należy spodziewać się wycofywania znacznej ich liczby z ruchu lub odstawiania do modernizacji.

Szybki rozwój gospodarczy lub wzrost dochodów odbiorców prawie zawsze idzie w parze ze znacznym wzrostem zużycia energii. Sytuacja gospodarcza kraju wskazuje, iż popyt na energię będzie wzrastał, zwłaszcza w sektorach transportu, usług i mieszkalnictwa (Kamrat 2009). Polska Grupa Energetyczna szacuje, że popyt na energię elektryczną będzie się zwiększał średnio o 1–1,7% rocznie (Prądu... 2012). Istniejące oszacowania wskazują, że w roku 2030 zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie wynosić około 162 TW·h (tab. 1.3).

Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw szczególnie istotne znaczenie ma wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną. Zakładając nawet pesymistyczny wariant wzrostu Produktu Krajowego Brutto w Polsce w ciągu najbliższych 20 lat, deficyt zainstalowanej mocy

Tabela 1.3

Zapotrzebowanie na energię elektryczną [TW·h]

Table 1.3

Electricity demand [TW·h]

Wyszczególnienie	Rok				
	2015	2020	2030	2040	2050
Zapotrzebowanie finalne na energię elektryczną dla scenariusza Niskiego zapotrzebowania	124	135	149	167	179
Zapotrzebowanie finalne na energię elektryczną dla scenariusza Referencyjnego	127	140	162	186	204
Zapotrzebowanie finalne na energię elektryczną dla scenariusza Wysokiego zapotrzebowania	128	144	171	202	225

Źródło: Gawlik red. i in. 2013

elektrycznej wyniesie kilka tysięcy megawatów (Musiał 2014). Fakt ten, wraz z analizą obecnej struktury źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, jednoznacznie wskazuje, że w najbliższych latach jednym z warunków bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców w Polsce będą nowe inwestycje w podsektorze wytwarzania energii. W przeciwnym razie bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej już za kilka lat może być zagrożone, ponieważ ani odnawialne źródła energii (wysokie koszty), ani poprawa efektywności, ani import (ograniczone możliwości) nie wystarczą na uzupełnienie ubytku dostaw ze źródeł konwencjonalnych (Jeżowski 2011; Kasprzyk i in. 2008; Prądu... 2012; Zaporowski 2009). Urząd Regulacji Energetyki w swoim rocznym sprawozdaniu z działalności ocenił, że po 2015 roku nie można wykluczyć przerw w dostawach energii elektrycznej z powodu niedoboru mocy (Prądu... 2012).

Przy utrzymaniu średniego tempa wzrostu zapotrzebowania na moc elektryczną na poziomie 4%, wymagane są roczne przyrosty netto krajowych zdolności wytwórczych na poziomie nie niższym niż 1000 MW (Kasprzyk i in. 2008). Wyznacza to program inwestycyjny na nieznaną dotychczas w podsektorze skalę. Jednocześnie, z racji przyjętych zobowiązań w zakresie redukcji emisji CO₂, struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce musi ulegać stopniowej dywersyfikacji, ewoluując w kierunku niskoemisyjnych technologii (Bil i in. 2010).

Problem budowy nowych, a także modernizacji istniejących mocy jest ściśle związany z aspektem finansowym. Obecnie perspektywy finansowania projektów energetycznych wyraźnie maleją ze względu na rosnącą ostrożność banków w finansowaniu energetyki. Powodem jest niska wycena wartości spółek energetycznych i ich niska zdolność kredytowa. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że trudno jest zorganizować środki kapitałowe dla tego typu inwestycji, ponieważ coraz trudniej jest wykazać rentowność projektów energetycznych. Dlatego firmy energetyczne wycofują się z wcześniej zapowiadanych inwestycji.

Częściowo wynika to z faktu utrzymywania w obrocie regulowanych cen energii, zbyt niskich dla zapewnienia zwrotu z inwestycji (Jeżowski 2011; Kasprzyk i in. 2008; Ney 2009).

Wdrożenie zasad zrównoważonego rozwoju i polityki klimatycznej w elektroenergetyce jest wielkim wyzwaniem dla Polski. Polska elektroenergetyka musi ponieść wielki wysiłek, aby sprostać wymogom, jakie narzuciły dyrektywy UE oraz wypracowywanej obecnie strategii gospodarki niskoemisyjnej do 2050 roku. Najnowsze, bardzo ambitne, założenia polityki klimatycznej, ujęte w mapie drogowej 2050 (*A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*), stanowią dla sektora elektroenergetycznego wielką rewolucję (Jeżowski 2011; Komunikat... 2011).

Nowym wyzwaniem jest również realizacja wymagań dyrektywy 2001/80/WE (LCP – *Large Combustion Plant*) dotyczącej poziomów emisji SO_2 , NO_x i pyłów (Dyrektywa... 2001). W szczególności trudna sytuacja występuje w zakresie redukcji SO_2 i NO_x . Polskie elektrownie emitują obecnie od 500–550 mg NO_x/m^3 , podczas gdy zgodnie z normami unijnymi od 2016 roku emisja ta nie może przekroczyć poziomu 200 mg NO_x/m^3 . Opóźnienia dotyczące modernizacji elektrowni w zakresie instalacji odsiarczania spalin powodują, że niektóre bloki już są wyłączane z ruchu ze względu na przekroczenia emisji, z czego znaczna część ze względu na wiek nie nadaje się do modernizacji, lecz wymaga całkowitej wymiany (Jeżowski 2011).

Wybór konkretnej technologii będzie wynikał przede wszystkim z rachunku ekonomicznego. Biorąc jednak pod uwagę obecne założenia polityki energetycznej UE, również aspekty ekologiczne będą odgrywać ważną rolę przy wyborze technologii wytwarzania energii elektrycznej (Kaliski i in. 2009; Kamrat 2007b).

1.1.3. Uwarunkowania wykorzystania narzędzi wspomagania decyzji wyboru inwestycji w branży energetycznej

Niepewne, zmienne ceny energii, surowców energetycznych i uprawnień do emisji CO_2 stanowią zagrożenie dla wykazania opłacalności ekonomicznej inwestycji energetycznych. Wahania cen stwarzają wysoki stopień niepewności w procesie planowania i są powodem ponoszenia kosztów na ograniczenie ryzyka. Zwłaszcza wysoka zmienność cen energii elektrycznej przyczyniła się do stworzenia klimatu niepewności dla przedsiębiorstw energetycznych i inwestorów oraz klimatu nieufności wśród konsumentów, organów regulacyjnych i ustawodawców. Także fluktuacje cen nośników energii oraz zachwiania dostaw negatywnie wpływają na sytuację gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych. Tym samym skutki podejmowania decyzji w takich warunkach, przy uwzględnieniu złożoności relacji występujących w sektorze energetycznym, są trudne do przewidzenia, zwłaszcza gdy horyzont czasowy jest odległy (Bhattacharya, Kojima 2012; Henning i in. 2003; Kamiński 2010; Yang, Blyth 2007).

W elektroenergetyce nakłady kapitałowe są wyższe niż w innych sektorach. Koszty finansowania inwestycji są wysokie, a okres zwrotu kapitału jest bardzo długi. W niektórych przypadkach może być dłuższy niż 20 lat. Dodatkowo wytwórcy energii nie mają pełnej

swobody dysponowania swoimi mocami ze względu na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa systemu na warunkach określonych przez organy państwa i operatora. Niejednokrotnie są to warunki, na jakich inwestor nie prowadziłby produkcji w normalnych okolicznościach rynkowych, czyli bez należytego wynagrodzenia. Te cechy powodują, że inwestycje w moce wytwórcze w elektroenergetyce są na ogół obarczone wyższym ryzykiem sektorowym niż inwestycje w innych gałęziach gospodarki (Bhattacharya, Kojima 2012; Bil i in. 2010).

Ryzyka związane z inwestycjami kapitałowymi w tym sektorze są więc bardzo duże i różnorodne. Z uwagi na znaczną liczbę niepewności przedsiębiorstwa energetyczne coraz częściej płacą ogromne składki na ubezpieczenie się od się od ryzyka związanego z produkcją energii elektrycznej. Takie pokrycie ryzyka staje się wielkim obciążeniem dla przedsiębiorstwa, dlatego ograniczanie ryzyka inwestycji powinno stać się jednym z wyraźnych celów inwestorów działających w sektorze energetycznym (Bhattacharya, Kojima 2012; Projected... 2005; Tackling... 2007).

Wyniki badań przeprowadzone przez Kienzle i jego zespół potwierdzają, że inwestorzy, a przede wszystkim ci z branży elektroenergetycznej obawiają się ryzyka (Kienzle i in. 2007).

Inwestycje w sektorze energetycznym, oprócz nieprzewidywalności cen energii, cen surowców energetycznych i cen uprawnień do emisji CO₂, charakteryzują się dwiema ważnymi cechami typowymi dla inwestycji rzeczowych. Po pierwsze, są one częściowo lub całkowicie nieodwracalne – to znaczy, że poniesione nakłady inwestycyjne są częściowo lub w całości nie do odzyskania (zainwestowany kapitał staje się całkowicie lub częściowo „utopiony”) (Awerbuch, Berger 2003a; Fortin i in. 2007; Szolgayova i in. 2008; Yang, Blyth 2007). Po drugie, inwestorzy mają możliwość wyboru momentu, w którym rozpoczną inwestycję. Mogą oni inwestować w projekt energetyczny w danej chwili, jeśli uważają, że zwrot z inwestycji jest wystarczająco wysoki, lub też mogą opóźnić inwestycję (Szolgayova i in. 2008; Yang, Blyth 2007). Istnieją co najmniej trzy powody dla których wielu inwestorów zwleka z rozpoczęciem inwestycji. Po pierwsze, oczekiwanie pozwoli uzyskać więcej informacji, po drugie, pozwoli poprawić techniczne możliwości rozwiązania problemu i po trzecie, da inwestorom możliwość wykorzystania zasobów na inne działania lub inwestycje (Verbruggen i in. 2011; Yang, Blyth 2007). Innymi słowy, inwestorzy mają możliwość uruchomienia projektu w dowolnym czasie. Mają również swobodę rezygnacji, rozszerzenia lub ograniczenia projektu, nawet po realizacji inwestycji. Dodatkowo, istnieje wiele wariantów operacyjnych (np. przyłączenie modułu CCS – *Carbon Capture and Storage*), które dają inwestorowi elastyczność w zarządzaniu. Dobra metodologia oceny projektu energetycznego powinna w sposób ilościowy uwzględniać: niepewność związaną z nieprzewidywalnością cen, nieodwracalność inwestycji i elastyczność decyzyjną (Szolgayova i in. 2008; Yang, Blyth 2007).

Tradycyjne techniki wyceny oparte na zdyskontowanych przepływach pieniężnych nie są najlepszym narzędziem do oceny inwestycji obarczonych dużym ryzykiem, zwłaszcza w przypadku nieodwracalności inwestycji lub możliwości jej odroczenia, bądź w przypadku

gdy istnieje możliwość elastycznego zarządzania projektem inwestycyjnym (Abadie, Chamorro 2008; Fortin i in. 2007). W takich przypadkach zaleca się zwykle stosowanie do wyceny metody wykorzystującej ideę opcji rzeczowych. Elastyczność decyzyjna, wpływ na środowisko przyrodnicze, stopniowa liberalizacja rynków energii wraz z wieloma rodzajami niepewności, powodują, że do oceny inwestycji w sektorze energetycznym można wykorzystywać metody czerpiące z idei opcji rzeczowych (Abadie, Chamorro 2008; Fortin i in. 2007; Szolgayova i in. 2008).

Większość metod wyceny projektów inwestycyjnych zaniedbuje również ważny element, jakim jest wpływ oddziaływania projektu na pozostałe zrealizowane lub realizowane przez podmiot inwestycje, pomijając w ten sposób efekt synergii i dywersyfikacji. Stosowane metody często nie biorą pod uwagę ograniczonych zasobów przedsiębiorstwa, co może uniemożliwić realizację projektu (Gustafsson 2005; Marrero, Ramos-Real 2010). Ponieważ każda decyzja ma wpływ na portfel wytwórcy firmy, zwłaszcza te z dużym doświadczeniem, zaczęły zdawać sobie sprawę, że problem oceny szans i związane z tym ryzyko każdej inwestycji musi być analizowane w bardziej systematyczny sposób, zwłaszcza w obecnej trudnej sytuacji gospodarczej (Caron i in. 2007).

Kryzys gospodarczy pokazał, że przedsiębiorstwa, które nie potrafią elastycznie dostosowywać się do nowych warunków, mają trudności z przetrwaniem. Dlatego w tym nowym złożonym otoczeniu, pełnym niepewności i ryzyka, firmy przenoszą swoją uwagę z problemu zapewnienia bezpiecznych dostaw energii po ustalonej przez regulatora cenie na rzecz osiągania zysku. Jednocześnie względy dotyczące kwestii ograniczenia ryzyka uzasadniają dążenie przedsiębiorstw energetycznych do dywersyfikacji technologicznej i przebudowywania strategii na najbliższe lata (Bhattacharya, Kojima 2012; Kamrat, Augusiak 2006; Kamrat 2009; Kamrat 2007c; Popczyk 2009; Rocha, Kuhn 2012).

Zdywersyfikowany portfel aktywów zapewnia najlepszą ochronę przed ryzykiem. W zasadzie argument dla różnorodności w sektorze energetycznym jest podobny do tego stosowanego w finansach, dwa nieskorelowane aktywa tworzące portfel pozwalają na osiągnięcie niższego ryzyka niż każde z tych aktywów osobno (Awerbuch i in. 2005a; Thoma, Krysiak 2010). Oznacza to, że możliwe jest ograniczenie ryzyka poprzez jednoczesne wykorzystanie kilku źródeł energii, których przepływy pieniężne nie są ze sobą skorelowane lub są ujemnie skorelowane (Huang, Wu 2008; Marrero, Ramos-Real 2010). Dlatego dywersyfikacja struktury wytwórczej przedsiębiorstwa energetycznego może przynieść wiele korzyści i to nie tylko przedsiębiorstwu ale i całemu systemowi elektroenergetycznemu, którego częścią są aktywa wytwórcze poszczególnych przedsiębiorstw. Wśród najczęściej wymienianych korzyści wskazuje się (Costello 2005; Thoma, Krysiak 2010):

- ograniczenie narażenia na ryzyko cenowe paliw,
- ograniczenie zmienności ceny energii elektrycznej,
- zwiększenie niezawodności dostaw energii elektrycznej,
- zmniejszenie ryzyka związanego z polityką regulacyjną,
- zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego w zakresie zarządzania nieoczekiwanymi zdarzeniami.

W najbliższych dziesięcioleciach rozwój podsektora wytwarzania energii elektrycznej nie będzie opierał się na jednej, dominującej technologii energetycznej. Fakt ten wymaga z jednej strony nowego podejścia do powiązania zagadnień planowania rozwoju długoterminowego z konstruowaniem strategii firmy, z drugiej strony musi odpowiadać na nowe kierunki rozwoju całego podsektora. Obecnie, aby skutecznie móc funkcjonować na tym konkurencyjnym rynku, przedsiębiorstwa muszą posiadać starannie przygotowane i realizowane strategie rozwoju, które w aktywny sposób dostosowywane są do nowych warunków funkcjonowania (Kamrat 2007b; Peszko 2002; Stós 2009).

Wybór struktury technologii wytwarzania energii elektrycznej, która będzie najbardziej odpowiednia dla realizacji bieżących celów strategicznych przedsiębiorstwa w perspektywie średnioterminowej jest wyborem podejmowanym na podstawie wielu często wykluczających się i niejednoznacznych przesłanek. Mimo że instrumenty rynkowe są najczęściej stosowanymi narzędziami, to, aby efektywnie zarządzać ryzykiem w procesie planowania struktury wytwórczej przedsiębiorstwa w ramach przygotowania i realizacji strategii rozwoju firmy, powinny być wzięte pod uwagę również istniejące ramy polityki energetycznej na poziomie kraju i Europy w zakresie konkurencji, bezpieczeństwa dostaw i ochrony środowiska. Nieprzewidywalność przyszłych cen paliw kopalnych, cen uprawnień do emisji CO₂ i cen energii oraz niepewność inwestorów co do długoterminowej polityki dotyczącej energii odnawialnej powodują wzrost ryzyka, utrudniając inwestorom porównanie rentowności różnych inwestycji energetycznych (Szabó, Jäger-Waldau 2008). Stąd potrzeba planowania i wykorzystywania narzędzi wspomagających podejmowanie decyzji, które są w stanie uwzględnić specyfikę podsektora elektroenergetycznego i związane z nim zagrożenia. Ze względu na szeroki zakres i rosnące znaczenie niepewności, techniki ilościowego oznaczania tego typu ryzyka są coraz powszechniej stosowane przez przedsiębiorstwa (Geiger 2011; Kienzle, Andersson 2008; Ostrowska 2004).

Wiele z tradycyjnych narzędzi wspomagania decyzji planowania inwestycji jest oparta na deterministycznych technikach, mających na celu wytypowanie technologii o najniższych kosztach wytwarzania energii, bez oceny kosztów związanych z tym zagrożeniami (Huang, Wu 2008; Vithayasrichareon, MacGill 2012). Należy do nich bardzo popularna metoda kalkulacji zaktualizowanych kosztów wytwarzania energii (LCE – *Levelized Cost of Energy*) (Vithayasrichareon, MacGill 2012).

W konkurencyjnym otoczeniu głównym celem przedsiębiorstwa energetycznego jest maksymalizacja zysków przy założonym poziomie ryzyka. Jednak w gospodarkach o największym stopniu liberalizacji działalności i minimalnym udziale państwa w życiu gospodarczym, najważniejszym celem jest dążenie do maksymalizacji wartości przedsiębiorstwa. Zjawiskiem, które można uważać za zbieżne z tym celem podstawowym jest dążenie podmiotów do rozwoju poprzez ich wzrost. Cel ten można osiągnąć poprzez pozyskiwanie nowych klientów, czy też wzbogacanie swojej oferty, co zasadniczo wiąże się z koniecznością zwiększania potencjału produkcyjnego lub usługowego firmy (Gökgöz, Atmaca 2012; Stós 2009).

Dążenie do minimalizacji ryzyka przy jednoczesnej maksymalizacji wartości przedsiębiorstwa obliuguje do stworzenia strategii inwestycyjnej uwzględniającej zarządzanie ryzy-

kiem, gdzie konwencjonalne podejście deterministyczne opisane powyżej zostałyby rozszerzone o element analizy ryzyka. W większości przypadków nie jest możliwe dokładne określenie przepływów pieniężnych projektu, pomimo że zasoby wymagane dla projektów są znane. Wynika to z tego, że koszty nie są stałe ze względu na wpływ innych projektów. Dlatego wykorzystuje się programowanie stochastyczne (probabilistyczne) i programowanie rozmyte do przezwycięzenia tego problemu. Narzędzia te z punktu widzenia ryzyka pozwalają lepiej odwzorować rzeczywistość w modelu (Gökgöz, Atmaca 2012; Golmohammadi, Pajoutan 2011; Vithayasrichareon, MacGill 2012).

Deterministyczne podejście daje możliwość oceny szeregu alternatyw tzw. scenariuszy, ale nie daje ważnej informacji, jakie jest prawdopodobieństwo wystąpienia różnych wyników alternatywnych. Siłą probabilistycznych metod, takich jak Monte Carlo, jest to, że w obliczeniach uwzględniane są pełne zakresy możliwych wartości kluczowych zmiennych. Uwzględnienie niepewności parametrów w obliczeniach daje spójną podstawę do porównań wyników. Te probabilistyczne metody są szczególnie przydatne, gdy liczba niepewnych zmiennych jest duża. Jednocześnie ważną kwestią jest to, że najważniejsze czynniki ryzyka są nie tylko niepewne, ale często ze sobą skorelowane. Nieuwzględnienie korelacji może prowadzić do błędnych wyników. Metoda Monte Carlo rozwiązuje ten problem dzięki możliwości przypisania współczynników korelacji charakteryzujących istniejące relacje pomiędzy niepewnymi zmiennymi (Feretic, Tomsic 2005; Gardner 1996; Marrero, Ramos-Real 2010).

Biorąc pod uwagę liczne niepewności i ich wzajemne relacje, przy planowaniu inwestycji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej sensowne jest odejście od formuły, polegającej na indywidualnej ocenie poszczególnych technologii, na rzecz oceny portfeli technologii wytwarzania energii. Rygorystyczna ocena ekonomiczna planowanych do zastosowania technologii często wymaga, aby była ona przeprowadzona w kontekście portfela, w jakim technologie te będą funkcjonować, np. struktury wytwórczej przedsiębiorstwa (Awerbuch, Yang 2007; Naughten 2003).

Przedstawione powyżej uwarunkowania determinują wybór odpowiedniej metody pozwalającej na uwzględnienie wpływu bardzo dużej liczby czynników w procesie doboru technologii energetycznych wytwarzania energii elektrycznej do portfela wytwórczego i planowania struktury produkcyjnej podmiotów funkcjonujących w sektorze energetycznym (Kamiński 2010).

2. Wspomaganie decyzji inwestycyjnych

Strategicznym celem przedsiębiorstw energetycznych jest zmniejszenie ekspozycji na ryzyko i maksymalizacja łącznej wartości firmy. Zmniejszenie ogólnego ryzyka związanego z portfelem projektów poprzez ich dywersyfikację jest podstawą koncepcji efektywnego zarządzania portfelem. Jeśli każdy projekt inwestycyjny charakteryzuje się określonym ryzykiem i wartością, a ryzyka poszczególnych projektów nie są ze sobą skorelowane, to łącząc inwestycje ze sobą w jeden portfel można doprowadzić do zmniejszenia całkowitego ryzyka (Han i in. 2004).

Tradycyjne metody wyceny projektów koncentrują się zwykle na kryterium zysku pojedynczej inwestycji, zaniedbując ryzyko oraz wpływ inwestycji na inne projekty w portfelu, ignorując w ten sposób możliwe efekty synergii i dywersyfikacji mające znaczący wpływ na ogólne ryzyko przedsiębiorstwa. Poziom ryzyka, którym obarczony jest portfel, determinuje jego atrakcyjność i decyduje o wyborze optymalnego projektu inwestycyjnego (Gustafsson 2005; Han i in. 2004). Prosta suma wartości ryzyka dla poszczególnych projektów może być znacząco różna od całkowitego ryzyka dla całego portfela (przedsiębiorstwa). W rezultacie przedsiębiorstwo wybierając projekt, może nie wybrać projektu dającego optymalną kombinację wartości i ryzyka na poziomie przedsiębiorstwa (Han i in. 2004).

Mając na uwadze zauważone i opisane powyżej niedostatki tradycyjnych metod, podjęto próbę wypracowania podejścia do oceny projektów energetycznych, które rozszerzyłoby i połączyłoby dotychczasowe metody w taki sposób, by eliminować lub minimalizować ich wady, mające przełożenie na wyniki końcowe, a tym samym na podejmowane na ich podstawie decyzje.

2.1. Ryzyko w energetyce

Rozróżniana się cztery podstawowe stany charakteryzujące poziom wiedzy na temat rzeczywistości (Awerbuch, Berger 2003a):

- pewność: sytuacja, w której można określić z prawdopodobieństwem równym jeden, jakie elementy składają się na daną sytuację oraz jaka jest wartość tych elementów – tym samym istnieje pełna wiedza na temat obecnych i przyszłych wewnętrznych i ze-

wewnętrznych warunków, dlatego dla każdej decyzji istnieje jeden wynik, który można dokładnie określić (Ostrowska 2004);

- ryzyko: sytuacja, w której co najmniej jeden z elementów składających się na warunki, w których podejmowana jest decyzja, jest nieznany, lecz znane jest prawdopodobieństwo wystąpienia tego nieznanego elementu – dlatego funkcję gęstości prawdopodobieństwa można sensownie określić w odniesieniu do zakresu możliwych wyników. Przykładem ryzyka może być np. przekroczenie budżetu projektu czy niewykonania projektu w terminie (Awerbuch, Berger 2003a; Frączkowski, Mechliński 2003; Michalski 2004; Ostrowska 2004);
- niepewność: sytuacja, w której nie można określić, które elementy składają się na daną sytuację, jaka jest wartość tych elementów lub jakie jest prawdopodobieństwo ich wystąpienia – dlatego nie podlegają ocenie przy pomocy prawdopodobieństwa, ponieważ nie istnieje żadna podstawa do przypisania prawdopodobieństw (Awerbuch, Berger 2003a; Frączkowski, Mechliński 2003; Michalski 2004; Ostrowska 2004). Niepewność wynika z braku wiedzy, braku determinizmu, braku kompletu informacji (Kalicki 2013). Niepewność to np. zjawiska pogodowe lub globalne, takie jak kryzysy spowodowane konfliktami wojennymi, które mogą mieć wpływ na realizację projektu, a którymi nie można zarządzać z poziomu realizatora projektu (Frączkowski, Mechliński 2003);
- niewiedza: nie istnieje podstawa do przypisania prawdopodobieństwa do wyników ani wiedza o wielu możliwych wynikach (Awerbuch, Berger 2003a).

Podstawową różnicą między ryzykiem i niepewnością jest to, że ryzyko jest czymś, co zwykle może być kontrolowane, podczas gdy niepewność jest poza czyjąkolwiek kontrolą. Ponadto ryzyko, jako kategoria mierzalna w odróżnieniu od niepewności, może być szacowane za pomocą różnorodnych metod. Szacowanie ryzyka w działalności gospodarczej polega na ocenie ilościowej lub jakościowej wpływu ryzyka na poziom opłacalności danego przedsięwzięcia (Liu, Wu 2007a; Nerć-Pelka 2009).

Kompromis między ryzykiem i zyskiem jest podstawą praktycznie wszystkich decyzji inwestycyjnych. W warunkach rynkowych ryzyko związane z inwestycjami energetycznymi jest jednym z ważniejszych zagadnień decyzyjnych. Problemy decyzyjne występujące w warunkach ryzyka mogą być rozwiązywane przy wykorzystaniu rachunku prawdopodobieństwa lub metod statystycznych. Na wielkość tego ryzyka wpływ mają czynniki rynkowe, techniczne, jak również te związane z polityką gospodarczą państwa. Ryzyko dotyczy także decyzji, a dokładniej działania podjętego w jej wyniku. Na ryzyko decyzji inwestycyjnej wpływają: ryzyko wynikające z niepewności natury i ryzyko wynikające ze stosunku inwestora do ryzyka (Kamrat 2007a; Michalski 2004; Stambaugh 1996).

Istnieją liczne metody pozwalające uwzględnić ryzyko w rachunku efektywności planowanych inwestycji, takie jak: metody korygowania efektywności projektu inwestycyjnego, rachunek wrażliwości, metody probabilistyczno-statystyczne, metody operacyjne, metody taksonometryczne (Kamrat 2007a). Każda z wymienionych metod bazuje na określonych założeniach, których niespełnienie może zniekształcić ocenę sytuacji oraz diagnozę

w zakresie ryzyka. Wśród najważniejszych założeń prezentowanych metod można wymienić: współzależność zmiennych, niezależność składników losowych, stacjonarność modeli, zgodność empirycznych rozkładów gęstości prawdopodobieństwa z rozkładami teoretycznymi (Ganczarek 2008).

Energetyka jest branżą, w której ryzyko odgrywa szczególną rolę. Wynika to ze struktury rynku i uregulowań prawnych oraz ze specyfiki towaru, jakim jest energia elektryczna. Długi i kapitałochłonny okres inwestycyjny powoduje, że produkcja energii elektrycznej jest bardzo ryzykownym przedsięwzięciem. Postępująca obecnie liberalizacja rynków energii, uwolnienie cen oraz zmiany strukturalne (konsolidacja branży) na krajowych i światowych rynkach energii zwiększają ryzyko funkcjonowania branży energetycznej. Dobra znajomość wewnętrznych i zewnętrznych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, świadomość zjawisk, działań i wydarzeń, które mogą przynosić straty jest niezbędna w branży energetycznej. Dlatego identyfikacja potencjalnych zagrożeń i działania zmierzające do redukcji ryzyka stają się koniecznością. Jest to pierwszy krok w rozwoju działalności gospodarczej opartej na świadomym i odpowiedzialnym działaniu (Guta, Ślusariuc 2010; Jurdiak, Wiktorowicz 2008; Kozłowski i in. 2003).

2.1.1. Procesy liberalizacji i deregulacji jako przyczyna wzrostu poziomu ryzyka w energetyce

Energetyka jest w trakcie burzliwych przemian. W wielu krajach zachodzą procesy liberalizacji i deregulacji rynków energii oraz restrukturyzacji branży elektroenergetycznej. Inwestycje w nowe moce nie są już napędzane przez wzrost popytu, lecz przez oczekiwane przyszłe zyski. Ekspozycja przedsiębiorstwa energetycznego na ryzyko odgrywa bardziej znaczącą rolę, ponieważ inwestorzy są bezpośrednio narażeni na wahania cen energii elektrycznej, gdyż nie są już chronieni przez taryfy ustalane przez regulatora rynku (Botterud, Korpås 2007).

Liberalizacja i ściśle związana z tym deregulacja oraz prywatyzacja przedsiębiorstw elektroenergetycznych o zintegrowanej pionowo strukturze i monopolistycznej pozycji na rynku energii a także rozwój mechanizmów konkurencji przyniosły firmom działającym w nowych warunkach wzrost różnego rodzaju ryzyk, wynikających głównie z wcześniej niedoświadczanej w takim stopniu niepewności rynkowej. Przed liberalizacją przedsiębiorstwa te zwykle uzyskiwały pomoc państwa, chociażby w formie gwarancji kredytowych, subsydiów lub bezpośredniej pomocy. Dzięki regionalnej wyłączności dostaw posiadały także stabilną grupę odbiorców oraz przychody. Ryzyko, za zgodą organów regulacyjnych, było w łatwy sposób przenoszane na odbiorców poprzez zmiany cen energii elektrycznej, którą obrót zdominowany był przez długoterminowe kontrakty dwustronne niezapewniające przejrzystości handlu (Poullikkas 2004; Roques 2008; Vehviläinen, Keppo 2003; Zerka 2013a).

Zmiany technologiczne i organizacyjne w produkcji energii elektrycznej, dostęp do nowych nośników energii (np. gazu ziemnego), rozwój technik teleinformatycznych oraz rozwój międzynarodowego handlu energią elektryczną przyczyniły się do dynamicznego

rozwoju sektora energetycznego i wpłynęły między innymi na ukształtowanie się nowych warunków na rynkach energii elektrycznej (Ganczarek 2008).

Liberalizacja rynku energii elektrycznej zainicjowała procesy prywatyzacji, decentralizacji i deregulacji, w ramach której nastąpiło uwolnienie cen oraz zwiększenie liczby oferowanych produktów. Przedsiębiorstwa energetyczne objęte zostały procesami prywatyzacji i zaczęły funkcjonować w środowisku konkurencyjnym, co zmieniło znacznie ich sytuację (Ganczarek 2008; Kozłowski i in. 2003; Poullikkas 2004; Weron 2004; Zerka 2013a). Wzrosły zarówno szanse na wyższe zyski z dokonanych przez przedsiębiorstwa energetyczne inwestycji, jak i zagrożenie poniesienia strat finansowych. Oznacza to, że w większym stopniu ryzyko jest ponoszone przez inwestorów, a w mniejszym przez odbiorców, ponieważ przeniesienie kosztów ryzyka na konsumentów jest znacznie ograniczone (Roques 2008; Weron 2004; Zerka 2013a).

Poziom ryzyka jest szczególnie wysoki na tych rynkach towarowych, na których zachodzi znaczna i szybka fluktuacja cen oraz wielkości zapotrzebowania.

Na szybkość i zakres fluktuacji cen energii elektrycznej ma wpływ fakt, że towar ten posiada szczególne cechy, które odróżniają rynek energii elektrycznej od pozostałych rynków towarowych, a mianowicie (Bunn 2000; Chmurski, Mielczarski 2001; Zerka 2013a):

- nie istnieją metody efektywnego i taniego magazynowania energii elektrycznej na skalę przemysłową,
- produkcja energii i jej zużycie musi być zrównoważone w każdej chwili,
- popyt w krótkim okresie ma nieelastyczny charakter,
- energia elektryczna ma strategiczne znaczenie dla gospodarki kraju oraz warunków życia społecznego,
- rynek produkcji energii elektrycznej ma często charakter oligopolistyczny,
- istnieje naturalny monopol sieci przesyłowych i rozdzielczych,
- energia elektryczna jest produktem trudno identyfikowalnym, co sprawia że rynek energii przypomina rynek finansowy,
- istnieją ograniczenia w zakresie możliwości swobodnego przemieszczania terytorialnego energii, wynikające głównie z ograniczeń przesyłowych w sieci.

Podobnie jak surowce energetyczne, energia elektryczna jest przedmiotem obrotu na giełdach towarowych. Jednym z najważniejszych miejsc obrotu energią elektryczną w Europie jest Europejska Giełda Energii (EEX – *European Energy Exchange*) w Lipsku. EEX składa się z rynku kasowego i rynku derywatów (Geiger 2011). Analogiczną strukturę ma polska Towarowa Giełda Energii (TGE), która jest obecnie najważniejszym rynkiem energii w kraju, dzięki temu funkcjonujące obecnie na rynku ceny energii elektrycznej można uznać za referencyjne dla ustalania cen na rynkach terminowych (Grudziński 2011).

Ważną cechą energii elektrycznej jest jej zależność od sieci. W konsekwencji, istnieje kilka oddzielonych rynków energii elektrycznej w Europie. Rynki te najczęściej pokrywają się z terytoriami państw. Krajowe sieci energetyczne są połączone ze sobą, jednak połączenia te są często wąskimi gardłami w systemie przesyłowym. Dlatego różne ceny energii mogą być notowane na poszczególnych rynkach. W wielu przypadkach ceny te nie

w pełni odzwierciedlają koszty wytwarzania i dostaw energii elektrycznej (Geiger 2011; Zerka 2013a).

Na zwiększenie ryzyka, na jakie narażone są przedsiębiorstwa energetyczne, wpływa również rozproszona odpowiedzialność za utrzymanie bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego oraz rosnąca swoboda odbiorców w zakresie wyboru dostawców energii. Cechą charakterystyczną obrotu staje się wzrost znaczenia kontraktów krótkoterminowych, transakcji zawieranych na otwartych aukcjach (giełdach energii) i coraz głębsze różnicowanie warunków dostaw energii w zależności od charakterystyk grup odbiorców (Zerka 2013a).

Doświadczenia krajów, które wdrożyły konkurencyjne rynki energii (między innymi Stanów Zjednoczonych (Wiser i in. 2004)) wskazują, że najpoważniejszym wyzwaniem, z jakim spotkały się przedsiębiorstwa energetyczne jest konieczność skutecznego zarządzania ryzykiem rynkowym (Kozłowski i in. 2003). Wdrożenie przez uczestników rynku narzędzi zarządzania ryzykiem wynika z narażenia ich na znaczne ryzyko spowodowane przez niestabilne warunki rynkowe, w tym występowania znacznej zmienności cen (fluktuacji) nie tylko sezonowej, ale przede wszystkim dobowej. Szczególnie dotyczy to rynku energii elektrycznej, który jest bardzo zmienny w porównaniu z jakimkolwiek rynkiem papierów wartościowych lub towarów. Średnia dzienna zmienność na rynku energii może wynieść aż 50%, podczas gdy na tradycyjnych rynkach kapitałowych osiąga około 1,5% (Kozłowski i in. 2003).

Optymalne zarządzanie tymi nowymi zagrożeniami jest obecnie w centrum uwagi przedsiębiorstw energetycznych na całym świecie jako priorytet w procesie planowania produkcji (Bruno, Sagastizábal 2011; Vehviläinen, Keppo 2003).

2.1.2. Zarządzanie ryzykiem

Zarządzanie ryzykiem nie polega na unikaniu ryzyka ale na wykorzystaniu wiedzy i umiejętności do jego oszacowania oraz uzyskania optymalnego wyniku. To stały proces podejmowania i realizowania decyzji, które redukują ryzyko dopasowując je do poziomu akceptowanego, zależnego od skłonności inwestorów do jego ponoszenia (Kalicki 2013).

Zarządzanie ryzykiem w znacznym stopniu decyduje o pozycji konkurencyjnej przedsiębiorstw na rynku, a tym samym o ich możliwościach rozwojowych w nowej sytuacji (Zerka 2013b). Proces zarządzania ryzykiem powinien być zaprojektowany w taki sposób, aby wykluczyć możliwość poniesienia strat, które mogą zagrozić egzystencji przedsiębiorstwa. Rozpoznanie ryzyk i wdrożenie skutecznych narzędzi ich ograniczania pozwala na podjęcie skutecznych działań prewencyjnych wobec zagrożenia (Weron 2008).

Zmniejszanie ryzyka dla przedsiębiorstw energetycznych jest ważne, ponieważ ryzyko kosztuje (Mitchell i in. 2006). Ponoszenie niskiego ryzyka przez firmę w dłuższej perspektywie poprawia dostęp przedsiębiorstw energetycznych do rynków kapitałowych i zmniejsza koszt kapitału, zwiększając tym samym liczbę (atrakcyjnych) tańszych, bardziej efektyw-

nych dla przedsiębiorstw i klientów projektów możliwych do realizacji (Caron i in. 2007; Mitchell i in. 2006).

System skutecznego zarządzania ryzykiem na rynku energii elektrycznej powinien realizować takie cele jak wspieranie ogólnej strategii przedsiębiorstwa i zwiększanie jego wartości (Kozłowski i in. 2003).

Kompletna procedura oceny ryzyka składa się z pięciu kroków (Vose 2002):

- identyfikacji ryzyka,
- jakościowego opisu ryzyka (co może się zdarzyć, co można zrobić, aby zmniejszyć ryzyko, prawdopodobieństwo wystąpienia itp.),
- ilościowej analizy ryzyka i związanej z nim możliwości zarządzania ryzykiem,
- realizacji zatwierdzonej strategii zarządzania ryzykiem,
- komunikowania decyzji i ich podstaw stronom zainteresowanym.

Zarządzanie ryzykiem jest procesem zmierzającym do osiągnięcia pożądanego wyniku, uwzględniając istniejące ryzyka, poprzez przyjęcie określonej strategii (Ganczarek 2008). Do najbardziej popularnych strategii zalicza się (Henning i in. 2003; Mitchell i in. 2006):

- unikanie ryzyka – polegające na takiej modyfikacji planów realizacji projektu, by zlikwidować dane ryzyko (niestety nie można w praktyce wyeliminować wszystkich zdarzeń, z którymi wiąże się niebezpieczeństwa) albo korzystnie zmienić uwarunkowania z nim związane,
- transfer ryzyka – działanie polegające na przeniesieniu skutków wystąpienia ryzyka na inny podmiot. Jest ono najskuteczniejsze w obszarze finansów i wiąże się zazwyczaj z koniecznością wypłacenia premii podmiotowi przyjmującemu ryzyko (np. ubezpieczenie na wypadek klęski żywiołowej),
- akceptację ryzyka – polega na przyjęciu i udźwignięciu wszelkich konsekwencji wynikających z ewentualnego wystąpienia niekorzystnego zjawiska. Jest to świadoma decyzja osób zarządzających ryzykiem, by nie wprowadzać żadnych zmian w planie projektu związanych z wystąpieniem danego niekorzystnego zjawiska. Istnieją dwa podstawowe typy akceptacji ryzyka: aktywna i pasywna. Pasywna akceptacja polega na przyjęciu ryzyka bez podejmowania jakichkolwiek działań w celu rozwiązania problemów, jakie się z nim wiążą. Natomiast aktywna akceptacja polega na pogodzeniu się z ryzykiem, ale wymaga stworzenia specjalnego planu działania w razie wystąpienia niekorzystnego zdarzenia, a w niektórych przypadkach tzw. planu odwrotu,
- ograniczanie (redukcja) ryzyka – to najpowszechniejsza ze wszystkich strategii zarządzania ryzykiem. Proces ten polega na podejmowaniu określonych działań prowadzących do zmniejszenia prawdopodobieństwa lub skutków ryzyka.

Przedsiębiorstwa energetyczne powinny stosować się do trzech podstawowych zasad zarządzania ryzykiem (Zerka 2013a):

- należy określić maksymalną stratę, która może wynikać z określonego ponoszonego ryzyka i w przypadku dużego zagrożenia należy podjąć działania w ramach wybranej strategii zarządzania ryzykiem;

- przy wyborze strategii zarządzania ryzykiem należy uwzględniać różne uwarunkowania, w tym stopień zagrożenia i prawdopodobieństwo jego wystąpienia (np. ubezpieczenia są najbardziej efektywne dla ryzyk o wysokim wymiarze i małym prawdopodobieństwie wystąpienia),
- należy zachować rozsądne relacje pomiędzy kosztami zarządzania ryzykiem i korzyściami, jakie to zarządzanie może przynieść przedsiębiorstwu (nie należy więc ponosić ryzyka o wysokim wymiarze i stosunkowo niskich kosztach zarządzania, a także ponosić zbyt wysokich kosztów zarządzania ryzykiem o potencjalnie niewielkim wymiarze).

Należy przyjąć, że w przypadku wytwórców energii wielkość zaangażowanego kapitału i brak możliwości podejmowania alternatywnej produkcji praktycznie wyklucza możliwość unikania ryzyka (rezygnacji z udziału w rynku). Dlatego też podstawową formą kontroli ryzyka jest jego ograniczanie poprzez zapobieganie zdarzeniom niosącym ryzyko oraz ograniczanie potencjalnych strat w przypadku wystąpienia tego rodzaju zdarzeń (Zerka 2013a). Głównym działaniem ukierunkowanym na ograniczenie ryzyka wytwórców energii na rynku jest dywersyfikacja, w tym szczególnie (Liu, Wu 2007a; Zerka 2013a):

- dywersyfikacja źródeł energii, w tym przestrzenna (w ramach konfiguracji systemu elektroenergetycznego), technologiczna oraz pod względem wielkości mocy wytwórczej jednostek,
- dywersyfikacja paliw do produkcji energii i źródeł oraz kierunków zaopatrzenia w paliwa.

Włączenie do portfela jednoskładnikowego (który do tej pory zawierał tylko jedną grupę aktywów) drugiego składnika, prowadzi prawie zawsze do obniżenia ryzyka, czasami nawet przy jednoczesnym wzroście stopy zwrotu z portfela. Umiejętne konstruowanie portfela aktywów może prowadzić do znacznej redukcji ryzyka (Michalski 2011).

Zróznicowanie zawartości portfela przez kombinację różnych rodzajów aktywów, bez dokładnego określenia stopnia powiązania między nimi skutkuje zwykle niewielką redukcją ryzyka. Właściwie przeprowadzona dywersyfikacja musi uwzględniać powiązania (korelacje) między aktywami (Michalski 2011).

Najczęstszymi przyczynami realizacji procesu dywersyfikacji przez firmy są niepewność oraz strategiczne interakcje (interakcja strategiczna wywodzi się z teorii gier i oznacza wzajemne ocenianie, w którym konkurent A próbuje sporządzać mapę swych własnych najlepszych sposobów działania na podstawie wyliczenia możliwości działania konkurenta B). Zoettl (2008) przeanalizował zachęty inwestycyjne na zliberalizowanych rynkach energii elektrycznej pokazując jak optymalna strategia firmy w kontekście wahań popytu i strategicznych interakcji zbiega się z przyjęciem portfela różnych technologii. Krysiak (2009) zwrócił uwagę, że niepewność kosztów może również stanowić dla przedsiębiorstw zachętę do technologicznej dywersyfikacji.

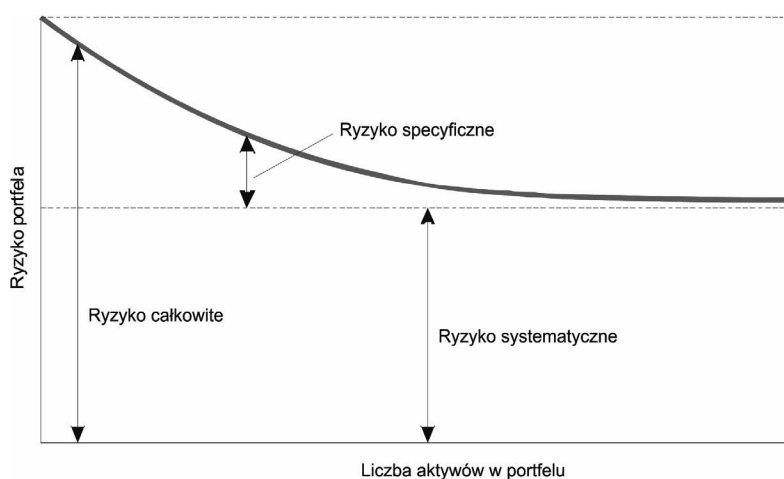
Wyróżnia się trzy grupy czynników, które są źródłem ryzyka w procesie inwestycyjnym. Są to (Nita 2010; Ostrowska 2004):

- czynniki makroekonomiczne, które związane są z sytuacją ogólnogospodarczą kraju i stosunkami międzynarodowymi,

- czynniki mezogospodarcze, które odnoszą się do danej branży lub sektora, w którym realizowany jest projekt inwestycyjny,
- czynniki mikrogospodarcze, które dotyczą uwarunkowań wewnątrz podmiotu, w tym sytuacji finansowej realizującego inwestycję.

Opierając się na tych trzech głównych źródłach ryzyka oraz na teorii portfelowej można zidentyfikować dwa główne rodzaje ryzyka: ryzyko systematyczne (inaczej ryzyko rynkowe) oraz ryzyko specyficzne (inaczej ryzyko niesystematyczne lub ryzyko szczególne) (Awerbuch, Yang 2007; Hishamuddin 2006).

Całkowite ryzyko to suma ryzyka systematycznego i ryzyka specyficznego (rys. 2.1) (Chaves-Schwintek 2011).



Rys. 2.1. Redukcja ryzyka w procesie dywersyfikacji
Źródło: (Hishamuddin 2006)

Fig. 2.1. Risk reduction in diversification process

Źródłem ryzyka systematycznego są czynniki ogólnogospodarcze. Są one związane z realizacją wszystkich projektów inwestycyjnych. Natomiast źródłem ryzyka specyficznego są czynniki mezogospodarcze i mikrogospodarcze. Ryzyko tego typu odnosi się do konkretnych projektów i może dotyczyć tylko określonego wariantu danego projektu inwestycyjnego (Ostrowska 2004).

Ryzyko specyficzne jest z natury dywersyfikowalne. Jednak nawet dobrze zdywersyfikowany portfel aktywów nigdy nie jest wolny od ryzyka. Powodem tego jest systematyczne ryzyko, które jest ryzykiem wspólnym dla wszystkich rodzajów aktywów i wynika z ogólnego wpływu rynku (ruchów w gospodarce jako całości). W tym sensie efekt dywersyfikacji jest ograniczony do ryzyka specyficznego (Chaves-Schwintek 2011; Hishamuddin 2006).

2.1.3. Miary ryzyka

Istnieją dwa podejścia do ryzyka rozumianego z punktu widzenia jego efektów. W pierwszym określa się ryzyko jako możliwość poniesienia szkody lub straty (traktując ryzyko jako zagrożenie). W drugim ryzyko traktuje się jako możliwość wystąpienia efektu działania niezgodnego z oczekiwaniami (z planem). Efekt ten może być gorszy lub lepszy od oczekiwanego, a co za tym idzie ryzyko traktowane jest jako zagrożenie lub szansa (Kalicki 2013; Liu, Wu 2007a; Michalski 2004; Weron 2008; Zerka 2013a).

Przyjmując, że ryzyko jest odzwierciedleniem złych wyników związanych z danym planem, to z punktu widzenia całego przedsięwzięcia ryzykiem jest, przede wszystkim, możliwość niezrealizowania planowanego (oczekiwanego) zysku netto lub planowanego (oczekiwanego) przepływu pieniężnego (Schilmoeller 2004; Weron 2008).

Jeżeli ryzyko jest postrzegane jako oczekiwany efekt decyzji inwestycyjnej, to odzwierciedleniem ryzyka jest zmienność oczekiwanej stopy zwrotu z inwestycji. Zwiększenie ryzyka powinno iść w parze ze zwiększeniem oczekiwanej stopy zwrotu z inwestycji (Jajuga 2000a).

Większość uczestników rynku charakteryzuje się awersją do ryzyka, czyli niechęcią do podejmowania ryzyka. Z drugiej strony każdemu rodzajowi ryzyka towarzyszy premia za ryzyko, o którą zwiększa się oczekiwana stopa zwrotu z inwestycji. Zatem w tych samych warunkach niepewności różne podmioty mogą podejmować decyzje o różnym natężeniu ryzyka, starając się je optymalizować w kontekście swojej awersji do ryzyka. Tak określone subiektywne ryzyko mierzone jest na gruncie teorii użyteczności (Engles 2004; Ganczarek 2008; Kienzle i in. 2007; Kutner 2009a).

Pojęcie ryzyka jest wysoce subiektywne, ponieważ każdy podmiot ma swoją własną percepcję ryzyka. Balzer (2001) stwierdza, iż nie ma jednej powszechnie akceptowalnej miary ryzyka. Sugeruje on, że miary ryzyka inwestycyjnego powinny uwzględniać względność ryzyka, wielowymiarowość ryzyka, asymetrię ryzyka i jego nieliniowość. Rachev i inni (2005) podsumowują pożądane właściwości idealnej miary ryzyka, uwzględniając preferencje inwestorów. Jednak żadna z zaproponowanych w literaturze miar ryzyka nie uwzględnia wszystkich wymienionych jego właściwości. Istnieje jednak kilka miar ryzyka, które mogą być z powodzeniem wykorzystane.

W literaturze przedmiotu miary ryzyka dzieli się ogólnie na trzy grupy (Jajuga 2000a; Kalicki 2013; Weron, Weron 2000):

- miary wrażliwości (ang. *sensitivity measures*) (analiza luki, *Greeks*, *bpy*, *duration*, *convexity*) – odzwierciedlające wpływ czynników ryzyka na kształtowanie się zmiennych,
- miary zmienności (ang. *volatility measures*) (wariancja, semiwariancja, współczynniki zmienności, rozstęp, asymetrie) – odzwierciedlające zmiany rozpatrywanych zmiennych lub ich stóp zwrotu,
- miary zagrożenia (ang. *downside risk measures*) (*Value at Risk*, *stress test*, *crash test*, *expected shortfall*) – odzwierciedlające możliwe niekorzystne odchylenia od oczekiwanych wartości zmiennych oraz ich stóp zwrotu.

Analiza wrażliwości daje pewne spojrzenie na kwestie ryzyka, ale posiada ograniczenia. Przede wszystkim w analizie wrażliwości zmienia się tylko wartość jednej zmiennej a wartości wszystkich innych zmiennych przyjmowane są jako stałe, to znaczy że pozostają niezmiennie przez cały okres planowania. W porównaniu z rzeczywistością, jest to bardzo uproszczone podejście do ryzyka. Dlatego też analiza wrażliwości nie jest w stanie uchwycić wzajemnych relacji, które znacząco wpływają na szacowane ryzyko (Awerbuch 1993; Geiger 2011; Kalicki 2013).

Metoda uwzględniająca ocenę ryzyka z wykorzystaniem rachunku wrażliwości wymaga wykonania następujących kroków (Perło, Rusak 2001):

- wybór zmiennych, których wpływ na efektywność projektu będzie podlegał analizie,
- ustalenie przedziału zmienności wielkości niepewnych,
- wyznaczenie, na podstawie zbudowanego modelu, przedziału wahań przy założonej zmienności.

Zmienność to miara wskazująca wielkość zmiany wartości aktywów w danym okresie. Im większa jest zmienność tym należy oczekiwać większej zmiany wartości tych aktywów, a tym samym wyższego ryzyka (istnieje zagrożenie poniesienia większych strat wynikających z niekorzystnej zmiany wartości aktywów). Dlatego wysoka zmienność (a tym samym wysokie ryzyko) może być źródłem dużych korzyści, ale również dużych strat (Nita 2010). Do grupy miar zmienności należą wariancja lub odchylenie standardowe.

Dotychczasowe teorie oceny ryzyka bazujące na Centralnym Twierdzeniu Granicznym, czyli ocenie ryzyka na podstawie analizy zmienności rozumianej jako typowy rozrzut wartości zmiennej wokół wartości oczekiwanej wyrażony np. za pomocą dyspersji lub kurtozy, są niewystarczające przynajmniej z kilku powodów (Kutner 2009b). Pomimo prostoty obliczeń, zakładają normalność, a w tym symetryczność rozkładów gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotu aktywów oraz że modelują preferencję inwestora do ryzyka za pomocą kwadratowej funkcji użyteczności. Pierwsze z tych założeń (o normalności rozkładów) jest szczególnie istotne dla tej pracy, ponieważ uzyskiwane rozkłady gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotu w przypadku modelu opcyjnego okazały się rozkładami innymi od normalnego. Ponadto tego typu podejście oznacza założenie, że najistotniejsze informacje statystyczne zawarte są w tzw. przedziale trzysigmowym. Znaczy to, że „ogon” rozkładu gęstości prawdopodobieństwa nie zawiera istotnych informacji statystycznych (Fuss i in. 2012; Kutner 2009b).

Procesy Levy’ego są przeciwieństwem procesów gaussowskich, gdyż mamy w nich do czynienia z tzw. poszerzonymi rozkładami gęstości prawdopodobieństwa, gdzie najistotniejsza informacja o układzie statystycznym zawarta jest właśnie w pogrubionym „ogonie” rozkładu gęstości prawdopodobieństwa. Prowadzi to natychmiast do nieskończonej dyspersji i kurtozy, a tym samym do bezużyteczności oceny ryzyka opartej na tradycyjnych zmiennościach, niepozwalających na odpowiednie wyróżnianie scenariuszy ekstremalnych (Kaleta i in. 2002; Kutner 2009b). W takim przypadku konieczne jest inne zdefiniowanie miary ryzyka np. opartej na kwantylach (które zawsze istnieją), a nie na momentach (które mogą nie istnieć, czyli teoretycznie rzecz biorąc przybierać wartości nieskończone) (Kutner 2009b).

Istotą współczesnej teorii ryzyka jest traktowanie zdarzeń ekstremalnych jako posiadających decydujący wpływ na charakter i wielkość ponoszonego ryzyka. Jest to zasadnicza różnica w stosunku do podejść tradycyjnych, w których tego typu zdarzenia są po prostu ignorowane. Prowadzi to bezpośrednio do nowej, współczesnej definicji ryzyka wyrażonego za pomocą prawdopodobieństwa ekstremalnych strat (*probability of extreme losses*) i związanych z tym miar zagrożenia, z których najpopularniejszą jest VaR (*Value at Risk*), czyli Wartości Narażonej na Ryzyko lub inaczej Wartości Zagrożonej Ryzykiem (Ganczarek 2008; Kutner 2009b).

Miary zagrożenia, takie jak VaR dają pełniejszy obraz potencjalnych strat bardziej podkreślając konsekwencje pesymistycznych scenariuszy niż miary zmienności np. odchylenie standardowe (Kaleta i in. 2002; Martin 2004; Vithayasrichareon, MacGill 2012).

Metodologia Wartości Narażonej na Ryzyko została opracowana pod koniec lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku i spopularyzowana kilka lat później przez bank inwestycyjny J.P. Morgan do pomiaru ryzyka portfela. Z koncepcji VaR wywodzi się idea analizowania i modelowania poszczególnych czynników ryzyka (Ganczarek 2008; Weron 2008).

Na rynku energii elektrycznej, na którym zachodzą znaczne i szybkie zmiany wolumenu obrotu oraz cen, miary zagrożenia okazują się przydatniejsze w zakresie pomiaru ryzyka niż miary zmienności i wrażliwości (Ganczarek 2008).

Wartość Zagrożona Ryzykiem VaR w chwili t jest to taka strata wartości rynkowej portfela, że prawdopodobieństwo jej osiągnięcia lub przekroczenia w rozpatrywanym okresie $(t, t + 1)$ równe jest zadanemu poziomowi tolerancji (Best 2000; Piontek 2001; Piontek 2007).

Powyższą definicję można zapisać w następujący sposób:

$$P(W_{t+1} \leq W_t - VaR_t) = q \quad (2.1)$$

gdzie:

- P – prawdopodobieństwo,
- VaR_t – wartość zagrożona ryzykiem w chwili t ,
- W_t – obecna wartość portfela instrumentów,
- W_{t+1} – wartość portfela na koniec analizowanego okresu,
- q – poziom tolerancji VaR.

Nie zakładając wartości portfela W_t , powyższą zależność można zapisać wykorzystując pojęcie stopy zwrotu r_{t+1} (Piontek 2001, 2007):

$$P(r_{t+1} \leq F_{r,t}^{-1}(q)) = q \quad (2.2)$$

gdzie:

- r_{t+1} – stopa zwrotu z portfela instrumentów na koniec analizowanego okresu,
- $F_{r,t}^{-1}(q)$ – obecna wartość kwantyla rozkładu gęstości prawdopodobieństwa stopy zwrotu,
- q – poziom tolerancji VaR.

Oznacza to, że prawdopodobieństwo, iż stopa zwrotu z portfela w danej perspektywie czasu nie przekroczy wartości równej odpowiedniemu kwantylowi rozkładu gęstości prawdopodobieństwa stopy zwrotu $F_{r,t}^{-1}(q)$ wynosi q . Zasadniczo jest to statystyczne oszacowanie przyszłych, potencjalnych zmian wartości portfela, które mogą wyniknąć ze zmian stóp zwrotu (czyli ryzyka).

Definicja zapisana wzorami (2.1) i (2.2) nie precyzuje, jak należy tę wartość zagrożoną wyznaczyć. Prowadzi to do różnorodności możliwych podejść. Do najbardziej popularnych zalicza się metody: historyczną, symulacyjną i wariancji-kowariancji (w tym metodę *Risk Metrics*). Inne, nieco mniej popularne metody, to metoda oparta na wektorach warunkowych wartości oczekiwanych i warunkowych macierzach kowariancji (model klasy VAR-MA-MGARCH), a także metody bazujące na teorii wartości ekstremalnych (Kozłowski i in. 2003; Piontek 2007).

Metodę wariancji-kowariancji (nazywaną czasem *delta-normalną*) można zaliczyć do klasycznych metod analitycznych. Opiera się ona na założeniu o normalności rozkładu gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotów, tzn. wykorzystuje zasadę mówiącą, że jeśli stopy zwrotu aktywów w portfelu mają rozkład normalny, to stopa zwrotu portfela ma również rozkład normalny z wariancją równą średniej ważonej kowariancji ze stóp zwrotu poszczególnych aktywów (Kozłowski i in. 2003).

W metodzie historycznej wykorzystuje się dane historyczne do skonstruowania empirycznego rozkładu gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotu z portfela. Nie analizuje się jednak historycznych stóp zwrotów, gdyż dotyczyły one portfeli o innym składzie, lecz oblicza się hipotetyczne stopy zwrotu aktualnie posiadanego portfela. To znaczy takie, jakie miałyby miejsce gdyby w najbliższym czasie warunki rynkowe zmieniały się tak, jak w ciągu ostatniego okresu np. półrocza lub roku. Mając już empiryczny rozkład gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotu wyznacza się odpowiedni jego kwantyl (zazwyczaj 1 lub 5%) i tę wartość przyjmuje się jako wartość VaR (Kozłowski i in. 2003).

Z kolei w metodzie symulacji Monte Carlo przyjmuje się pewien hipotetyczny model, który najlepiej opisuje mechanizm kształtowania się stóp zwrotu portfela. Następnie generuje się kilka lub kilkadziesiąt tysięcy obserwacji (możliwych trajektorii procesu) i na ich podstawie wyznacza się rozkład gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotów oraz jego kwantyle w wybranej chwili w przyszłości. Metoda symulacji Monte Carlo jest niewątpliwie najlepszą z metod wyznaczania wartości VaR, gdyż może brać pod uwagę różne źródła ryzyka, zależność czasową stóp zwrotów oraz niestacjonarny charakter zmienności (Kozłowski i in. 2003).

Intuicyjny charakter i prostota sprawiły, że *Value at Risk* (VaR) od początku 1990 roku stała się powszechnie stosowaną na całym świecie miarą ryzyka rynkowego. Ta prostota przyczyniła się do przyjęcia VaR jako standardowej miary ryzyka w świecie finansów. Oficjalnie stało się to w 1996 roku wraz z opublikowaniem poprawki do tzw. Umowy Bazylejskiej z 1988 roku, pierwszej międzynarodowej umowy dotyczącej wymogów kapitałowych, która ustanawiała równe warunki działalności dla banków i instytucji finansowych aktywnych na rynku międzynarodowym. Zaproponowano wtedy europejskim bankom

wykorzystanie własnych modeli VaR do pomiaru ryzyka rynkowego (Ganczarek 2008; Misiorek, Weron 2012; Weron 2008). VaR jako praktyczna, zintegrowana i funkcjonalna (wewnętrzna) miara ryzyka została zaakceptowana również przez menedżerów firm (Puelz 1999).

Obecnie najczęściej do pomiaru ryzyka (zwłaszcza ryzyka rynkowego) wykorzystuje się VaR. Miara ta jest rekomendowana przez Generalny Inspektorat Nadzoru Bankowego, dlatego też w instytucjach finansowych VaR jest szeroko stosowana do szacowania ryzyka i zarządzania portfelem. Jej popularność wynika z faktu, że umożliwia agregację wpływu różnych czynników ryzyka, na które narażona jest instytucja (Caron i in. 2007; Chang i in. 2011; Kalicki 2013; Papla, Piontek 2009).

VaR ma dwie ważne cechy (Misiorek, Weron 2012):

- jest wspólną, zgodną miarą ryzyka dla różnych pozycji i czynników ryzyka,
- uwzględnia korelacje i zależności pomiędzy różnymi czynnikami ryzyka.

Główną zaletą związaną z syntetycznym pomiarem ryzyka jest względna łatwość, z jaką można ją wykorzystać do podejmowania decyzji strategicznych. Biorąc pod uwagę wysoki poziom ryzyka w początkowej fazie (okres budowy), a także różne rodzaje ryzyka, które występują później, wykorzystanie syntetycznej miary ryzyka wydaje się być konieczne (Caron i in. 2007).

Na bazie VaR zostało opracowane kilka analogicznych metod, będących adaptacją VaR na potrzeby pomiaru ryzyka przedsiębiorstwa. Najważniejsze z nich to Wynik (Zysk) Narażony na Ryzyko (EaR – *Earnings at Risk*) i Przepływy Finansowe Narażone na Ryzyko (CFaR – *Cash Flow at Risk*) (Kozłowski i in. 2003; Lang, Madlener 2010; Michalski, Krysta 2007).

EaR określa ryzyko rozumiane jako możliwość niezrealizowania planowanego zysku netto, natomiast CFaR odzwierciedla ryzyko rozumiane jako możliwość niezrealizowania planowanego przepływu pieniężnego (Weron 2008).

Miara EaR jest to górna wielkość, o którą może być mniejszy zysk netto przedsiębiorstwa w przypadku zrealizowania się zdarzeń niekorzystnych, które odzwierciedlają istniejące ryzyko. Mówiąc bardziej potocznie, jest to „zagrożenie” planowanej wielkości zysku netto. Podobnie określa się CFaR (Kozłowski i in. 2003).

W energetyce użycie Cash Flow at Risk do szacowania ryzyka jest lepszym podejściem niż korzystanie z VaR. Wynika to z tego, że VaR jest dobrym miernikiem ryzyka gdy możliwe jest zamknięcie ryzykownej pozycji w każdej chwili. W przypadku rynku energetycznego jest to praktyczne niemożliwe z uwagi na rzeczowy charakter aktywów (Karandikar i in. 2007).

VaR zyskuje akceptację i popularność jako uzasadnione i skuteczne narzędzie zarządzania ryzykiem cen energii. Jest jedną z najsilniej ostatnio promowanych miar ryzyka rynkowego należącą do grupy miar zagrożenia. Zarządzający ryzykiem i regulatorzy uważają, że w ciągu kilku lat wykorzystanie VaR będzie powszechną praktyką, nie tylko dla instytucji finansowych, ale dla wszystkich przedsiębiorstw w obliczu ryzyka cenowego na rynku (Blanco 1998; Papla, Piontek 2009).

Jednak VaR ma kilka wad szczegółowo omówionych w pracach Rockafellar i Uryasev (2000) i Palmquist i inni (2002).

Wartość VaR informuje, że z prawdopodobieństwem q wartość rozpatrywanego walurowa nie będzie niższa od VaR. Nie informuje natomiast, o ile może być niższa (Ganczarek 2008).

Gdy rozkład gęstości prawdopodobieństwa jest normalny, wartość VaR jest proporcjonalna do odchylenia standardowego i jest w pełni zadowalającą miarą ryzyka, jednak gdy rozkład gęstości prawdopodobieństwa nie jest normalny, wartość VaR nie jest poprawna. A co zatem idzie miara ta nie charakteryzuje się właściwościami, które powinna posiadać finansowa miara ryzyka (Albanese, Lawi 2004).

VaR ignoruje kształt „ogonów” rozkładów gęstości prawdopodobieństwa, przez co nie można za jej pomocą oszacować rozmiaru „ogona” rozpatrywanego rozkładu. Ponadto VaR jest spójną miarą ryzyka w sensie Artzner i inni (1999) tylko jeśli dystrybucje są uznawane za normalne (Fortin i in. 2007). Zagadnienie koherencji miar ryzyka w tym VaR jest omawiane w literaturze przez Artzner i inni (1997) i Rockafellar i Uryasev (2002).

VaR nie posiada pożądanych cech matematycznych takich jak subaddytywność, wypukłość, homogeniczność i monotoniczność (Artzner i in. 1997; Dulguerov 2009; Ganczarek 2008; Rockafellar, Uryasev 2000). Brak subaddytywności sprawia, że suma VaR dwóch aktywów może być mniejsza niż VaR portfela będącego sumą tych aktywów (Artzner i in. 1999; Artzner i in. 1997; Misiorek, Weron 2012).

Na podstawie badań empirycznych wykazano, że VaR jest miarą niestabilną, ponadto dla dyskretnych rozkładów gęstości prawdopodobieństwa niegładką, niewypukłą oraz niejednomodalną funkcją (Artzner i in. 1999; Fortin i in. 2007).

Aby poradzić sobie z tymi brakami Artzner i inni (1999) zaproponował alternatywną miarę, która spełnia powyższe założenia. Warunkowa Wartość Zagrożona (*Conditional Value at Risk* – CVaR) jest warunkową wartością oczekiwaną wyznaczoną ze wszystkich możliwych strat przekraczających maksymalną stratę wyznaczoną przez VaR (Ganczarek 2008).

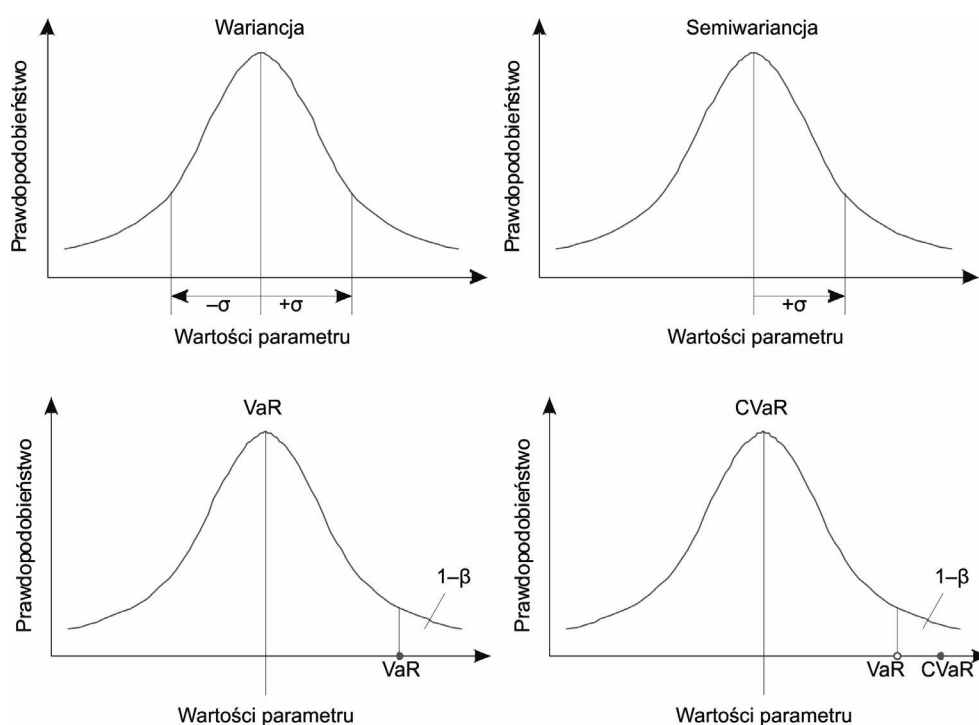
Zaletą korzystania z CVaR jako miary ryzyka jest to, że dostarcza decydom więcej informacji niż VaR. VaR nie bierze pod uwagę strat przekraczających wartość progową, podczas gdy CVaR uwzględnia takie straty. Ważną właściwością CVaR jest to, że stosunkowo łatwo ją obliczyć. Zasadniczo, obliczanie CVaR może być zredukowane do programowania liniowego i problem może być efektywnie rozwiązany za pomocą szerokiej gamy stosowanych programów dostępnych na rynku (Fortin i in. 2007).

CVaR wyróżniają takie cechy jak: przechodność, dodatnia homogeniczność, monotoniczność względem dominacji stochastycznych pierwszego i drugiego rzędu (Ganczarek 2008). Ponadto CVaR jest koherentną i spójną miarą ryzyka w sensie (Artzner i in. 1997, 1999) (koherencja CVaR zostało udowodnione przez Pflug (Krokhmal i in. 2002)).

Wykorzystanie wskaźnika CVaR jest poprawne dla dowolnego poziomu istotności β z przedziału od 0 do 1, jednak pomiar ryzyka tą miarą wykonuje się zwykle dla niskich wartości parametrów β , tak aby reprezentować ryzyko ekstremalnych scenariuszy (Kaleta i in. 2002).

Wybór odpowiednich miar dla ryzyka portfela nadal jest tematem zagorzałych dyskusji i intensywnych badań w zakresie zarządzania inwestycjami, ponieważ wszystkie proponowane miary ryzyka mają wady i ograniczone zastosowanie. Rachev i inni (2005) dochodzą do wniosku, że idealny środek nie istnieje. Jednak, zauważają, że uzasadnione jest, aby szukać miary ryzyka, która jest idealna do analizy poszczególnych problemów (Kalicki 2013; Sereda i in. 2010).

W analizie ryzyka portfela w sektorze energetycznym stosuje się powszechnie cztery rodzaje miar ryzyka są to: wariancja, semiwariancja, *Value at Risk* i *Conditional Value at Risk* (Suzuki, Uchiyama 2010). Na rysunku 2.2 przedstawiono różnice pomiędzy tymi miarami ryzyka.



Rys. 2.2. Różnice pomiędzy czterema miarami ryzyka
 a) wariancja, b) semiwariancja, c) wartość narażona na ryzyko VaR (*Value at Risk*),
 d) warunkowa wartość narażona na ryzyko CVaR (*Conditional Value at Risk*)
 Źródło: (Suzuki, Uchiyama 2010)

Fig. 2.2. The differences between the four risk measures
 a) variance, b) semivariance c) Value at Risk (VaR), d) conditional value at risk (CVaR)

Choć w przeszłości większość prac z zakresu analizy portfelowej opierała się na wariancji lub semiwariancji jako miarach ryzyka, bardziej aktualne prace zwróciły wyraźną uwagę na fakt, że rozkłady gęstości prawdopodobieństwa przepływów pieniężnych w sektorze elektroenergetycznym nie zawsze są normalne (Fuss i in. 2012; Markowitz 1959;

Porter 1974; Suzuki, Uchiyama 2010; Yu 2007). Jak wcześniej było wspomniane, według współczesnej teorii ryzyka zdarzenia ekstremalne posiadają decydujący wpływ na charakter i wielkość ponoszonego ryzyka (Kutner 2009b). Długie i grube „ogony” rozkładów gęstości prawdopodobieństwa mogą prowadzić do dużych strat, które nie są uchwycone tradycyjnymi miarami takimi jak wariancja (Fuss i in. 2012; Suzuki, Uchiyama 2010). Wpływ rzadkich zdarzeń na profil ryzyka jest często potęgowany przez skończoną płynność. Aktywa rzeczowe nabywane przez przedsiębiorstwa są o wiele mniej płynne niż aktywa finansowe takie jak: akcje, obligacje czy kontrakty terminowe (Albanese, Lawi 2004).

Ze względu na wiele niepewności i różne rodzaje ryzyka, które wpływają na podejmowane decyzje inwestycyjne w sektorze elektroenergetycznym, próbuje się opracować nowe metody oceny projektów inwestycyjnych (Fuss i in. 2012).

W celu pomiaru ryzyka odchodzi się od wariancji jako miary ryzyka. Liu i Wu (2007) oraz Deng i Xu (2009) wykorzystali VaR do pomiaru ryzyka na rynkach energii elektrycznej. Fortin i inni (2008) zaproponowali użycie CVaR (*Conditional Value at Risk*). Uryasev i Rockafellar (1999) zaproponowali opartą na modelu scenariuszy optymalizację portfela za pomocą CVaR. Yu i inni (2009) rozszerzyli prace Uryasev i Rockafellar (1999) o nowe klasy problemów z funkcją CVaR. Również Bartelj i inni (2010) w swoich badaniach wykorzystali do pomiaru ryzyka na rynkach energii elektrycznej CVaR, a Szolgayová i in. (2008) (Szolgayova i in. 2008) posłużyli się tą miarą ryzyka w procesie optymalizacji portfela technologii energetycznych zamiast wariancją i odchyleniem standardowym.

CVaR jako miara ryzyka może być bardziej odpowiednia do pomiaru ryzyka długoterwałych aktywów rzeczowych niż wariancja, gdyż inwestycje są nieodwracalne, przez co inwestor większą wagę przykładą do negatywnych stóp zwrotu z inwestycji niż do pozytywnych (wysokie zyski inwestora nie martwią, czego nie można powiedzieć o stratach) (Fuss i in. 2012). Często także rozkłady gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotu charakteryzują się dużą asymetrią i standardowe narzędzia optymalizacji bazujące na wariancji lub VaR są niewystarczające. Aby poradzić sobie z tym problemem używa się CVaR jako miary ryzyka (Andersson i in. 1999).

Porównując optymalne portfele wyznaczone w oparciu o miary ryzyka takie jak: wariancja, VaR i CVaR można zauważyć, że różnice między portfelami mogą być małe, a efektywne granice przy różnych miarach ryzyka leżą blisko siebie pod warunkiem, że wszystkie zmienne mają normalny rozkład gęstości prawdopodobieństwa (Adam i in. 2008; Artzner i in. 1999; Artzner i in. 1997; Fortin i in. 2007; Muñoz i in. 2009; Rockafellar, Uryasev 2000; Yu 2002).

Bertsimas i inni (2004) wskazują na przewagę CVaR nad VaR z punktu widzenia uzyskiwanych wyników w procesie optymalizacji portfela. Jednak kosztem wykorzystania CVaR do optymalizacji portfela jest ograniczenie prostoty i uciążliwość obliczeniowa (Leal, Mendes 2010).

2.1.4. Klasyfikacja ryzyka

Ryzyka można klasyfikować według różnych kryteriów oraz dzielić na ryzyko długo- i krótkoterminowe, analizując okres, którego dotyczą (Zarządzanie... 2009). Dla celów zarządzania ryzykiem najważniejszy wydaje się podział ze względu na przyczynę i charakter ryzyka. Grupy ryzyk o podobnej charakterystyce na ogół dają się minimalizować za pomocą podobnych instrumentów, a zatem taki podział ułatwia wypracowanie strategii zarządzania ryzykiem i jest dobrym punktem wyjścia do dalszej analizy ryzyka (Kowalczyk 2002).

Złożoność problemu, jakim jest klasyfikacja ryzyk, powoduje iż nie został dotychczas wypracowany jeden uniwersalny schemat ich podziału. Najczęściej wydziela się trzy główne grupy ryzyk (Kowalczyk 2002):

- ryzyka techniczne,
- ryzyka ekonomiczne,
- pozostałe ryzyka.

Podział ten wydaje się być najbardziej naturalny i jest dość często stosowany, natomiast wśród specjalistów nie ma zgody co do bardziej szczegółowej klasyfikacji ryzyk w ramach tych trzech grup. W rezultacie w literaturze występuje szereg podziałów różniących się szczegółowością podejścia do klasyfikacji ryzyk, a także przyjętym punktem odniesienia (Kowalczyk 2002).

Zdarza się, że zidentyfikowane ryzyka są klasyfikowane do trzech grup to jest: ryzyka strategicznego, ryzyka operacyjnego lub ryzyka finansowego (Kalicki 2013; Pocheć 2007).

Inny podział wyróżnia (Kalicki 2013; Kozłowski i in. 2003; Weron 2008):

- ryzyko rynkowe (*market risk*) związane jest z niebezpieczeństwem poniesienia straty w wyniku niekorzystnych wahań zmiennych rynkowych, na które składają się przede wszystkim ceny towarów (produktów, surowców, w tym energii elektrycznej i usług systemowych) i instrumentów finansowych (stóp procentowych, kursów walutowych);
- ryzyko kredytowe (*credit risk*; nazywane również ryzykiem kontrpartniera – *counterparty risk*) wynika z możliwości niedotrzymania warunków umowy przez kontrpartnerów (kontrahentów), co wiąże się z koniecznością windykacji długów;
- ryzyko operacyjne (*operational risk*), na które składają się wszystkie pozostałe ryzyka, mogące powodować poniesienie straty w wyniku niedostosowania lub zawodności wewnętrznych procesów, techniki, ludzi itp. Ściślej definiuje się ryzyko operacyjne jako konsekwencje nieodpowiednich systemów informatycznych, niewłaściwej kontroli, błędów i oszustw ludzkich lub złego zarządzania kadrami.

Rozpatrując ryzyko pod względem skutków decyzji inwestycyjnej, w ogólnej strategii przedsiębiorstwa ryzyko podzielić można na (Ostrowska 2004):

- ryzyko projektu inwestycyjnego będące wynikiem przyjętych założeń technicznych i ekonomiczno-finansowych;
- ryzyko przedsiębiorstwa i jego właściciela, które zależy od relacji między korzyściami osiągniętymi z realizacji danego projektu a korzyściami związanymi z eksploata-

waniem majątku będącego w dyspozycji tego przedsiębiorstwa. Ryzyko właścicieli związane jest z ryzykiem systematycznym i jest w pewnym stopniu uzależnione od ryzyka pojedynczego projektu.

Wszystkie decyzje inwestycyjne muszą być poprzedzone wstępną analizą ryzyka. Jest to technika identyfikacji czynników i źródeł ryzyka, a następnie ich opisu oraz określenia możliwości pomiaru, kwantyfikacji i oceny ryzyka z uwzględnieniem jego rodzajów (Ostrowska 2004; Zhu, Fan 2010). Taka analiza powinna obejmować wszystkie wewnętrzne (strategiczne, operacyjne i organizacyjne) i zewnętrzne (makroekonomiczne, konkurencyjne, polityczne i kontrahenta) ryzyka (Pocheć 2007; Wyman 2007). Od gruntownie przeprowadzonej, kompleksowej identyfikacji, a następnie klasyfikacji oraz oceny ryzyka zależy jego późniejsza, odpowiednia alokacja (Nadolska 2012; Pocheć 2007).

Identyfikacja ryzyka polega na wyróżnieniu potencjalnych zdarzeń, na które narażone jest przedsiębiorstwo, a które są źródłami ryzyka. Celem identyfikacji ryzyka jest określenie stopnia niepewności, na jaką jest narażone przedsiębiorstwo oraz rodzajów ryzyka, które mogą mieć istotny wpływ na wartość firmy (Pocheć 2007; Wyman 2007). Wymaga to szczególnej wiedzy na temat tego przedsiębiorstwa, rynku, na którym przedsiębiorstwo działa, oraz jego prawnego, społecznego, politycznego i kulturowego otoczenia, a także dogłębnego zrozumienia celów strategicznych i operacyjnych przedsiębiorstwa, w tym czynników kluczowych dla osiągnięcia powodzenia oraz zagrożeń i szans związanych z realizacją wyznaczonych celów. Najważniejsze jest, aby przedsiębiorstwo było w stanie określić, jakie są główne zagrożenia (ryzyka) dla jego działalności, które z tych ryzyk są najbardziej istotne oraz w których obszarach funkcjonowania przedsiębiorstwa mogą one wystąpić (Jurdiak, Wiktorowicz 2008; Korombel 2007; Nadolska 2012; Standard... 2003). Identyfikacja ryzyka, będąca częścią procesu zarządzania ryzykiem, jest kluczowym elementem zarządzania nowoczesnym przedsiębiorstwem (Kozłowski i in. 2003).

Skoncentrowanie się na źródłach ryzyka (odnoszących się do określonych zdarzeń mających wpływ na wyniki finansowe) w czasie analizy działalności przedsiębiorstwa energetycznego pozwala wskazać czynniki ryzyka. Każdy z tych czynników może być odpowiednio modelowany ze znacznie większą dokładnością niż miałyby to miejsce na poziomie przedsiębiorstwa jako całości. Tak wykonane analizy pozwalają na dokładniejszą identyfikację zagrożeń oraz skuteczniejsze zarządzanie ryzykiem (Weron 2008).

W zależności od źródła ryzyka, można mówić o różnych rodzajach ryzyka. Każde z tych ryzyk ma większe lub mniejsze znaczenie dla przedsiębiorstwa energetycznego. Przegląd najważniejszych ryzyk nieodłącznie związanych z branżą energetyczną, mogących nieść największe zagrożenie w poszczególnych obszarach funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego zaprezentowano w pracach Pocheć (2007) i Kryzi (2011).

Analizie poddaje się te rodzaje ryzyka, które można w sposób wiarygodny skwantyfikować (Kozłowski i in. 2003). Kwantyfikacja ryzyka musi zawierać dwa rodzaje danych (Kalicki 2013):

- wielkość możliwej straty,
- prawdopodobieństwo wystąpienia straty.

Efektom kwantyfikacji jest rozkład gęstości prawdopodobieństwa lub wartości parametrów charakteryzujących rozkład.

W praktyce stosowane są trzy metody oceny prawdopodobieństwa (Kalicki 2013):

- ocena empiryczna – wyliczenie częstości,
- ocena teoretyczna – np. Monte Carlo,
- ocena subiektywna – ekspercka.

2.2. Analiza portfelowa w energetyce

Do niedawna planowanie rozbudowy potencjału wytwarzania energii w przedsiębiorstwie energetycznym realizowane było na podstawie minimalizacji kosztów wytwarzania energii. Inwestorzy byli przekonani, że przez wybór technologii charakteryzującej się najniższymi kosztami wytwarzania energii, mogą zwiększyć potencjał wytwórczy przedsiębiorstwa najniższym kosztem. Strategia minimalizacji kosztów sprawdza się, gdy istnieje względna pewność kosztu, tempo postępu technicznego jest na niskim poziomie, a ceny energii są stabilne (Awerbuch 1993, 1995).

Dzisiejsze planowanie struktury wytwórczej przedsiębiorstw energetycznych stoi w obliczu szeroko zróżnicowanej gamy technologicznych możliwości wytwarzania energii oraz dynamicznej, skomplikowanej i niepewnej przyszłości. Próba identyfikacji najmniej kosztownego projektu jest praktycznie niemożliwa z uwagi na niepewność przyszłych wyników. W rezultacie potrzebne są bardziej wyrafinowane metody, techniki i narzędzia, aby znaleźć strategię, która pozwoli osiągnąć sukces, pomimo niepewności przyszłych wyników (Awerbuch i in. 2005a; Awerbuch i in. 1996; Awerbuch, Yang 2007; Gökgöz, Atmaca 2012).

Rozbudowa struktury wytwórczej przedsiębiorstwa energetycznego wymaga podjęcia decyzji inwestycyjnej. Jak zaznaczono w pracach Awerbuch (2000), Awerbuch i Berger (2003) i Gross i inni (2010), większość badań dotyczących podejmowania decyzji inwestycyjnych w sektorze energetycznym sprowadza się do określania autonomicznych kosztów wytwarzania energii dla różnych technologii i do minimalizacji tych kosztów, pomijając jednocześnie dwie szczególnie istotne kwestie (Kienzle, Andersson 2008):

- po pierwsze, inwestora cechuje awersja do ryzyka, przez co nie chce on podejmować nadmiernego ryzyka. Jeśli może wybrać między dwiema inwestycjami o tym samym oczekiwanym koszcie wytwarzania energii, inwestor wybierze mniej ryzykowną. Dlatego wraz ze wzrostem niepewności na zliberalizowanych rynkach energii należy brać pod uwagę nie tylko średni koszt wytwarzania energii każdej inwestycji, ale również związane z nimi ryzyko (Engles 2004; Marrero, Ramos-Real 2010; Thoma, Krysiak 2010);
- po drugie, istotne jest wspólne analizowanie wszystkich „opcji” technologicznych w tzw. portfelu technologii wytwarzania energii, a tym samym odejście od obecnej formuły polegającej na ocenie poszczególnych (alternatywnych) technologii na

rzecz oceny poszczególnych portfeli technologii wytwarzania energii. Takie podejście pozwala uwzględnić efekty synergii i dywersyfikacji wynikające z oddziaływań analizowanych „opcji” technologicznych między sobą w ramach wykonanych i realizowanych przez podmiot projektów inwestycyjnych (Awerbuch, Yang 2007; Gustafsson 2005; Marrero, Ramos-Real 2010). Tym samym według Awerbuch i Berger (2003a), planowanie struktury wytwórczej powinno mniej skupiać się na znalezieniu jednej technologii o najniższym koszcie wytwarzania energii, a więcej na rozwijaniu efektywnego (tj. optymalnego) portfela produkcyjnego.

Na konkurencyjnym rynku głównym celem przedsiębiorstwa energetycznego jest wzrost jego wartości przy jednoczesnej minimalizacji związanych z tym zagrożeń. Odchodzi się od minimalizacji kosztów z uwagi na opisane wady takiego podejścia. Jednocześnie rozbudowa struktury wytwórczej przedsiębiorstwa energetycznego funkcjonującego w dzisiejszym dynamicznym i niepewnym otoczeniu wymaga określonego postępowania, które uwzględni ryzyko i ograniczy znaczenie autonomicznych kosztów wytwarzania energii, kładąc jednocześnie większy nacisk na wartość całego przedsiębiorstwa. W kontekście powyższych rozważań uwzględnienie zarządzania ryzykiem w strategii inwestycyjnej wydaje się być konieczne (Awerbuch 2006; Gökgöz, Atmaca 2012).

Do zarządzania ryzykiem na rynku energii wykorzystuje się różne techniki. Największe praktyczne znaczenie ma analiza (teoria) portfelowa opracowana przez Markowitza (1952), która jest jednym z teoretycznych przełomów w badaniach z zakresu finansów, wywierających wpływ na praktykę zarządzania inwestycjami (Hishamuddin 2006; Markowitz 1952). Teoria ta problem optymalizacji portfela w warunkach ryzyka formalizuje do postaci dwukryterialnego modelu maksymalizacji średniej (wartości oczekiwanej) i minimalizacji skalarnej miary ryzyka (Kaleta i in. 2002). Pierwotnie analiza (teoria) portfelowa wykorzystywana była w ekonomii finansowej do ustalenia udziału aktywów w portfelu, których zyski są niepewne. Z czasem znalazła ona zastosowanie w wielu obszarach badawczych, w których wyniki nie tylko zależą od właściwości każdego z poszczególnych elementów systemu, ale również od interakcji pomiędzy cechami każdego z elementów. Jest ona szeroko stosowana w finansach a od niedawna stosuje się ją w przemyśle energetycznym (Allan i in. 2011; Marrero, Ramos-Real 2010).

Analiza portfelowa zakłada, że dwa parametry zawierają wszystkie informacje, które inwestor musi lub powinien wykorzystać do podjęcia decyzji inwestycyjnej. Najbardziej restrykcyjnym założeniem jest to, że wszystkie ryzyka nierozdzielnie związane z inwestycją wyrażone są jedną liczbą (Gao 2003).

Głównym celem analizy portfelowej jest sterowanie składem portfela inwestycji w taki sposób, aby poziom ryzyka i stopy zwrotu z tego portfela (zysku lub kosztu wytwarzania energii – w zależności od przyjętego kryterium) był z punktu widzenia inwestora jak najlepszy. Uzyskuje się to poprzez odpowiednie dobranie struktury portfela (wielkości udziałów poszczególnych walorów – technologii energetycznych). Analiza portfelowa opiera się na założeniach rynku efektywnego. Minimalne ryzyko uzyskuje się poprzez dywersyfikację portfela, której istotną częścią jest nie tylko dobór walorów o naj-

nizszym ryzyku, ale również o niskich współczynnikach korelacji z pozostałymi aktywami portfela.

Poniżej przedstawiono dwa główne wzory wykorzystywane w analizie portfelowej. Są one już zaadaptowane na potrzeby analizy prowadzonej na rynku energii.

Przewidywany koszt wytwarzania energii dla portfela wyraża się wzorem (Kryzia, Kaliski 2012):

$$K_P = \sum_{i=1}^N u_i \cdot K_i \quad (2.3)$$

gdzie:

- K_P – przeciętny koszt wytwarzania energii dla portfela technologii,
- u_i – udział technologii i w portfelu,
- K_i – przeciętny koszt wytwarzania energii dla technologii i .

Oczywiście należy pamiętać, że suma udziałów technologii w portfelu musi być równa jeden oraz że udziały muszą być nieujemne.

Sposób wyznaczania ryzyka portfela jest bardziej skomplikowany niż kosztu, przy czym oprócz ryzyka walorów wchodzących w jego skład uwzględnia się korelację ich zachowań. Ryzyko portfela wyrażone jest odchyleniem standardowym kosztu wytwarzania energii portfela i opisu je wzór (Kryzia, Kaliski 2012):

$$\sigma_P = \sqrt{\sum_{i=1}^N u_i^2 \cdot \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^N u_i \cdot u_j \cdot \sigma_i \cdot \sigma_j \cdot \rho_{ij}} \quad (2.4)$$

gdzie:

- σ_P – odchylenie standardowe przepływów pieniężnych portfela charakteryzujące ryzyko portfela,
- σ_i – odchylenie standardowe przepływów pieniężnych technologii i charakteryzujące ryzyko technologii i ,
- σ_j – odchylenie standardowe przepływów pieniężnych technologii j charakteryzujące ryzyko technologii j ,
- u_i – udział technologii i w portfelu,
- u_j – udział technologii j w portfelu,
- ρ_{ij} – współczynnik korelacji zachowań technologii i oraz j ,
- N – liczba technologii w portfelu.

Spośród dostępnych portfeli, przedmiotem zainteresowania są jedynie te, które charakteryzują się najniższym kosztem – wyznaczonym wzorem (2.3), przy danym poziomie ryzyka – wyznaczonym wzorem (2.4) lub najniższym ryzykiem dla danego kosztu. Portfele

spełniające ten warunek nazywane są efektywnymi. Zbiór wszystkich portfeli efektywnych tworzy tzw. granicę efektywną. Wśród portfeli efektywnych istnieje jeden, który charakteryzuje się najniższym kosztem przypadającym na jednostkę ryzyka. Portfel spełniający ten warunek nazywany jest portfelem optymalnym (Awerbuch, Yang 2007; Gökgöz, Atmaca 2012).

W klasycznym podejściu zaproponowanym przez Markowitza jako miarę ryzyka przyjmuje się odchylenie standardowe lub wariancję. Podejście to z biegiem lat było poddawane licznym modyfikacjom, w tym szczególnie w zakresie parametrów stosowanych jako miara ryzyka, tworząc całą rodzinę metod analizy portfelowej (Kaleta i in. 2002).

Analiza portfelowa jest zazwyczaj wykorzystywana do oceny czy dany portfel wytwórczy znajduje się na granicy efektywności to znaczy, czy istnieje możliwość zmniejszenia ryzyka bez zwiększenia wartości oczekiwanej kosztów lub zmniejszenia wartości oczekiwanej zysków portfela (Thoma, Krysiak 2010). Analiza portfelowa pozwala określić potencjalnie najbardziej wartościowy portfel biorąc pod uwagę efekty synergii projektów i dywersyfikacji ryzyka, kładąc szczególny nacisk na ryzyko rynkowe i współzależności (korelacje) pomiędzy różnymi aktywami. Efektywny portfel nie jest obciążony niepotrzebnym ryzykiem w stosunku do jego oczekiwanej stopy zwrotu (Awerbuch, Berger 2003a; Gustafsson 2005; Marrero, Ramos-Real 2010).

Podstawą teorii inwestycji portfelowych są niedoskonale skorelowane stopy zwrotu aktywów portfela. W zasadzie argument dla dywersyfikacji w sektorze energetycznym jest podobny do tego stosowanego w finansach, dwa nieskorelowane aktywa tworzące portfel pozwalają osiągnąć lepszy poziom stopy zwrotu na jednostkę ryzyka niż każde z tych aktywów osobno. Dlatego tak ważne jest, aby ocena i wybór projektów inwestycyjnych (zwracając szczególną uwagę na technologię) realizowane były w kontekście ich wkładu w portfel wytwórczy przedsiębiorstwa, a nie w sposób niezależny (Allan i in. 2011; Kalicki 2013; Thoma, Krysiak 2010).

Znaczące różnice występujące między poszczególnymi projektami inwestycyjnymi wynikają przede wszystkim z różnic w technologiach wytwarzania energii, na jakich bazują te projekty. Tym samym wybór projektu inwestycyjnego do realizacji sprowadza się głównie do wyboru technologii wytwarzania energii.

Może w tym pomóc analiza portfelowa, która doskonale nadaje się do planowania i rozbudowy struktury wytwórczej przedsiębiorstw energetycznych, ponieważ wykorzystuje korzyści wynikające z dywersyfikacji projektów realizowanych na bazie różnych technologii w celu zmniejszenia ryzyka portfela wytwarzania energii. Jest ona dobrze przetestowana i idealnie nadaje się do oceny strategii inwestycyjnej przedsiębiorstw energetycznych, oferując rozwiązania, które zwiększają różnorodność energetyczną i bezpieczeństwo znacznie bardziej niż arbitralny wybór alternatywnych projektów (Awerbuch 2006; Marrero, Ramos-Real 2010).

W literaturze naukowej istnieje kilka alternatywnych metod optymalizacji portfela, jednak jak do tej pory ta zaproponowana przez Markowitza jest chyba wciąż najbardziej popularną i powszechnie akceptowaną metodą doboru efektywnego portfela wytwarzania energii (Westner, Madlener 2011).

Bazilian i Roques (2008) zwracają uwagę, że teoria portfelowa pomaga w podejmowaniu decyzji w zakresie wyboru technologii wytwarzania energii na dwa sposoby. Po pierwsze, zmniejsza liczbę możliwych decyzji w zakresie wyboru technologii, określając niewielki podzbiór wszystkich tych portfeli, które są efektywne pod względem ryzyka i zysku. Po drugie, pozwala zmierzyć wpływ włączanych do portfela technologii na wartość oczekiwaną i ryzyko portfela.

2.2.1. Przegląd literatury z zakresu wykorzystania analizy portfelowej w energetyce

Teoria portfelowa swój początek zawdzięcza pracom Markowitza (1952) i Roya (1952), które miały kluczowy wkład w badania z zakresu wyboru portfela aktywów finansowych. Po raz pierwszy sformułowano jasne rozwiązanie problemu wyboru portfela. Wcześniejsze prace, takie jak Williamsa (1928) opierają się na twierdzeniu, że inwestorzy powinni inwestować w aktywa, które oferują największy zysk. Rubenstein (2002) zauważa, że laureat Nagrody Nobla Harry Markowitz wykazał w pracy, iż nie ryzyko danego aktywa jest ważne dla inwestorów, ale raczej wkład jaki wnosi aktywo do wariancji całego portfela w wyniku kowariancji z innymi aktywami portfela.

Najważniejszym efektem badań Markowitza była teoria znana jako analiza średnio-wariancyjna (MVA – *Mean-Variance Analysis*) zastosowana głównie w finansach. Dziś MVA jest uznanym elementem nowoczesnej teorii finansów. Oprócz głębokiej aplikacji oraz dalszego rozwoju optymalizacji portfela i technik selekcji portfelowych w świecie finansów, metody te są powszechnie wykorzystywane również do rozwiązywania problemów optymalizacyjnych aktywów niefinansowych (Awerbuch 2006; Lang, Madlener 2010; Westner, Madlener 2011).

Wykorzystanie teorii portfelowej odnotowano w zakresie wyboru projektów międzynarodowych Han i inni (2004), w rybołówstwie Perruso i inni (2005), ochronie środowiska Laurikka i Springer (2003), opiece zdrowotnej Sendi i inni (2003), Bridges (2004), Prattleya i inni (2007) oraz w wielu innych pracach naukowych między innymi: Springer i Laurikka (2002), Kleindorfer i Li (2005), Seitz i Ellison (1995), Huisman i inni (2009), Conroy (1975) i Chandra (2002).

Z biegiem czasu, teoria portfela zaczęła być stosowana również w sektorze energetycznym. Po raz pierwszy analizę portfelową do budowania portfeli energetycznych wykorzystali Bar-Lev i Katz (1976). Zastosowali oni teorię portfelową do optymalizacji portfela wytwarzania energii elektrycznej Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej z punktu widzenia dywersyfikacji paliw.

Wykorzystanie teorii portfelowej w obszarze energetyki gwałtownie wzrosło w wyniku prac Awerbucha. W pracach Awerbuch (1995, 2000) wykazano, że włączenie energetyki wiatrowej, słonecznej i innych odnawialnych źródeł do portfela tradycyjnych amerykańskich aktywów wytwórczych zmniejsza ogólne koszty wytwarzania energii i ryzyko portfela, nawet mimo iż ich indywidualne koszty wytwarzania energii były wyższe.

Awerbuch i Berger (2003a) zastosowali po raz pierwszy teorię MVA na zliberalizowanych rynkach energetycznych. Zbadali oni portfel technologii wytwórczych Unii Europejskiej (UE-15). W porównaniu do Bar-Lev i Katz (1976), skorzystali oni z bardziej szczegółowych modeli, które odzwierciedlają ryzyko odpowiednich strumieni kosztów wytwarzania energii. Ich wyniki pokazują, że istniejący portfel energetyczny UE nie jest optymalny. Można go jednak udoskonalić poprzez zwiększenie udziału energetyki odnawialnej, w tym szczególnie źródeł wiatrowych, poprzez rozbudowanie ich mocy (Lang, Madlener 2010; Westner, Madlener 2011).

Krey i Zweifel (2006) zastosowali teorię portfelową do wyznaczenia efektywnych portfeli wytwarzania energii Szwajcarii i Stanów Zjednoczonych. Wyniki sugerują, że maksymalny oczekiwany zwrot z portfela w Szwajcarii można zwiększyć poprzez rozbudowę mocy siłowni jądrowych i słonecznych oraz ograniczenie mocy energetyki wodnej. Natomiast portfel o minimalnej wariancji posiada większy udział energetyki jądrowej i wodnej. Innym stwierdzeniem będącym następstwem ich badań jest to, że portfel o maksymalnym oczekiwanym zysku w USA składa się głównie z siłowni bazujących na technologii węglowej i wiatrowej. Wyniki analizy wskazują, że gaz ziemny nie odgrywa istotnej roli w budowaniu optymalnych portfeli wytwórczych w Stanach Zjednoczonych (Gotham i in. 2009; Westner, Madlener 2011).

Podobne badania określające oraz analizujące potencjalny portfel wytwarzania energii elektrycznej na poziomie regionalnym przeprowadzono między innymi dla Szkocji: Awerbuch (2008) (Awerbuch 2008), dla Kalifornii: Lesser i inni (A mean-variance... 2007) oraz dla Tajwanu: Huang i Wu (2008), a na poziomie krajowym dla Wielkiej Brytanii: Awerbuch (2006a), Holandii: Jansen i inni (2006), Jansen i Beurskens (2008), Irlandii: Doherty i inni (2008), McLoughlin i Bazilian (2006) i dla krajów rozwiniętych oraz rozwijających się: Awerbuch i inni (2005b). Wspólną cechą większości tych zastosowań jest porównanie funkcjonującego „miksu” energetycznego dla danego regionu z optymalnym portfelem wytwarzania energii. W innym badaniu przeprowadzonym przez DeLaquil i inni (2005) analizę portfelową wykorzystano do zaplanowania struktury wytwarzania energii elektrycznej dla stanu Wirginia w USA.

Teorie Markowitza w procesie podejmowania decyzji dotyczących strategii zabezpieczających przed ryzykiem wykorzystali w swoich pracach Näsäkkälä i Keppo (2005) oraz Woo i inni (2004). Autorzy koncentrowali się w nich na określeniu optymalnych strategii zabezpieczających przy uwzględnieniu relacji jakie występują pomiędzy cenami energii elektrycznej i jej zużyciem.

Zhu i Fan (2010) w swojej pracy, wykorzystując teorię portfelową, poddali ocenie chińskie plany rozbudowy struktury wytwórczej do 2020 roku. Natomiast Galvani i Plourde (2009) zaproponowali metodę oceny poziomu dywersyfikacji portfela aktywów na rynku surowców energetycznych. Humphreys i McClain (1998) wykorzystując teorię MVA do oceny portfela źródeł wytwarzania energii w USA, udowodnili że w stosunku do roku 1980 struktura ewoluowała w kierunku portfela bardziej efektywnego, poprzez zwiększenie od 1990 zużycia gazu ziemnego.

Borchert i Schemm (2007) zastosowali teorię portfelową Markowitza w innym kontekście, a mianowicie do oceny możliwości inwestycyjnych w energetykę wiatrową. Jako kryteria optymalizacji przyjęli oni oczekiwany zwrot z inwestycji oraz *Conditional Value at Risk* (CVaR) będącą miarą ryzyka. Wyniki badań wskazały, że obecnie stosowany system wsparcia energetyki odnawialnej w Niemczech prowadzi jedynie do niewielkiej dywersyfikacji struktury wytwórczej (Westner, Madlener 2011).

Innym przykładem zastosowania teorii portfelowej wykorzystującej do opisu ryzyka parametr CVaR jest praca Schemm (2008). Zastosował on teorię Markowitza do modelowania i analizy decyzji inwestycyjnych.

Autorzy prac Roques i inni (2008), Madlener i Wenk (2008), Madlener i Westner (2009a, 2009b) odeszli od podejścia wykorzystującego koszty wytwarzania energii jako kryterium optymalizacji portfela na rzecz wartości oczekiwanej NPV aktywów.

Praca Roques i in. (2008) jest przykładem nowoczesnego zastosowania teorii portfelowej do dywersyfikacji portfela na zliberalizowanych rynkach energetycznych. W pracy tej przeprowadzono badania w zakresie wyboru projektów inwestycyjnych bazujących na różnych technologiach wytwarzania energii w kontekście optymalizacji portfela wytwórczego Wielkiej Brytanii. Skupiono się na trzech technologiach obciążenia podstawowego (elektrownie wykorzystujące gaz ziemny, węgiel i energię jądrową) biorąc pod uwagę NPV i jej odchylenie standardowe jako parametry opisujące kryteria optymalizacji. Jednym z wyników badań jest stwierdzenie, że wysoka korelacja cen gazu i energii elektrycznej zmniejsza ryzyko dla elektrowni gazowych sprawiając, że te portfele, które są zdominowane przez wysoki udział technologii gazowych są atrakcyjniejsze.

Madlener i Wenk (2008) zbadali przyszły rozwój portfela technologii wytwarzania energii w Szwajcarii, mając na celu identyfikację efektywnych możliwości inwestycyjnych w sektorze dostaw energii elektrycznej. Ich badania obejmowały zarówno istniejące, jak i nowe instalacje wytwarzania energii oraz technologie obciążenia podstawowego i szczytowego. Wyniki wskazują, że obecny portfel produkcyjny dla obciążenia podstawowego w Szwajcarii jest bardzo blisko efektywnej granicy i pozostawia tylko niewielkie pole manewru do dalszej optymalizacji.

2.2.2. Ograniczenia w analizie portfelowej

Wykorzystanie analizy portfelowej do wyboru optymalnego projektu inwestycyjnego, którego realizacja zbliży strukturę wytwórczą lub utrzyma na poziomie efektywnego portfela technologii wytwarzania energii jest skomplikowanym procesem z powodu wpływu wielu czynników, a zatem należy uznać, że te badania mogą mieć pewne ograniczenia (Zhu, Fan 2010).

Należy zauważyć, że teoria portfelowa opiera się na zestawie założeń, które obowiązują na wysoce konkurencyjnych rynkach finansowych, jednak nie mogą być ściśle spełnione w przypadku rzeczowych aktywów wytwórczych (Awerbuch, Berger 2003a; Kienzle, Andersson 2008). Korekty, które są niezbędne do wykorzystania analizy portfelowej w konstru-

owaniu i ocenie portfeli, mogą być niewielkie pod względem modyfikacji danych, założeń i wymagań obliczeniowych, ale mogą mieć istotny wpływ na wyniki. Niektóre z modyfikacji nie mają większego znaczenia, podczas gdy inne decydują w istotnym stopniu o wynikach analizy. Ważność założeń i skutki ich modyfikacji muszą być określone. Realizuje się to poprzez ocenę zmiany wyników analizy po przeniesieniu założeń przyjmowanych w analizie aktywów finansowych na analizę aktywów rzeczowych (Awerbuch, Berger 2003a; Thoma, Krysiak 2010).

Teoria opracowana przez Markowitza pozostaje rdzeniem analizy portfelowej, ale zarządzający portfelem muszą radzić sobie z wieloma praktycznymi problemami, które wpływają na wiarygodność analizy. W literaturze zidentyfikowano pewne kwestie, które należy uwzględnić wykorzystując analizę portfelową do oceny lub poszukiwania optymalnego portfela aktywów wytwarzania energii (Allan i in. 2011; Gao 2003).

Problemy zastosowania analizy średnio-wariancyjnej (MVA) w energetyce, można podzielić na trzy główne obszary (Allan i in. 2011):

- charakterystyka projektu inwestycyjnego jako aktywa,
- porównywalność miary zwrotu z inwestycji w aktywa rzeczowe do miary zwrotu z inwestycji w aktywa finansowe, dla których MVA została stworzona,
- porównywalność miary ryzyka inwestycji w aktywa rzeczowe do miary ryzyka inwestycji w aktywa finansowe, dla których MVA została stworzona.

Analiza średnio-wariancyjna jest oparta na następujących założeniach (Awerbuch, Berger 2003a; Gao 2003; Gökgöz, Atmaca 2012):

- wszystkich inwestorów charakteryzuje awersja do ryzyka,
- inwestorzy mają pełną informację na temat wszystkich aktywów,
- rynek aktywów jest doskonale konkurencyjny, co na ogół przekłada się na niskie koszty transakcyjne lub ich brak,
- nie istnieją podatki,
- zwroty z aktywów charakteryzują się normalnymi rozkładami gęstości prawdopodobieństwa.

Rynek aktywów wytwórczych może być stosunkowo niedoskonały w porównaniu do rynków kapitałowych, ponieważ w przeciwieństwie do papierów wartościowych, które są łatwo zbywalne, inwestycje majątkowe dużo trudniej jest spieniężyć, a tym samym likwidacja aktywów wytwórczych może być trudniejsza (Awerbuch, Berger 2003a; Kienzle, Andersson 2008).

Tradycyjne podejście MVA nie uwzględnia kosztów związanych z przejściem z obecnego (nieefektywnego) portfela do planowanego przyszłego (efektywnego) portfela. Są to istotne koszty dla portfela aktywów energetycznych, które mogą być poniesione w przypadku konieczności likwidacji istniejących aktywów. Koszty likwidacji jednostki wytwórczej są zwykle uwzględnione w wycenie projektu, ale koszty przejścia z jednego portfela do drugiego nie są wyraźnie ujęte (Allan i in. 2011; Thoma, Krysiak 2010).

Ponadto aktywa wytwórcze mogą nie być w pełni jednorodne: dwie identyczne instalacje mogą charakteryzować się inną wartością zwrotu i ryzyka, jeżeli będą pracować

w różnych warunkach np. ich lokalizacja lub dostępność paliwa jest inna (Awerbuch, Berger 2003b).

Inną rzeczą jest to, że proponowane portfele należy sprawdzić pod kątem ich wykonalności, choćby z uwagi na istniejące ograniczenia infrastruktury elektroenergetycznej. Być może niektóre z portfeli określone jako efektywne mogą w rzeczywistości okazać się niemożliwe do realizacji, jednak mając odpowiednio duże zasoby finansowe i czasowe jest mało prawdopodobne, aby niewykonalność była barierą. Jednakże koszty wykonalności mogą być realną przeszkodą (Allan i in. 2011).

Również założenie doskonałej podzielności aktywa jest ograniczeniem, ponieważ w praktyce moce znamionowe elektrowni zmieniają się w sposób dyskretny, a nie w sposób ciągły. Stanowi to problem, gdy celem jest dokładna realizacja pożądanego portfela aktywów, ponieważ z uwagi na to ograniczenie niektóre portfele nie są osiągalne. Ten problem można jednak rozwiązać. Budowa nowej elektrowni może być podjęta we współpracy z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi tak, aby własny udział w łącznej mocy elektrowni odpowiadał wymaganej wielkości w odniesieniu do planowanej alokacji w portfelu (Kienzle, Andersson 2008; Kienzle i in. 2007).

Analizę średnio-wariancyjną można wykorzystać tylko dla danych charakteryzujących się normalnymi rozkładami gęstości prawdopodobieństwa. Założenie to jest przyczyną krytyki tej metody. Większość badań empirycznych wskazuje, że ceny aktywów na rynkach kapitałowych charakteryzują się asymetrycznymi, a często i leptokurtycznymi rozkładami gęstości prawdopodobieństwa. W przypadku aktywów o takich rozkładach prawdopodobieństwa, wariancja nie jest właściwą miarą ryzyka (Marasovic, Babic 2011).

Problematyka optymalizacji portfela wymaga zdefiniowania miary ryzyka, która zostanie wykorzystana w modelu optymalizacji portfela. Z uwagi na wady wariancji jako miary ryzyka w modelach wyboru optymalnego portfela próbuje stosować się alternatywne miary ryzyka takie jak: VaR – *Value at Risk* i CVaR – *Conditional Value at Risk* (de Oliveira i in. 2011; Marasovic, Babic 2011).

Jednym z założeń MVA, który stanowi częsty powód krytyki, jest to, iż zakłada ono wykorzystanie danych historycznych w celu stworzenia odpowiednio mocnych podstaw do przewidywania przyszłości. Wykorzystanie historycznych danych nie zawsze pozwala na prognozowanie przyszłych wartości np. zmian cen. Stirling (1999) twierdzi, że w warunkach niewiedzy nie istnieją podstawy by przypuszczać, że historyczne wzorce powtórzą się w przyszłości (Zhu, Fan 2010).

Pomimo wyżej wymienionych ograniczeń teoria portfelowa jest powszechnie stosowana do budowania, oceny i optymalizacji portfeli rzeczowych aktywów trwałych (Awerbuch, Berger 2003a; Gökgöz, Atmaca 2012).

Użycie symulacji Monte Carlo pozwala rozszerzyć wywodzące się z analizy portfelowej deterministyczne techniki optymalizacji portfeli aktywów energetycznych, znosząc ograniczenia dotyczące normalności rozkładów gęstości prawdopodobieństwa użytych do modelowania niepewności. Niemal każdy rozkład gęstości prawdopodobieństwa może być

wykorzystany, a do pomiaru ryzyka mogą zostać wykorzystane różne inne miary a nie tylko wariancja czy odchylenie standardowe (Vithayasrichareon, MacGill 2012).

Zaawansowane wykorzystanie idei analizy portfelowej pozwala na porównanie technologii energetycznych i określenie ich roli dla przedsiębiorstwa energetycznego w przypadku realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego w zakresie wytwarzania energii. Bazując na idei analizy portfelowej możliwe jest stworzenie metody, za pomocą której można dokonać oceny różnych technologii energetycznych pod względem korzyści dla przedsiębiorstwa energetycznego, rozumianych jako wzrost wartości przedsiębiorstwa i zmniejszenie ryzyka jego funkcjonowania. W ten sposób będzie można określić rolę poszczególnych technologii energetycznych w strukturze produkcyjnej polskich przedsiębiorstw energetycznych. Realizacja kompleksowych badań w tym zakresie jest bardzo interesująca, ponieważ wdrożenie ich wyników może zwiększyć konkurencyjność polskich przedsiębiorstw energetycznych, wskazując kierunek dywersyfikacji ich struktur produkcyjnych.

2.3. Metoda badawcza

W literaturze najbardziej rozpowszechnione są dwa różne podejścia w zakresie wyboru inwestycji dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej. Pierwsze podejście opiera się na zaktualizowanym koszcie wytwarzania energii elektrycznej (LCEP – *Levelized Costs of Electricity Production*). Metoda ta pozwala obliczyć oczekiwane koszty wytwarzania energii elektrycznej dla różnych technologii i na tej podstawie wybrać technologie o najniższych kosztach. Podejście bazujące na LCEP jest używane głównie na regulowanych rynkach energii, gdzie spółki energetyczne zobowiązane są do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii. Nikt nie zastanawia się czy z ekonomicznego punktu widzenia inwestycja powinna być realizowana, czy nie. Opierając się na założeniu, że inwestycja jest wymagana, konieczne jest wskazanie tylko najtańszej technologii, w czym doskonale sprawdza się metoda LCEP. Choć metoda ta nie uwzględnia w odpowiedni sposób niepewności, wciąż ma zastosowanie w praktyce również na zliberalizowanych rynkach (Geiger 2011; Projected... 2005; Roques 2008). Jednak trudno jest w metodologii LCEP skutecznie uwzględnić ryzyka i niepewności. International Energy Agency (2005) (Projected... 2005) sądzi, że metodologia obliczania kosztów wytwarzania energii na konkurencyjnych rynkach nie bierze w odpowiednim stopniu pod uwagę ryzyka rynkowego. Dlatego konieczne jest zastosowanie podejścia, które uwzględnia ryzyka przyszłych kosztów i przychodów, gdyż na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej urządzenie wytwarza energię elektryczną tylko wtedy, gdy jego koszty krańcowe są niższe lub równe cenom energii elektrycznej. Inną wadą podejścia LCEP jest to, że ignoruje ceny energii elektrycznej i wyłącznie opiera się na kosztach. Ponadto nie uwzględnia, że jednostki szczytowego obciążenia działają głównie w okresach wysokich cen, dlatego mogą one być rentowne, mimo ich stosunkowo wysokich kosztów (Geiger 2011; Roques 2008).

W literaturze można nadal spotkać się z podejściem, w którym przyjmuje się jako funkcję celu minimalizację zaktualizowanego kosztu wytwarzania energii elektrycznej, pomimo że na uwolnionych rynkach, przedsiębiorstwa energetyczne będą realizować inwestycję tylko wtedy, gdy będzie ona opłacalna. Tym samym dynamiczne metody oceny efektywności ekonomicznej inwestycji ujmujące całkowitą liczbę pozycji finansowych związanych z daną inwestycją wydają się być korzystniejsze z punktu widzenia interesów właścicieli (Geiger 2011; Kalina, Skorek 2000; Liszka 2006).

Zgodnie z obowiązującymi standardami dynamicznymi (uwzględniającymi zmiany wartości pieniądza w czasie) miarami opłacalności ekonomicznej inwestycji są wskaźniki wyprowadzone z obliczeń przepływów pieniężnych w kolejnych okresach eksploatacji inwestycji oraz z rachunku dyskonta (Skorek, Kalina 2002). Należą do nich (Bartnik 2005):

- wartość zaktualizowana (bieżąca) netto (NPV – *Net Present Value*),
- wewnętrzna stopa zwrotu (IRR – *Internal Rate of Return*),
- prosty i zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych (SPBP – *Simple Pay Back Period* i DPBP – *Discounted Pay Back Period*).

Powyższe mierniki są podstawowymi, powszechnie uznawanymi i funkcjonującymi wskaźnikami efektywności ekonomicznej dowolnego przedsięwzięcia gospodarczego na całym świecie. Są jedynymi i wyłącznie uznawanymi miernikami przez wszystkie banki, w tym Bank Światowy.

Wyliczając wartości powyższych mierników stosuje się rachunek dyskonta, uwzględniający zmianę wartości pieniądza na skutek upływu czasu. Zmiana wartości pieniądza w czasie wynika z (Nita 2010):

- wpływu ryzyka,
- psychologicznej skłonności do bieżącej konsumpcji,
- płynności pieniądza posiadanego obecnie.

Wyliczając i porównując różne wielkości należy mieć wspólny mianownik, wspólny poziom odniesienia. Rachunek dyskonta pozwala na porównywanie pieniędzy z różnych okresów, sprowadzając ich wartość do tej samej chwili. Inaczej mówiąc, rachunek dyskonta daje możliwość przeliczania wartości pieniędzy z jednego okresu na każdy inny dowolny moment w czasie (Bartnik 2005).

Spośród wymienionych mierników efektywności inwestycji na pierwszy plan wysuwają się dwa najpopularniejsze i w obiegowej opinii najskuteczniejsze: NPV i IRR, które są zalecane przez Organizację Narodów Zjednoczonych ds. Rozwoju Przemysłowego (UNIDO – *United Nations Industrial Development Organization*) i są szeroko stosowane w ocenie projektów w sektorze energetycznym (Behrens, Hawranek 2003; Wróbel 2010).

Mierniki te mają charakter uniwersalny, silne podstawy metodologiczne i szerokie zastosowanie w zakresie zarówno oceny projektów inwestycyjnych oraz w innych obszarach, takich jak wartość firmy lub analiza inwestycji finansowych (Mackevicius, Tomasevic 2010).

W metodologii oceniania projektów inwestycyjnych wartość bieżąca netto (NPV) i wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) jako miary uznane za najbardziej wiarygodne są najpowszechniej

niej stosowane (Mackevicius, Tomasevic 2010). Badania przeprowadzone wśród 392 dyrektorów finansowych dużych i małych firm pokazały, że 74,9% z nich przy wycenie projektów inwestycyjnych korzysta zawsze lub prawie zawsze z NPV (Graham, Harvey 2001). W praktyce analiza projektów inwestycyjnych zakłada, że wiarygodność tych mierników jest taka sama, a wynik każdej z nich może służyć jako kryterium przyjęcia lub odrzucenia projektu. NPV opiera się na koncepcji wartości bieżącej netto i pokazuje kwotę, o którą suma dochodów projektu przekracza łączne płatności (Mackevicius, Tomasevic 2010). Istotą NPV jest obliczenie sumy zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto generowanych przez dane przedsięwzięcie przez cały okres jego eksploatacji równy n . W procesie dyskontowania wykorzystujemy stopę dyskontową r określającą koszt zaangażowanego kapitału. Wówczas NPV może zostać obliczona jako (Wanielista 2009):

$$NPV = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{CF_i}{(1+r)^i} \quad (2.5)$$

gdzie:

- n – horyzont czasowy projektu,
- CF_i – przepływy pieniężne netto w okresie i -tym,
- r – stopa dyskontowa.

Oszacowane NPV informuje o bezwzględnej wielkości korzyści uzyskiwanych w związku z realizacją projektu inwestycyjnego. Przyjmując zwykle kryterium planowania inwestycji, należy ją podjąć gdy $NPV > 0$, co wskazuje że inwestycja jest uważana za efektywną ekonomicznie, natomiast gdy $NPV < 0$ projekt należy odrzucić, ponieważ jest nieefektywny z ekonomicznego punktu widzenia. Często jednak oprócz warunku $NPV > 0$ inwestycja musi się cechować odpowiednio krótkim zdyskontowanym czasem zwrotu nakładów inwestycyjnych (DPB) i odpowiednio wysoką wartością wewnętrzną stopy zwrotu (IRR) (Mackevicius, Tomasevic 2010; Skorek, Kalina 2002; Wanielista 2009; Wróbel 2010).

Stopa dyskontowa, przy której NPV jest równa zero, nazywa się wewnętrzną stopą zwrotu z projektu (Mackevicius, Tomasevic 2010; Wróbel 2010).

Zatem:

$$\sum_{i=1}^{i=n} \frac{CF_i}{(1+IRR)^i} = 0 \quad (2.6)$$

gdzie:

- n – horyzont czasowy projektu,
- CF_i – przepływy pieniężne netto w okresie i -tym,
- IRR – wewnętrzna stopa zwrotu.

Zgodnie z tą miarą inwestycję należy podjąć, gdy wewnętrzna stopa zwrotu przewyższa ustaloną stopę zwrotu, wymaganą przez zarządzającego. W przypadku gdy IRR jest niższa aniżeli stopa właściwego dla projektu kosztu kapitału, wówczas nie podejmujemy działań mających na celu realizację inwestycji (Wróbel 2010).

Niedoskonałością IRR jest trudność zastosowania jej do oceny efektywności projektów niekonwencjonalnych, tzn. takich, gdzie ujemny przepływ pieniężny netto występuje na przestrzeni więcej niż jednego okresu (Wróbel 2010).

Możliwa jest sytuacja, w której obie metody mogą sugerować podjęcie odmiennych decyzji inwestycyjnych. Zjawisko to znane jest w literaturze pod nazwą „problem rankingu”. Celowym jest zatem rozstrzygnięcie, którą z metod należy się kierować w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych, przyjmując ją jako podstawę do obliczania ekonomicznej funkcji celu (Behrens, Hawranek 2003; Liszka 2006).

Biorąc pod uwagę fakt, iż głównym celem realizacji projektu (aktywności inwestycyjnej) jest zwiększenie stanu posiadania jego właścicieli, istotne w ocenie ekonomicznej są końcowe efekty skumulowane. Wskaźnik NPV jest więc poprawnym kryterium decyzyjnym z punktu widzenia inwestorów. Wskaźnik IRR może wówczas spełniać funkcję pomocniczą, polegającą głównie na szybkim, intuicyjnym porównaniu rentowności inwestycji z innymi formami lokowania kapitału (Liszka 2006; Walczak 2003).

Wymienione wady i niedostatki IRR powodują, że koncepcja NPV zyskała sobie najszerze grono zwolenników, co nie oznacza, że miara ta jest wolna od niedoskonałości. Przewaga wartości bieżącej netto nad wewnętrzną stopą zwrotu wynika głównie z technicznej konstrukcji wskaźników, ponieważ metodycznie obie miary bazują na tej samej idei (Wróbel 2010).

Metoda zdyskontowanych przepływów pieniężnych (DCF – *Discounted Cash Flow*) charakteryzuje się włączeniem dowolnych wartości premii za ryzyko w stopę dyskontową, co w praktyce oznacza, że dla projektów o długim horyzoncie inwestycyjnym są stosowane wysokie wartości stopy dyskontowej. Dlatego nowoczesne biznesplany koncentrują się na metodach dynamicznych i pozwalających na elastyczne planowanie, z zastrzeżeniem optymalizacji procesów. Tego typu działania mogą przyczyniać się do identyfikacji możliwości inwestycyjnych na podstawie nowych technologii (Tolis, Rentizelas 2011).

Metody bazujące na dynamicznych miarach oceny efektywności ekonomicznej inwestycji, takich jak wartość bieżąca netto, w tym także metoda LCEP, są niewystarczające do oceny ekonomicznej projektów inwestycyjnych, ponieważ nie pozwalają właściwie uchwycić dodatkowych czynników ryzyka, które znacznie wzrosły od momentu kiedy sektor energetyczny rozpoczął procesy liberalizacji i deregulacji (Fernandes i in. 2011). Nie biorą one pod uwagę wzajemnego oddziaływania między trzema ważnymi cechami decyzji inwestycyjnych, którymi charakteryzuje się niemal każda inwestycja w aktywa rzeczowe, zwłaszcza w aktywa energetyczne, a są to (Fortin i in. 2007; Szolgayova i in. 2008; Wanielista 2009):

- częściowa lub całkowita nieodwracalność inwestycji,
- niepewność dotycząca przyszłych przepływów pieniężnych (kosztów i przychodów),
- elastyczność decyzyjna w czasie trwania inwestycji.

Ostatnia z wymienionych cech – dotycząca elastyczności decyzyjnej wymaga skomentowania.

Dynamiczne miary oceny ekonomicznej projektów inwestycyjnych, w tym wartość bieżąca netto nie uwzględniają przyszłych możliwości, które mogą zaistnieć w czasie realizacji projektu. Decydent zdaje sobie sprawę, że ma możliwość reagowania stosownie do sytuacji jakie pojawiają się na rynku. Ta elastyczność decyzyjna pozwala zarządzającemu podejmować decyzje podczas realizacji projektu w taki sposób, aby oczekiwane zwroty były maksymalizowane lub przewidywane straty minimalizowane (Brandão i in. 2005; Wróbel 2010). Metody wyceny wykorzystujące NPV pomijają wszelkie wartości, które wynikają z elastyczności decyzyjnej, przez co są krytykowane, gdyż możliwości elastycznej reakcji na zmienność otoczenia i możliwości zmniejszenia niepewności poprzez podejmowanie etapowego działania powodują, że praktycznie każdy projekt inwestycyjny ma większą wartość niż wynikałoby to ze statycznej analizy prowadzonej metodami dyskontowymi (Brandão i in. 2005; Roques 2008; Wiśniewski 2005a).

Możliwości stojące przed zarządzającym trudno ująć ideą NPV z powodu jej niedostatków. Z pomocą przychodzą jednak metody alternatywne, takie jak metoda bazująca na rachunku opcji rzeczowych (ROA – *Real Option Approach*), która stała się popularna w wycenie aktywów energetycznych (Geiger 2011; Wróbel 2010). Podejście opcyjne wyjaśnia zachowanie inwestycji w sposób, który nie jest rejestrowany przez neoklasyczną miarę NPV (Kjaerland 2007). Należy jednak pamiętać, że NPV i ROA to tylko różne interpretacje tej samej strategii wyceny, co wykazano w pracach Smith i Nau (1995) i De Reyck i inni (2008).

Opcja daje prawo do podjęcia określonego działania, co więcej to prawo ma pewną wartość, która powinna być zawarta w wycenie projektu, gdyż może mieć istotny wpływ na wybór projektu na konkurencyjnym rynku energii (Geiger 2011; Roques 2008; Wróbel 2010). Wartość ta wynika z elastyczności zawartej w projekcie, związanej z nowymi informacjami, które stają się dostępne z biegiem czasu oraz możliwością dynamicznego reagowania na zmieniające się warunki rynkowe. Można ją stosunkowo dobrze skwantyfikować za pomocą metody opcji rzeczowych. Dlatego metoda ta stała się ważnym narzędziem wyceny finansowej aktywów wytwórczych, zwłaszcza takich jak elektrownie (Frayer, Uludere 2001; Wróbel 2010).

Elastyczność działania jest cenna na zliberalizowanych rynkach energetycznych. Jednym z najlepszych przykładów aktywów, które posiadają taką elastyczność są elektrownie szczytowe (w tym elektrownie gazowe), które mogą szybko reagować na zmieniające się ceny energii i poziom zapotrzebowania na energię elektryczną, korzystając z arbitrażu pomiędzy rynkami energii elektrycznej i gazu. Stopień elastyczności zależy od czynników wewnętrznych technologii, jak i warunków kontraktów na dostawy paliwa (Frayer, Uludere 2001; Roques 2008). Uwzględnienie elastyczności operacyjnej elektrowni modyfikuje względną konkurencyjność projektu inwestycyjnego, znacznie wpływając na kształt krzywej rozkładu gęstości prawdopodobieństwa NPV. Kiedy elastyczność pracy jest uwzględniona przy wycenie aktywa, elektrownie szczytowe oceniane są jako bardziej opłacalne

i mniej ryzykowne niż przy wycenie pomijającej elastyczności. Elastyczność operacyjna nie tylko zwiększa wartość oczekiwaną NPV elektrowni szczytowych, ale również zmniejsza ryzyko ich funkcjonowania poprzez większe ograniczenie prawdopodobieństwa ujemnych wartości NPV.

Metoda opcji rzeczowych daje inwestorowi możliwość uwzględnienia wartości, która wynika na przykład z możliwości opóźniania realizacji inwestycji lub możliwości elastycznej pracy siłowni. Stosowanie metody opcji rzeczowych zaleca się również do oceny inwestycji obarczonych dużym ryzykiem, zwłaszcza gdy są one nieodwracalne (Abadie, Chamorro 2008; Fernandes i in. 2011; Geiger 2011). Poza tym, że metoda ta pozwala odpowiedzieć na pytanie, czy inwestować, czy nie, rozstrzyga również kwestię, kiedy inwestować (Geiger 2011).

Teoria opcji rzeczowych zazwyczaj zakłada, że rynek jest doskonale konkurencyjny, przez co decyzje inwestycyjne nie wpływają na ceny. W tych warunkach niepewności co do przyszłych cen lub zysków mogą być bezpośrednio reprezentowane przez egzogeniczne procesy stochastyczne (Botterud, Korpås 2007).

Termin „opcje rzeczowe” można przypisać Myersowi (1977), który po raz pierwszy zidentyfikował analogię między opcjami finansowymi a inwestycjami w aktywa rzeczowe. Opcje rzeczowe, które są zapożyczone z inżynierii finansowej, mają pewne wspólne cechy z opcjami finansowymi, opisane szczegółowo przez Dixit i Pindyck (1994).

Copeland i Antikarov (2003) zdefiniowali opcję rzeczową „jako prawo, ale nie obowiązek, do podjęcia działań (np. odroczenie, poszerzenie, redukcja lub zaniechanie) po określonym koszcie zwanym ceną wykonania, przez określony czas życia opcji”.

Analiza opcji rzeczowych do planowania w sektorze energetycznym jest stosowana od kilkunastu lat. Praca Dixit i Pindyck (1994) zapewnia obszerne wprowadzenie do tematu opcji rzeczowych, wykazując w jednym z rozdziałów przydatność tego podejścia do wsparcia decyzji podejmowanych w planowaniu struktury wytwarzania energii elektrycznej. Metody modelowania oparte na teorii opcji rzeczowych do wyceny inwestycji w energetyce można znaleźć również w najnowszej literaturze. Podjęto liczne badania w zakresie zastosowania ROA do oceny ekonomicznej energetycznych projektów inwestycyjnych (Fuss i in. 2012).

Laughton i inni (2003) zastosowali to podejście do oceny geologicznej sekwestracji gazów cieplarnianych. Doszli oni do wniosku, że korzystanie z tradycyjnego deterministycznego modelu zdyskontowanych przepływów pieniężnych może zniekształcić wycenę projektu, ponieważ nie uwzględnia on złożonych efektów dotyczących ryzyka. Sekar (2005) korzystając z ROA przy niepewnej cenie uprawnień do emisji CO₂, ocenił trzy inwestycje w węglowe technologie wytwarzania energii elektrycznej. Opracował model przepływów pieniężnych dla każdej z tych technologii uwzględniając cenę CO₂ jako niepewną zmienną. Laurikka (2006) przedstawiła model symulacyjny wykorzystujący ROA do oszacowania wartości technologii zgazowania węgla, zintegrowanego z układem pracującym w cyklu mieszanym (IGCC), objętej systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂. Badania uwzględniały trzy zmienne stochastyczne: cenę energii elektrycznej, cenę

paliwa i cenę uprawnień do emisji CO₂. Lin i inni (2007) wykorzystali ROA aby zbadać, kiedy i o ile w analizowanym studium przypadku powinna zostać zmniejszona emisja gazów cieplarnianych. Na podstawie szczegółowego przeglądu literatury na temat ROA stworzyli prosty model matematyczny do oceny zapobiegania zanieczyszczeniom środowiska podczas współistnienia ekologicznych i ekonomicznych niepewności. Gollier i inni (2005) wykorzystując rachunek opcyjny na przykładzie energetyki jądrowej, udowadniali korzyści ekonomiczne z tytułu modułowości systemu wytwórczego w warunkach ryzyka zmienności cen. Przykłady zastosowań rachunku opcyjnego w przemyśle energetycznym są również przedstawione w pracach Denga i Xia (2006) oraz Yang i Blyth (2007). Inne współczesne aplikacje podejścia opcyjnego ROA w sektorze energetycznym obejmują: Siddiqui i inni (2007), którzy przeprowadzili badania w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii w Stanach Zjednoczonych; Marreco i Carpio (2006), którzy badali elastyczność brazylijskiego systemu zasilania oraz Kuper i Soest (2006), którzy oceniali wpływ niepewnych cen ropy naftowej na zużycie energii. Sektor energetyki gazowej nie jest wyjątkiem i kilka badań wykorzystujących teorię opcji rzeczowych pojawiło się niedawno w literaturze przedmiotu (Fernandes i in. 2011).

Miernikiem efektywności, który uwzględni wartość opcji rzeczowych w wycenie projektu inwestycyjnego jest rozszerzona wartość zaktualizowana netto (XNPV – *Expanded Net Present Value*) (Saługa 2011; Trigeorigis 1996):

$$\text{XNPV} = \text{NPV} + \text{OP} + \text{RO}$$

gdzie:

- XNPV – rozszerzona wartość zaktualizowana netto,
- NPV – obliczana w sposób tradycyjny wartość bieżąca netto,
- OP – wartość opcji rzeczowych,
- RO – wartość zależności między tymi opcjami.

Analizując liczne zagraniczne publikacje można dostrzec, że ich autorzy stosują różne podejścia do wyceny opcji rzeczowych. Amram i Kulatilaka (1999) sklasyfikowali trzy grupy metod określania wartości opcji, tj.: metoda równań różniczkowych cząstkowych, metoda programowania dynamicznego i metoda symulacyjna. Metoda symulacyjna, w tym szczególnie metoda Monte Carlo, jest często używana, ponieważ jest mniej uciążliwa, obliczeniowo i może symulować wiele rzeczywistych sytuacji, na przykład skomplikowane reguły decyzyjne i złożone relacje między wartością opcji a bazowym składnikiem aktywów. Generuje ona tysiące możliwych ścieżek ewolucji instrumentu bazowego od teraźniejszości do ostatecznej daty wykorzystania lub wygaśnięcia opcji (Fernandes i in. 2011).

Ponadto od strony metodologicznej istnieje wiele różnic pomiędzy opcjami finansowymi i rzeczowymi, które w znaczący sposób utrudniają poprawne użycie metod wyceny opcji finansowych do wyceny opcji rzeczowych. Z pojedynczym projektem inwestycyjnym zwią-

zanych jest zazwyczaj wiele opcji. Pierwszym problemem merytorycznym jest zatem wyliczenie ich sumarycznej wartości, która nie musi być (i zazwyczaj nie jest) równa sumie wartości opcji prostych (przykład złożenia opcji zawarty jest w pracy (Wiśniewski 2004)). Drugim problemem metodologicznym jest uwzględnienie wpływu wielu czynników ryzyka na wartość opcji. Opcje zależne od wielu czynników ryzyka nazywane są opcjami wieloczynnikowymi (tęczowymi), a do ich wyceny stosowanych jest wiele podejść, wykorzystujących dość wyrafinowane metody wyceny. Główne z nich to: metoda konsolidacji, metoda zintegrowana i metoda drzew czteromianowych (dokładniejszy opis tych metod oraz porównanie ich charakterystyki w pracach Wiśniewskiego (2005a, 2005b)).

W niniejszej pracy posłużono się koncepcją pozwalającą na wycenę opcji wieloczynnikowych z wykorzystaniem metody Monte Carlo, będącą połączeniem metody konsolidacji i metody zintegrowanej. Pozwala ona na równoczesne uwzględnienie wielu czynników ryzyka i określenie wartości opcji. Podejście to szczegółowo jest opisane w pracach (Charnes 2007; Wiśniewski 2005a). Poniżej przedstawiono zarys idei metody. Wymaga ona zbudowania dwóch modeli przepływów pieniężnych. Pierwszy model powinien być modelem bazowym niezawierającym formuł uwzględniających dostępne opcje. Wyniki z tego modelu są porównywane z wynikami uzyskanymi z drugiego modelu, zawierającego formuły realizacji opcji, które uaktywniają się tylko w przypadku takiego wylosowania zmiennych wejściowych, które w danym okresie prognozy t czynią opłacalne wykonanie opcji w stosunku do wartości wyliczonych w modelu pierwszym w tym samym okresie t . Czyli wyliczona w okresie t wartość przepływów pieniężnych (PV_1) po wykonaniu opcji musi być wyższa od wyliczonej w tym samym okresie t wartości przepływów pieniężnych (PV_2) projektu bez opcji. Model powinien uwzględnić poniesienie kosztu wykonania opcji. Przez wszystkie okresy prognozy w wygenerowanym w symulacji Monte Carlo scenariuszu w przypadku nieopłacalności realizacji opcji model drugi zachowuje się identycznie jak model bazowy (pierwszy). Przepływy pieniężne są wyznaczane w tych samych punktach w czasie i porównywane ze sobą. Porównywanie wartości w obu modelach jest prowadzone przez cały okres prognozy, w którym opcja jest dostępna. Wynik symulacji uzyskany z modelu drugiego w postaci wartości oczekiwanej wartości bieżącej netto projektu $E(NPV_2)$, będącej sumą zdyskontowanych przepływów z wszystkich okresów (tych przed wykonaniem opcji i tych po wykonaniu opcji), jest nazywany wartością rozszerzoną projektu inwestycyjnego w terminologii przyjętej przy opisie opcji rzeczowych (Trigeorgis 1996).

Odejmując wartość oczekiwaną NPV projektu inwestycyjnego bez opcji $E(NPV_1)$ od wartości oczekiwanej NPV projektu inwestycyjnego z opcją $E(NPV_2)$ otrzymuje się wartość samej opcji rzeczowej z uwzględnieniem wielu składników ryzyka.

W pracach (Charnes 2007) i (Wiśniewski 2005a) kryterium wykonania opcji jest wartość zmiennych wejściowych, które po wykonaniu opcji musiałyby mieć wyższą lub niższą wartość w zależności od rodzaju wykonywanej opcji rzeczowej (opcja kupna lub sprzedaży). Takie podejście, będące pewnego rodzaju uproszczeniem, daje poprawne wyniki tylko w przypadku, gdy mamy jedną kluczową zmienną stochastyczną determinującą wynik

zmiennych wyjściowych. Jeżeli jednak zmiennych stochastycznych mających wpływ na wartość zmiennych wyjściowych jest więcej, to kryterium realizacji opcji musi być wartość zmiennych wyjściowych, ponieważ nie jest możliwe wskazanie wartości zmiennych wejściowych, gdyż istnieje nieskończenie wiele kombinacji wartości zmiennych wejściowych, przy których opłacalna jest realizacja opcji. Przyjęcie wartości zmiennych wyjściowych jako kryterium realizacji opcji jest bardziej zbliżone z klasycznym podejściem do wyceny opcji rzeczowych, jednak znacznie trudniejsze do implementacji w modelu komputerowym.

2.3.1. Metoda postępowania w modelowaniu portfela technologii wytwórczych przedsiębiorstwa energetycznego

Wybór technologii energetycznej wymaga przeprowadzenia modelowania symulacyjnego, które jest metodą teoretycznego rozwiązywania niektórych problemów w praktyce, przez co zajmuje pośrednie miejsce między logicznymi i empirycznymi metodami i stanowi wiążące ogniwo między teorią i praktyką.

Modelowanie symulacyjne składa się z:

- procesu budowy modelu systemu rzeczywistego,
- przeprowadzania eksperymentów symulacyjnych na tym modelu.

Celem badań symulacyjnych jest poznanie zachowania się systemu pod wpływem wewnętrznych i zewnętrznych czynników lub dokonania oceny strategii zapewniających funkcjonowanie badanego systemu. Wyniki uzyskane z eksperymentów symulacyjnych przeprowadzonych na modelu są przenoszone drogą wnioskowania przez analogię na badany system.

Modelowanie symulacyjne pozwala:

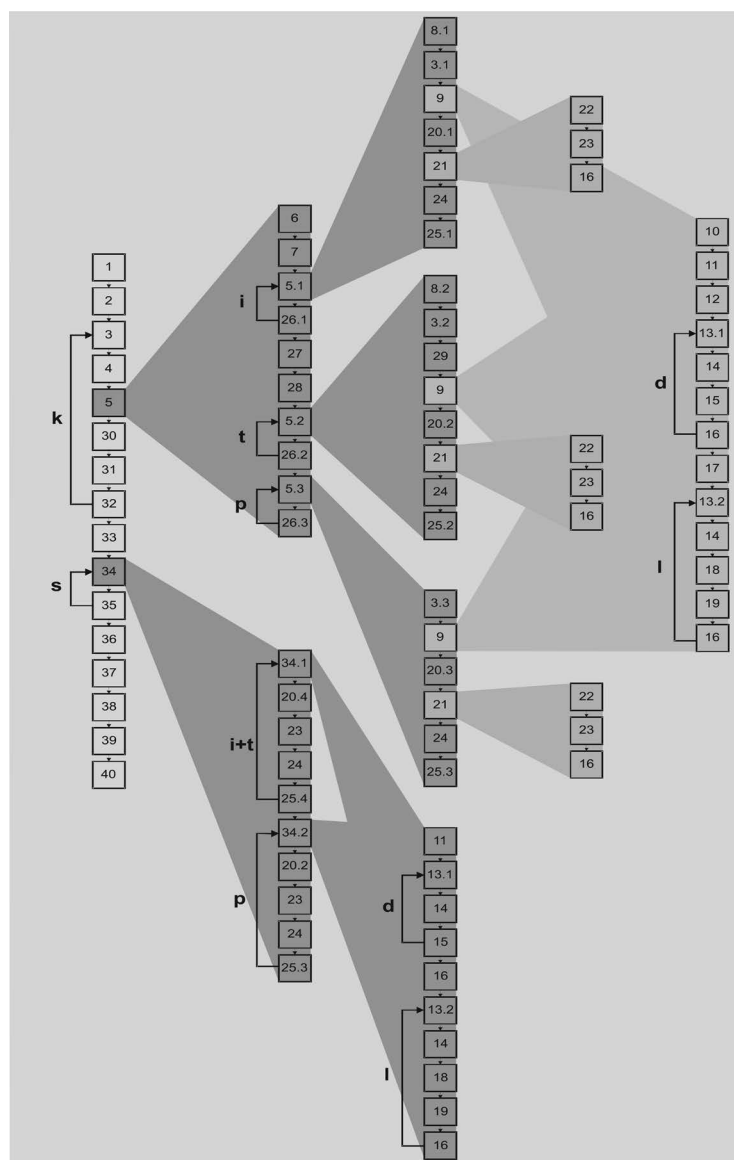
- opisać zachowanie się systemu,
- budować teorie i hipotezy, które mogą objaśniać obserwowane zachowanie się systemu,
- stosować te teorie i hipotezy do przewidywania przyszłego zachowania się systemu, tj. do przewidywania tych przyszłych stanów systemu, które mogą wynikać ze zmiany elementów systemu lub sposobów jego działania.

Metody badań symulacyjnych mogą służyć do:

- odtwarzania funkcjonowania systemów obecnie już nieistniejących (tzw. symulacja odtwarzająca),
- odwzorowywania działania systemów obecnie funkcjonujących (tzw. symulacja bieżąca),
- przewidywania działania badanych systemów w przyszłości (tzw. symulacja prognozy).

Proces modelowania symulacyjnego jest operacją złożoną i wiąże się z koniecznością zastosowania odpowiedniej metodyki w celu uniknięcia błędów, które mogą się pojawić na każdym etapie. Metodyka ta w znacznym stopniu determinuje późniejsze praktyczne zastosowanie modelu (Kamiński 2010).

Stosowanie modelu do rozwiązywania rzeczywistych problemów umożliwia wnioskowanie



Rys. 2.3. Schemat postępowania w proponowanej metodzie wyboru energetycznego projektu inwestycyjnego; oznaczenia określające liczbę iteracji równą liczbie: i – istniejących w przedsiębiorstwie jednostek wytwórczych, t – rozpatrywanych do realizacji projektów inwestycyjnych, p – aktywów generujących przepływy pieniężne niebędących jednostkami wytwórczymi, s – rozpatrywanych scenariuszy badawczych, d – deterministycznych parametrów wejściowych, l – stochastycznych parametrów wejściowych, k – korekt modelu koncepcyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 2.3. Procedures in the proposed method for selection of the energy investment project; designations indicating the number of iterations equal to the number of: i – generating units in the company, t – investment projects planned for implementation, p – assets generating cash flows other than generation units, s – possible research scenarios, d – deterministic input parameters, l – stochastic input parameters, k – adjustments to the conceptual model

na temat zachowania oryginału, który najczęściej nie jest dostępny do prowadzenia eksperymentów (Kamiński 2010). Budowa modeli matematycznych, odzwierciedlających w miarę możliwości wiernie złożoność mechanizmów gospodarki rynkowej, optymalizowanych za pomocą funkcji celu, której argumentami są zmienne decyzyjne, spełniające określone warunki brzegowe, jest istotnym zadaniem w badaniach efektywności ekonomicznej projektów inwestycyjnych realizowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne (Kamrat 2007a).

Celem niniejszego rozdziału jest przedstawienie ogólnej metody postępowania w modelowaniu portfela technologii wytwórczych przedsiębiorstwa energetycznego.

W procesie podejmowania decyzji w zakresie wyboru energetycznego projektu inwestycyjnego do realizacji z wykorzystaniem metodyki modelowania matematycznego, konieczne jest przyjęcie określonej procedury postępowania. W niniejszej pracy została ona ujęta w postaci schematu (algorytmu), który składa się z 40 charakterystycznych czynności opisanych szczegółowo w dalszej części pracy. Schemat (algorytm) przedstawia wypracowane przez autora, na podstawie analiz literatury i doświadczeń, kolejne etapy postępowania w proponowanej metodzie wyboru energetycznego projektu inwestycyjnego (rys. 2.3).

Wskazane jest, by nie zaniedbywać żadnego z zaprezentowanych etapów oraz konsekwentnie realizować poszczególne kroki, co oczywiście nie wyklucza sytuacji, w której część etapów nie jest realizowana, ponieważ nie wymaga tego stawiany problem lub przyjęte założenia.

Poniżej omówiono szczegółowo wszystkie czynności, z których składa się proces postępowania przedstawiony na rysunku 2.3.

Zdefiniowanie problemu

Dotyczy czynności

- | | |
|---|------------------------|
| 1 | Zdefiniowanie problemu |
|---|------------------------|

Chcąc rozwiązać problem, który został dostrzeżony, należy go najpierw precyzyjnie zdefiniować, czyli wskazać konkretny problem ze zbioru wszystkich problemów i dokładnie określić na czym on polega (Kamiński 2010). Pozwala to na właściwe zrozumienie idei problemu przez wszystkie zainteresowane strony i ułatwia jego rozwiązanie, a także stanowi punkt odniesienia do realizacji kolejnych etapów pracy mającej na celu rozwiązanie problemu.

Obserwacja i analiza problemu

Dotyczy czynności

- | | |
|---|-------------------------------|
| 2 | Obserwacja i analiza problemu |
|---|-------------------------------|

Zdefiniowany problem należy poddać analizie oraz obserwacji, co zwykle wymaga wy-

konania przeglądu literatury, a w wielu przypadkach przeprowadzenia również konsultacji z ekspertami z branży. Działania te mają na celu zebrane informacji i wiedzy na temat problemu w kontekście całego jego otoczenia. Zebrane informacje i wiedza są bardzo pomocne na etapie budowania modelu, gdyż pozwalają wskazać ważne elementy występujące w danym systemie, określić szereg różnego typu zależności oraz kluczowe dla analizy zmienne, na które należy zwrócić szczególną uwagę, aby precyzyjnie określić topologię modelowanego systemu (Kamiński 2010; Kupecki 2009).

Obserwacja i analiza pozwalają, nie zaniedbując istotnych zależności i elementów systemu, wprowadzić różnego rodzaju często konieczne uproszczenia do opracowywanego modelu (Caron i in. 2007).

Rozważając ten punkt w kontekście metody wyboru technologii energetycznej dla planowanej do realizacji inwestycji można wskazać zagadnienia dotyczące problemu, o których często się zapomina lub ignoruje w procesie modelowania, a które powinny być poddane obserwacji i analizie, gdyż determinują poprawność wyników. Najważniejsze z nich to:

- korzyści skali,
- efekty synergii,
- wpływ realizowanej inwestycji na rynek i konkurencyjne przedsiębiorstwa energetyczne funkcjonujące na nim,
- dostępność opcji rzeczowych.

Ze zjawiskiem korzyści skali mamy do czynienia w przedsiębiorstwach produkcyjnych. Korzyści skali dzielą się na rosnące i malejące. Można je zdefiniować poprzez odwrotność funkcji elastyczności kosztowej produkcji ε , gdzie elastyczność kosztowa produkcji równa jest iloczynowi przeciętnych kosztów całkowitych i kosztów krańcowych. Jeżeli $1/\varepsilon$ jest większe od jedności, to występują dodatnie korzyści skali, jeżeli jest równe jeden, to występują stałe korzyści skali, jeżeli zaś mniejsze od jedności, to mamy do czynienia z malejącymi korzyściami skali. Inaczej mówiąc, rosnące korzyści skali występują w przypadku gdy x -krotne zwiększenie wartości czynnika wytwórczego pociągnie za sobą ponad x -krotny wzrost wartości przychodów lub mniej niż x -krotny wzrost wartości kosztów. Malejące korzyści lub inaczej niekorzyści skali mają miejsce, gdy x -krotne zwiększenie wartości czynnika wytwórczego prowadzi do mniej niż x -krotnego wzrostu wartości przychodów lub do ponad x -krotnego wzrostu wartości kosztów. A stałe korzyści skali to sytuacja, gdy x -krotne zwiększenie wartości czynnika wytwórczego pociągnie za sobą x -krotny wzrost wartości przychodów lub x -krotny wzrost wartości kosztów (Baran 2009; Mansfield 2002).

Przyczyn wystąpienia dodatnich korzyści skali jest kilka, z których najważniejsze to (Encyklopedia... 2014; Gritsevskiy, Nakicenovic 2000; Sagar, Zwaan 2006):

- koszty stałe rozkładają się na większą liczbę jednostek produktu. Każde przedsiębiorstwo już od momentu zaistnienia jest zmuszone do ponoszenia pewnych kosztów stałych, które najczęściej nie są związane bezpośrednio z procesem produkcji i nie są zależne od wielkości produkcji, jednak są niezbędne do działania przedsiębiorstwa. Zwiększenie wielkości produkcji sprawia, że koszty stałe produkcji zostają

podzielone na większą ilość produktów końcowych, przez co koszty łączne na jednostkę produkcji mogą zostać obniżone. To oznacza, że łączne koszty na sztukę każdej dodatkowo wyprodukowanej pojedynczej jednostki zmniejszają się i zbliżają się do kosztów zmiennych. Funkcja jednostkowych kosztów łącznych przebiega zatem degresywnie, przez co efekt ten określany jest również jako degresja jednostkowych kosztów stałych;

- możliwe jest zastosowanie bardziej efektywnych procesów. Ten czynnik jest bezpośrednio związany z poprzednim. Zastosowanie bardziej efektywnych procesów obniża koszty wytwarzania, skraca czas potrzebny do wytworzenia jednej jednostki produkcji, przez co przedsiębiorstwo jest w stanie wytworzyć jeszcze większy wolumen produkcji;
- możliwe jest zwiększenie doświadczenia w produkcji. W cyklu życia danej technologii można dostrzec różne etapy od wynalazku poprzez innowację, komercjalizację, dyfuzję, nasycenie i starzenie (dwa ostatnie etapy w połączeniu mogą być określane jako dojrzewanie). Etap cyklu życia, na jakim jest dana technologia, wynika z poziomu zdobytego doświadczenia i wiedzy w budowie i użytkowaniu danej technologii. Im większe jest to doświadczenie i wiedza, tym większa poprawa wydajności, różnych kategorii kosztów (np. kosztów zmiennych, kosztów z tytułu poniesionych nakładów inwestycyjnych) i innych ważnych cech technologicznych (np. sprawności przemiany energetycznej, dyspozycyjności źródła energii). Funkcje opisujące te relacje noszą nazwę krzywych uczenia się lub krzywych doświadczenia.

Każdy nowy projekt inwestycyjny realizowany przez przedsiębiorstwo tworzy relacje pomiędzy pozostałymi elementami strukturalnymi przedsiębiorstwa mając wpływ na całość przedsiębiorstwa poprzez powstałe efekty synergii, oznaczające uzyskiwanie zwielokrotnionych korzyści, dzięki umiejętnemu połączeniu części składowych całości. O ich intensywności decyduje rodzaj i poziom relacji, jakie istnieją pomiędzy komponentami przedsiębiorstwa. Jednym z efektów synergii jest redukcja ryzyka w wyniku jego dywersyfikacji. Prosta suma ryzyk poszczególnych projektów może być znacząco różna od całkowitego ryzyka dla całego przedsiębiorstwa (Encyklopedia... 2014; Han i in. 2004).

Budowa nowych jednostek wytwórczych wpływa na ceny energii i wielkość produkcji energii z innych jednostek. W ten sposób inwestycje w nowe jednostki mają wpływ na rentowność istniejących jednostek. W rezultacie model inwestycyjny powinien uwzględniać istniejące portfele innych przedsiębiorstw, co często, choćby ze względów praktycznych, jest trudne, jeśli w ogóle możliwe do zrealizowania, ponieważ wymaga posiadania wielu szczegółowych, często poufnych, danych oraz sprowadza się do modelowania całego rynku, co wiąże się ze znacznymi nakładami pracy nieadekwatnymi do korzyści, jakie daje takie ujęcie problemu. Dlatego w zdecydowanej większości modeli przyjmuje się założenie upraszczające o doskonałej konkurencyjności rynków energetycznych, co pozwala pominąć problem wpływu budowy nowej jednostki na rynek i rentowność istniejących jednostek. Jednak w przypadku małych hermetycznych systemów, uwzględnienie opisanych wyżej relacji może być konieczne (Geiger 2011).

Przedsiębiorstwo energetyczne, realizując projekt inwestycyjny, dysponuje zwykle wachlarzem opcji rzeczowych, które mają swoją wartość. Dlatego nie należy ich ignorować w ocenie projektów inwestycyjnych. Spośród wszystkich dostępnych opcji rzeczowych na trzy najpowszechniej występujące w inwestycjach energetycznych, należy zwrócić szczególną uwagę. Są to: opcja na odroczenie inwestycji, opcja na zróżnicowanie skali działalności oraz opcja na wstrzymanie i uruchomienie produkcji.

Opcja na odroczenie inwestycji może dotyczyć np. przesunięcia w czasie budowy elektrowni lub instalacji CCS. Efektywność inwestycji w instalację CCS zależy przede wszystkim od ceny uprawnień do emisji CO₂. Po przekroczeniu ceny granicznej w przyszłości inwestycja taka staje się efektywna. Zatem racjonalnym działaniem jest „wykupienie” opcji, poprzez stworzenie warunków umożliwiających wykonanie tej inwestycji w przyszłości.

Opcja na zróżnicowanie skali działalności w przypadku elektrowni dotyczyć może sytuacji, kiedy podejmowana jest decyzja dotycząca skali inwestycji w zakresie odbioru ciepła lub produkcji energii elektrycznej. Niepodjęcie w chwili obecnej decyzji o możliwej zmianie skali produkcji w przyszłości wyklucza wykorzystanie efektu skali i w rezultacie wyklucza rozbudowę mocy produkcyjnych siłowni w sposób efektywny (np. budowa kolejnego bloku energetycznego).

Opcja wstrzymania i wznowienia produkcji dotyczy sytuacji, w której siłownia może w zakresie wytwarzania energii pracować w sposób elastyczny w zależności od cen i zapotrzebowania na energię. W przypadku niskich cen energii elektrycznej jej produkcja w elektrowni jest wstrzymana do momentu, gdy ceny wzrosną do poziomu, kiedy produkcja energii elektrycznej ponownie staje się opłacalna.

Sformułowanie koncepcyjnego modelu przepływów pieniężnych

Dotyczy czynności

- | | |
|-----|--|
| 3 | Sformułowanie koncepcyjnego modelu przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa |
| 3.1 | Sformułowanie koncepcyjnego modelu przepływów pieniężnych istniejącej w strukturze wytwórczej przedsiębiorstwa jednostki wytwarzania energii |
| 3.2 | Sformułowanie koncepcyjnego modelu przepływów pieniężnych rozpatrywanej do realizacji jednostki wytwarzania energii |
| 3.3 | Sformułowanie koncepcyjnego modelu pozostałych przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa |

Modelowanie struktury wytwórczej przedsiębiorstwa energetycznego jest zadaniem czasochłonnym, wymagającym interdyscyplinarnej wiedzy (między innymi z zakresu matematyki, informatyki, energetyki, ekonomii, polityki energetycznej) oraz bardzo dobrej znajomości sektora energetycznego (Kamiński 2010).

Koncepcyjny model powinien uwzględniać następujące elementy, o których szerzej napisano w dalszej części pracy (Tarapata 2014):

- zmienne objaśniające, czyli wielkości, które są dane,
- zmienne decyzyjne, czyli wielkości, które mają być wyznaczone,
- warunki ograniczające, czyli warunki, które musi spełniać dopuszczalna decyzja, sformułowane w postaci równań i nierówności wiążących zmienne decyzyjne z parametrami zadania,
- funkcję celu, czyli funkcję zmiennych decyzyjnych określającą stopień osiągnięcia zamierzonego celu.

Koncepcyjny model musi zostać sprawdzony pod kątem dokładności i wystarczalności odzwierciedlenia rzeczywistego systemu. Powinien być również przeanalizowany przez ekspertów i skorygowany stosownie do ich sugestii (Kamiński 2010).

Dynamika zdarzeń zachodzących w otoczeniu gospodarczym i obowiązującym prawodawstwie powoduje, że modele procesów decyzyjnych należy rozpatrywać w kategoriach ryzyka, co stwarza istotne problemy aplikacyjne. Uwarunkowania te determinują wybór odpowiedniej metody badawczej pozwalającej na uwzględnienie wpływu bardzo dużej liczby czynników na podmioty funkcjonujące w sektorze energetycznym (Kamiński 2010; Kamrat 2007a).

Literatura z zakresu ekonomiki inwestycji energetycznych wymienia podejście deterministyczne i probabilistyczne. Istnieje wiele badań wykorzystujących modele deterministyczne, a tylko kilka bazujących na modelach probabilistycznych (Locatelli, Mancini 2010).

W przypadku modeli deterministycznych pewne spojrzenie na kwestie ryzyka daje analiza wrażliwości, ale posiada ona ograniczenia (Geiger 2011).

Probabilistyczne modele wymagają więcej informacji od modeli deterministycznych. Dla wybranych zmiennych wymagane są rozkłady gęstości prawdopodobieństwa zamiast pojedynczych wartości, ale jest to najlepsze narzędzie do podejmowania strategicznych decyzji, ponieważ stochastyczny model planowania uwzględnia ryzyka dotyczące sytuacji rynkowej (Kaleta i in. 2002; Locatelli, Mancini 2010).

Proponowana metoda wyboru technologii energetycznych składa się z dwóch etapów. Pierwszy sprowadza się do zbudowania modeli przepływów pieniężnych istniejących jednostek wytwórczych oraz przepływów dla nowych rozpatrywanych do realizacji projektów inwestycyjnych analizowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne. Na tym etapie wykorzystywane są metody analityczne bazujące na porównywaniu wartości pieniądza w czasie. W kolejnym kroku budowany jest model struktury wytwórczej przedsiębiorstwa, którego elementami składowymi są między innymi zbudowane w pierwszym etapie modele. Uzyskany model energetyczno-ekonomiczny struktury wytwórczej będący agregacją wielu modeli powinien stanowić podstawę działania algorytmu optymalizacyjnego i prowadzenia optymalizacji, której celem będzie uzyskanie maksymalnej wartości wskaźnika opisującego wartość przedsiębiorstwa energetycznego przy jednoczesnej minimalizacji ryzyka jego funkcjonowania (Bil i in. 2010; Skorek, Tańczuk 2005).

Identyfikacja i opis struktury wytwórczej przedsiębiorstwa

Dotyczy czynności

6 Identyfikacja i opis struktury wytwórczej przedsiębiorstwa

Aby zbudować model przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa, niezbędna jest znajomość struktury produkcyjnej przedsiębiorstwa wraz z pełną charakterystyką wszystkich elementów wchodzących w jej skład oraz ich wzajemnymi relacjami. W przypadku przedsiębiorstw energetycznych sprowadza się to do zidentyfikowania i charakterystyki wszystkich jednostek wytwórczych funkcjonujących w przedsiębiorstwie oraz opisanie najważniejszych relacji między nimi. Charakterystyka powinna być przeprowadzona w wymiarze techniczno-ekonomicznym, tak aby móc odwzorować na etapie budowania modelu poszczególne jednostki struktury wytwórczej przedsiębiorstwa.

Zestawienie danych i wyników

Dotyczy czynności

7 Zestawienie istniejących jednostek wytwórczych w przedsiębiorstwie

24 Zestawienie danych wejściowych do modelu (zmiennych wejściowych i zależności)

28 Zestawienie możliwych do realizacji technologii wytwarzania energii

35 Zestawienie danych wejściowych według scenariuszy

38 Zestawienie wyników

Celem dokonywania różnego rodzaju zestawień jest gromadzenie w usystematyzowany, przejrzysty i zwięzły sposób zebranego materiału. Ułatwia to późniejszą prezentację materiału oraz pracę z nim poprzez możliwość szybkiego odnalezienia interesujących danych oraz dokonywania porównań. Łatwiej jest również wykryć braki lub nieścisłości w danych, a następnie wprowadzić niezbędne modyfikacje lub uzupełnienia.

Analiza istniejących na rynku technologii z punktu widzenia możliwości ich realizacji w ramach nowej inwestycji

Dotyczy czynności

27

Analiza istniejących na rynku technologii z punktu widzenia możliwości ich realizacji w ramach nowej inwestycji

Chcąc zrealizować nowy projekt inwestycyjny przedsiębiorstwo energetyczne powinno przeprowadzić analizę dostępnych technologii, z których wybierze taką, która w najwyższym stopniu będzie realizowała cele przedsiębiorstwa. Spośród całej palety istniejących na rynku technologii tylko część z nich dane przedsiębiorstwo może rozpatrywać jako możliwe do realizacji. Spowodowane jest to wieloma czynnikami natury wewnętrznej, jak i zewnętrznej, z których najważniejsze to: cele przedsiębiorstwa, ograniczenia techniczne, ograniczenia finansowe, ograniczenia środowiskowe, ograniczenia społeczne i polityczne. Konieczne zatem staje się przeprowadzenie analizy, której celem jest wskazanie technologii możliwych do realizacji w ramach projektu inwestycyjnego w kontekście celów firmy i różnego rodzaju ograniczeń. Analiza taka powinna obejmować również charakterystykę rozpatrywanych technologii.

Identyfikacja opcji rzeczowych

Dotyczy czynności

8.1

Identyfikacja opcji rzeczowych, którymi dysponuje istniejąca jednostka wytwórcza

8.2

Identyfikacja opcji rzeczowych, którymi dysponuje jednostka wytwórcza rozpatrywana jako możliwa do realizacji

Identyfikacja opcji rzeczowych, którymi projekt dysponuje lub będzie dysponował w przyszłości jest konieczna ponieważ opcje te mają swoją wartość, której nie należy ignorować w ocenie projektu inwestycyjnego. Poprawne zidentyfikowanie opcji zawartych w projekcie inwestycyjnym stanowi podstawową trudność praktyczną. Mają w tym pomóc różnego rodzaju klasyfikacje. Najprostszą klasyfikację opcji rzeczowych zaproponowali Copeland i Keenan (1998) i Wróbel (2010). Poniżej zamieszczono opis poszczególnych opcji rzeczowych według tej klasyfikacji.

Opcja odłożenia inwestycji w czasie daje jej posiadaczowi możliwość oczekiwania w celu napłynięcia nowych informacji, przeprowadzenia dodatkowych badań mających na

celu rozstrzygnięcie niepewności itp. Inwestor, oczekując aż sytuacja będzie korzystniejsza, otrzyma nie tylko pierwotną wartość projektu, ale i pewną premię (Fernandes i in. 2011; Wróbel 2010).

Opcja zmiany skali działalności daje zarządzającemu projektem możliwość zwiększenia wielkości inwestycji lub przyspieszenia wykorzystania zasobów, jeżeli warunki rynkowe są obiecujące albo też zmniejszenia skali działalności w przypadku niekorzystnej sytuacji na rynku. Opcja zmniejszenia skali działalności jest to prawo do rezygnacji z części projektu inwestycyjnego. Część aktywów, które do tej pory wykorzystywane były przy danym projekcie zostanie wykorzystana w inny sposób lub zostanie sprzedana (Fernandes i in. 2011; Wróbel 2010).

Podobną do opcji zmiany skali działalności, jest **opcja wstrzymania i wznowienia działalności**. Polega ona na zaniechaniu działalności na pewien, określony czas, po czym następuje wznowienie pracy. Wstrzymanie działalności ma miejsce wtedy, gdy korzyści z działalności nie pokrywają kosztów zmiennych, co zgodnie z teorią ekonomii, skłania do zawieszenia działalności w krótkim terminie. Jeśli przewiduje się, że korzyści pokryją koszty zmienne, to produkcję należy wznowić.

Opcja rezygnacji daje decydentowi możliwość całkowitego zaprzestania działalności, spowodowanego np. pierwotnie zbyt optymistycznymi szacunkami korzyści bądź kosztów, bądź też załamaniem się koniunktury gospodarczej. Projekty inwestycyjne mają określony wymagany czas budowy i uruchomienia, podczas którego zyski nie są generowane. Dlatego opcja ta daje posiadaczowi prawo rezygnacji z projektu, jeżeli mają miejsce niekorzystne wydarzenia, lub przybywa niekorzystnych informacji (Fernandes i in. 2011; Wróbel 2010).

Opcja przełączenia zapewnia dużą elastyczność adaptacyjną do zmian rynkowych. Umożliwia ona zmianę wykorzystywanych w toku produkcji materiałów, surowców, technologii, a nawet wytwarzanych produktów. Opcja będzie wykonana jeśli wartość inwestycji alternatywnej, przewyższy wartość inwestycji bazowej. Kulatilaka i Trigeorgis (1993) wysuwają wniosek, że opcje opóźnienia, zmiany skali i rezygnacji są pewnymi szczególnymi formami opcji przełączenia (Fernandes i in. 2011; Wróbel 2010).

Przedstawiony podział jest wymienianym najczęściej, jednak nie jedynym. Jajuga (2000) dzieli opcje rzeczowe na opcje wbudowane w projekt (inwestowania, rezygnacji, przełączania, zmiany skali działalności) oraz opcje kreowane przez projekt (wszelkiego rodzaju opcje wzrostu). Ze względu na własność opcji wyróżnia się: opcje wyłączne, tj. takie, które posiada jeden podmiot, oraz opcje powszechne, czyli takie, które są w posiadaniu wielu podmiotów (Wróbel 2010).

Znaczna część projektów zawiera więcej niż jedną opcję rzeczową. Oczywiście wówczas należy je wszystkie uwzględnić, jednakże jak wskazuje Trigeorgis (1996) jest to trudne, zwłaszcza gdy opcje rzeczowe nie wykluczają się. Wskazuje on także, iż wówczas, przy badaniu efektywności ekonomicznej projektu, nie zachodzi własność addytywności, co jest zgodne z intuicją ponieważ np.: wykonanie w przyszłości opcji rozszerzenia wpłynie w sposób znaczący na pozostałe opcje zmieniając zupełnie obraz opcji zawartych w projekcie (Wróbel 2010).

Określenie kryteriów optymalizacji i funkcji celu

Dotyczy czynności

4

Określenie kryteriów optymalizacji i funkcji celu

Jako kryterium wyboru używa się funkcji zmiennych decyzyjnych i parametrów zadania, które określają poziom osiągnięcia założonego celu. Funkcja ta nosi nazwę funkcji kryterium albo funkcji celu. Sposób, w jaki jest ona definiowana, powinien zapewniać jak najlepszą konwersję jakościowych oczekiwań podmiotów do ilościowej formy matematycznej (Liszka 2006; Tarapata 2014).

Wybór decyzji optymalnej polega na ustaleniu takiej decyzji dopuszczalnej, przy której funkcja kryterium osiąga wartość najkorzystniejszą (minimalną lub maksymalną, w zależności od sytuacji decyzyjnej). Ponadto może zaistnieć sytuacja, kiedy cel opisywany jest nie za pomocą jednej funkcji kryterium, ale za pomocą wektora funkcji kryteriów. Pierwszy przypadek nazywany jest zadaniem jednokryterialnym, a drugi zadaniem wielokryterialnym (Liszka 2006; Tarapata 2014).

Obserwując zachowania podmiotów związanych z szeroko rozumianą energetyką, działających w warunkach gospodarki rynkowej można wyodrębnić kilka reguł rządzących formułowaniem celów przyszłych przedsięwzięć (Liszka 2006):

- podmioty zawsze dążą do takiej konfiguracji swojej struktury wytwórczej, która zapewnia maksymalizację stanu ich posiadania;
- odbiorcy energii zawsze dążą do jak najniższych cen energii. Ceny te są wynikiem konkurencji i ustalenia równowagi pomiędzy popytem i podażą. Jeżeli jednak mechanizmy rynkowe nie działają poprawnie lub ich pełne wprowadzenie nie jest możliwe, interesy odbiorców zabezpieczane są prawnie poprzez wprowadzenie regulacji rynku. Przedsiębiorstwa energetyczne są wówczas zmuszone do uwzględnienia interesów odbiorców przy maksymalizacji stanu swego posiadania;
- interesy osób narażonych na negatywne oddziaływanie elektrowni (instalacji energetycznych) zabezpieczane są zazwyczaj prawnie poprzez definicję maksymalnego poziomu oddziaływania, do jakiego zobowiązany jest się zastosować właściciel instalacji. Zmniejszanie oddziaływań negatywnych jest jednak zdeterminowane postępem technicznym inspirowanym przez właścicieli instalacji, którzy walczą o przyszły udział w rynku podlegającym coraz to większym obostrzeniom środowiskowym.

W świetle wymienionych przesłanek uzasadnione jest, aby przedsiębiorstwo energetyczne prowadziło optymalizację według kryterium ekonomicznego, przy uwzględnieniu aspektów związanych z pozostałymi podmiotami w formie ograniczeń.

Powstało wiele analiz optymalizacji struktury wytwórczej przedsiębiorstw energetycznych na bazie ekonomicznej funkcji celu. Wykazują one pewne zróżnicowanie dotyczące przyjętych celów szczegółowych oraz sposobów prowadzenia obliczeń optymalizacyjnych.

W literaturze proponowane są następujące zestawy wskaźników jakości, formułowanych dla potrzeb optymalizacji struktury wytwórczej, prowadzonej na podstawie wielu kryteriów:

- maksymalizacji zysku i minimalizacja ryzyka,
- maksymalizacji wartości bieżącej netto (NPV) i minimalizacja ryzyka,
- minimalizacji ryzyka i minimalizacji zaktualizowanych kosztów wytwarzania energii.

Jak wynika z powyższego zestawienia w ramach danego zestawu kryteriów część z nich może być wzajemnie sprzeczna.

Według autora kryteriami optymalizacji struktury wytwórczej przedsiębiorstwa powinny być miara wartości przedsiębiorstwa i ryzyko. Uzasadnione jest to tym, że nowe inwestycje w energetyce na konkurencyjnym, zliberalizowanym rynku nie wynikają z rosnącego zapotrzebowania na moc, ale są konsekwencją oczekiwanego w przyszłości zysku. Jednocześnie większego znaczenia dla przedsiębiorstwa energetycznego nabrało ryzyko, ponieważ inwestorzy są bezpośrednio narażeni na wahania cen energii, gdyż nie są już chronieni przez taryfy ustalane przez regulatorów rynku. W konsekwencji, poziom ekspozycji na ryzyko i możliwości jego alokacji mają wpływ na decyzje inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, determinując tym samym rodzaj budowanych siłowni i strukturę całego portfela dostaw energii. Dlatego inwestor, podejmując decyzję o zainwestowaniu kapitału w sektorze elektroenergetycznym, stara się odpowiedzieć na pytanie, jakiego zysku może oczekiwać z danej inwestycji oraz jakim ryzykiem jest ona obarczona. Większość inwestorów oczekuje nie tylko wysokich zysków, ale również ich stabilności. Dlatego sama maksymalizacja zysku nie jest ostatecznym celem firm. Ograniczenie ryzyka poprzez stabilizację stopy zwrotu jest również podstawowym celem przedsiębiorstwa (inwestora) (Botterud, Korpås 2007; Han i in. 2004; Laurikka, Springer 2003; Pasztyła 2003; Roques 2008).

Zadania optymalizacji wielokryterialnej nie posiadają jednoznacznego rozwiązania, a jej wyniki podawane są w formie zbioru punktów formułujących tzw. front Pareto, stanowiący zbiór rozwiązań efektywnych a ostateczny wybór rozwiązania może się odbyć jedynie na podstawie preferencji decydenta (Kaleta i in. 2002; Liszka 2006; Ogryczak 1997).

Określenie zmiennych decyzyjnych

Dotyczy czynności

29

Określenie zmiennych decyzyjnych

Kolejnym etapem formułowania zadania programowania matematycznego jest określenie zmiennych decyzyjnych. Zmienne decyzyjne można najłatwiej zdefiniować jako oznaczone symbolami literowo-cyfrowymi wielkości, które nie są znane, a które są niezbędne dla rozwiązania problemu decyzyjnego.

Określając zmienne decyzyjne należy postawić pytanie: co decydent, czyli osoba, która sformułowała problem, chce tak naprawdę wiedzieć oraz co musi wiedzieć, żeby zacząć rozwiązywać problem.

Wybór zmiennych decyzyjnych w przypadku optymalizacji struktury wytwórczej narzucony jest zazwyczaj wyborem funkcji celu oraz metody optymalizacji struktury. Nie bez znaczenia są także zewnętrzne i wewnętrzne ograniczenia zmiany wielkości podlegających optymalizacji, gdyż dopuszczalne decyzje, spośród których jest wybierana decyzja optymalna, będą utożsamiane z takimi wartościami zmiennych decyzyjnych, które zapewniają spełnienie wszystkich warunków ograniczających opisujących daną sytuację decyzyjną (Liszka 2006; Tarapata 2014).

Zmienne decyzyjne powinny być matematycznie i funkcjonalnie niezależne. Dlatego podczas ich doboru należy brać pod uwagę powiązania pomiędzy poszczególnymi parametrami konstrukcyjnymi, wynikające z zasad zachowania, charakterystyk technicznych oraz algorytmów sterowania urządzeń. Metodyka doboru zmiennych decyzyjnych powinna także uwzględniać prognozę stopnia wrażliwości funkcji celu na zmiany wartości poszczególnych zmiennych (Liszka 2006).

W przypadku metody zaproponowanej w niniejszej pracy kluczową zmienną decyzyjną jest moc energetyczna jednostki wytwórczej realizowanej w ramach projektu inwestycyjnego. W największym stopniu determinuje ona wartość funkcji celu. Poprzez zmianę wielkości mocy zmienia się udział danego aktywa wytwórczego w strukturze wytwórczej przedsiębiorstwa, co zgodnie z teorią portfelową ma wpływ na poziom ryzyka i wartość przedsiębiorstwa – kryteria, na podstawie których poszukiwana jest optymalna struktura wytwórcza przedsiębiorstwa.

Identyfikacja kluczowych zmiennych objaśniających

Dotyczy czynności

- | | |
|----|---|
| 9 | Określenie zmiennych objaśniających |
| 10 | Identyfikacja kluczowych zmiennych objaśniających |

W celu wyznaczenia wartości przepływów pieniężnych konieczne jest zidentyfikowanie zmiennych, na podstawie których wyliczane są składniki przepływów po stronie kosztowej i przychodowej. Są to ekonomiczne i techniczne parametry pracy każdej z technologii wytwórczych oraz ich korelacje, jak również ich stochastyczne modele niepewności (Vithayasrichareon, MacGill 2012).

Rodzaj i zakres wymaganych zmiennych technicznych i ekonomicznych, które są niezbędne dla wyznaczenia przepływów pieniężnych może znacznie się różnić dla poszczególnych modeli, w zależności od technologii jednostki wytwórczej, dla której budowany

jest model, dokładności i sposobu ujęcia poszczególnych kategorii kosztów i przychodów (Gawlik 2011).

Formalnie rzecz biorąc, nie powinno się opuścić żadnej zmiennej wpływającej na wynik rozwiązania problemu. Jednak może to znacznie skomplikować model, a czasami uniemożliwić uzyskanie rozwiązania. Model uwzględniający zbyt wiele zmiennych staje się nadmier- nie rozbudowany (w stosunku do celu), a tym samym stwarza duże trudności w wyznaczeniu po- żądanych charakterystyk działania systemu. Stopień szczegółowości modelu, przy stoso- waniu symulacyjnej metody badania systemu, może być ograniczony: pojemnością pamię- ci systemu komputerowego (na którym będą przeprowadzone eksperymenty symulacyjne), czasem trwania eksperymentów itp. Z kolei w przypadku małej szczegółowości modelu sys- temu, cel badań może nie być osiągnięty w stopniu zadowalającym. Wymagane jest zatem, aby rodzaj i liczba zmiennych były adekwatne do rozwiązywanego problemu.

Wybór technologii w ramach inwestycji energetycznych dokonywany jest zwykle na eta- pie *prefasibility study*, kiedy analizę przeprowadza się zwykle na podstawie prostych modeli bazujących na wstępnych, często zagregowanych danych. Konieczność zbudowania dla każ- dej technologii oddzielnego modelu i pozyskania charakteryzujących tę technologię danych sprawia, że do modelu wprowadza się szereg uproszczeń, ujmując w sposób zagregowany lub pomijając składniki kosztów i przychodów, które mają niewielki udział w całości warto- ści przepływów (wpływ na wynik). Poziom agregacji będzie decydował o tym, które zmien- ne wejściowe zostaną ujęte w modelu.

Określenie charakteru zmiennych

Dotyczy czynności

12 Określenie zmiennych deterministycznych

17 Określenie zmiennych stochastycznych

Zidentyfikowanym na wcześniejszym etapie zmiennym objaśniającym należy przypisać wartości, jednak zanim to nastąpi, należy określić ich charakter, to znaczy czy zmienne te będą w modelu przyjmowały wartości deterministyczne czy też stochastyczne. Najważniej- szymi kryteriami, które decydują o przyporządkowaniu zmiennych do jednej z grup są: po- poziom niepewności wartości zmiennej oraz jej istotność na wyniki końcowe. Zmienne deter- ministyczne to zmienne o wartości znanej w każdym momencie symulacji. Nie przyjmują one wartości losowych, lecz mają zawsze dokładnie określoną wartość, ponieważ wartości tych zmiennych są dane lub są jednoznacznie obliczane na podstawie danych. W przypadku niektórych zmiennych takie podejście jest uzasadnione z wielu powodów. Należy jednak bardzo uważnie i dokładnie przeanalizować system w celu ustalenia, które ze zmiennych wejściowych można traktować jako deterministyczne, a które koniecznie należy zaimple-

mentować w modelu jako losowe (stochastyczne). Źle przeprowadzona analiza w tym zakresie może być powodem późniejszych rozbieżności pomiędzy wynikami uzyskanymi w rzeczywistości a symulacją. Niewłaściwe zdefiniowanie wartości zmiennej deterministycznej, która w rzeczywistości ma charakter losowy, może zredukować rozpiętość przedziału, w którym mieszczą się wartości tej zmiennej. Jednocześnie nie będzie to lepsze przybliżenie wyników, lecz zignorowanie pewnych stanów, których występowanie jest możliwe w rzeczywistości, co ma znaczący wpływ na poprawność kwantyfikacji ryzyka (Jarzynka 2003).

Zmienne stochastyczne to zmienne, które mogą przyjmować wartości z określonych przedziałów z zadaniem prawdopodobieństwem. Prawdopodobieństwo to może mieć postać normalną, stałą dla całego przedziału, albo być opisane funkcją odwzorowującą bądź aproksymującą rzeczywisty rozkład prawdopodobieństwa wartości przyjmowanych przez tę zmienną. Kształt rozkładu prawdopodobieństwa oraz jego zakres odzwierciedla ryzyko, jakim charakteryzuje się dana zmienna (Jarzynka 2003).

Z punktu widzenia problemu omawianego w niniejszej pracy, do najważniejszych zmiennych stochastycznych, ujmowanych zwykle w modelach dotyczących oceny ekonomicznej projektów energetycznych, zaliczono (Marrero, Ramos-Real 2010; Salling 2007; Vithayasrichareon i in. 2010):

- ceny sprzedawanych produktów i świadczonych usług,
- ceny paliw,
- ceny praw majątkowych,
- czas realizacji budowy,
- zapotrzebowanie na produkty,
- nakłady inwestycyjne,
- koszty kapitałowe.

Analiza rynku

Dotyczy czynności

11

Analiza rynku

Czynności realizowane na tym etapie są bardzo podobne do tych prowadzonych w czasie obserwacji i analizy problemu. Przy czym są one bardziej szczegółowe i dotyczą niewielkiego fragmentu systemu, np. pojedynczej jednostki wytwórczej. Ich celem jest zrozumienie, jak dany element funkcjonuje w systemie i w otoczeniu, jakie zachodzą w nim relacje oraz jak kształtują się wartości zmiennych. Analiza ta jest niezbędna aby poprawnie zidentyfikować zmienne wejściowe, określić ich charakter i przypisać im wartości. Aby móc określić wartości zmiennych konieczne jest również przeprowadzenie badań dotyczących źródeł danych, co zwykle wymaga wykonania przeglądu literatury, dostępnych publikacji i baz danych, a w wielu przypadkach przeprowadzenia również konsultacji z ekspertami z branży.

Zbieranie danych

Dotyczy czynności

13.1 Zbieranie danych dla zmiennych deterministycznych

13.2 Zbieranie danych dla zmiennych stochastycznych

Zidentyfikowanemu zmiennemu należy przypisać wartości, które zostaną wykorzystane w symulacji. Możliwe jest korzystanie z różnych źródeł danych. Dane można bezpośrednio wykorzystać w modelu (np. gotowe prognozy) lub mogą stanowić podstawę do wyznaczania niezbędnych wartości (np. dane historyczne, na podstawie których przygotowuje się prognozę, buduje rozkłady gęstości prawdopodobieństwa, określa relacje). Źródłami danych mogą być również oszacowania ekspertów, pomocne zwłaszcza w przypadku braku danych historycznych i prognoz.

Na podstawie danych zgromadzonych na tym etapie, w kolejnych etapach określone są wartości zmiennych deterministycznych oraz parametry rozkładów gęstości prawdopodobieństwa dla zmiennych stochastycznych. Gromadzenie rzetelnych danych jest trudne i czasochłonne, ponieważ często zdarza się, że część niezbędnych danych jest dostępna w ograniczonym zakresie, a niektóre w ogóle nie są dostępne.

Określenie wartości zmiennych objaśniających

Dotyczy czynności

34 Określenie wartości zmiennych objaśniających dla scenariusza

34.1 Określenie wartości zmiennych objaśniających dla poszczególnych istniejących jednostek wytwórczych i rozpatrywanych do realizacji jednostek

34.2 Określenie wartości zmiennych objaśniających dla pozostałych przepływów pieniężnych

Zmienna objaśniająca (zmienna wejściowa, zmienna egzogeniczna, zmienna zewnętrzna) jest to zmienna w modelu, na podstawie której wylicza się zmienną objaśnianą (endogeniczną). Zwykle w jednym modelu występuje wiele zmiennych objaśniających.

Proces optymalizacji wymaga opracowania szeregu danych wejściowych, będących wektorem zmiennych objaśniających niezbędnych do przeprowadzenia obliczeń. W modelach zdyskontowanych przepływów pieniężnych wyniki mocno zależą od danych wejściowych. Zmienne te, reprezentują przede wszystkim informacje makroekonomiczne dotyczą-

ce rynku, w jakim przedsiębiorstwo funkcjonuje, informacje mikroekonomiczne związane z samym przedsiębiorstwem i jego aktywami wytwórczymi, a także informacje techniczne charakteryzujące poszczególne jednostki wytwórcze. Istnieje wiele źródeł takich danych, jednak nie wszystkie nadają się do przeprowadzenia obiektywnej analizy. Flyvbjerg i inni (2003) oraz Quinet (1998) wskazują, że niezawodność danych dotyczących projektów wpływa na wyniki. Pierwszy z nich wyróżnia dwie przyczyny wyjaśniające błędy oszacowań: nieadekwatność metodologii i strategiczne manipulacje danymi. Drugi zaś wymienia trzy źródła błędów: problemy metodologiczne w strukturze szacowania modelu, nierzetelność danych użytych do analizy, niepewność zmiennych objaśniających.

Kluczowym i najczęstszym problemem w procesie budowania modeli jest dostępność danych. Podczas gdy część danych wymaganych do modelowania jest na ogół publicznie dostępna (np. historyczne ceny energii elektrycznej), dokładne wartości parametrów technicznych elektrowni często nie są publicznie znane (Geiger 2011).

Sprawdzenie danych do warunków porównywalnych

Dotyczy czynności

14

Sprawdzenie danych do warunków porównywalnych

Sprawdzenie danych o charakterze ekonomicznym do warunków porównywalnych przy użyciu różnych krzywych eskalacji kosztów ma na celu wyrażenie w wartościach bieżących wybranego roku danych pochodzących z różnych lat. Pozwala to dokonywać porównań wielkości z pominięciem wpływu procesów inflacyjnych. Często również dane techniczne pochodzące z różnych lat należy sprowadzić do wartości porównywalnych wykorzystując przy tym krzywe uczenia (Locatelli, Mancini 2010).

Przygotowanie wartości zmiennych deterministycznych do symulacji

Dotyczy czynności

15

Przygotowanie wartości zmiennych deterministycznych do symulacji

Przygotowanie danych to przekształcanie treści i formy danych metodą systematycznie przeprowadzanych operacji w celu uzyskania z góry zaplanowanych wyników. Możemy interpretować ten proces jako przekształcenie danych surowych w dane wynikowe będące wejściem do modelu.

Z praktycznych doświadczeń wynika, że zdecydowana większość czasu poświęcana jest na przygotowanie danych (najczęściej mówi się o 80%), sama symulacja wymaga dużo mniej pracy. Przygotowanie danych polega na ich czyszczeniu, czyli rozwiązywaniu problemów z jakością danych, wprowadzeniu ich do baz, sprawdzeniu ich wewnętrznej spójności,

integralności oraz niesprzeczności merytorycznej. Druga część tego procesu to przekształcenie ich do postaci ułatwiającej uzyskanie pożądaných wyników analiz, w tym weryfikacja merytoryczna zakresu i wartości zmiennych, zgodnie z wymaganiami formalnymi systemu.

Proces przygotowania danych wejściowych powinien być prowadzony w kontekście:

- infologicznym (rodzaj, zakres),
- metodologicznym (metody, źródła, narzędzia),
- technicznym (środki zbierania danych),
- organizacyjnym (dobór personelu, harmonogram prac),
- przestrzennym (organizacja danych w aspekcie przestrzennym).

Proces przygotowania danych jest procesem trudnym w realizacji z uwagi na (Gao 2003):

- trudności w szacowaniu danych wejściowych do modelu,
- występowanie błędów oszacowania danych,
- zmienność danych w czasie (niestacjonarność procesów).

Określenie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa dla zmiennych stochastycznych

Dotyczy czynności

18

Określenie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa dla zmiennych stochastycznych

Do opisu niepewności stosuje się podejście wynikające z rachunku prawdopodobieństwa. Polega ono na wykorzystaniu historycznych danych lub opinii ekspertów w celu uzyskania rozkładu gęstości prawdopodobieństwa wartości danej zmiennej (Han i in. 2004; Pasztyła 2003; Vithayasrichareon, MacGill 2012). Znajomość rozkładu gęstości prawdopodobieństwa zmiennej umożliwia oszacowanie przyszłych wartości oraz związanego z nią ryzyka. Oszacowania tak uzyskanych rozkładów gęstości prawdopodobieństwa zmiennych ekstrapoluje się na analizowany okres. Ważne jest, aby otrzymane rozkłady gęstości prawdopodobieństwa były stacjonarne i miały skończoną i niezerową wariancję, co jest wymogiem formalnym. Stacjonarność oznacza, że parametry rozkładu prawdopodobieństwa są niezmiennie w czasie (Pasztyła 2003).

Wybór właściwego rozkładu gęstości prawdopodobieństwa jest możliwy, jeżeli informacje na temat zakresów niepewności zmiennych są dostępne na podstawie analizy szeregów czasowych danych historycznych. Należy pamiętać o tym, że dane historyczne powinny dotyczyć co najmniej tak długiego okresu jak horyzont inwestycyjny realizowanego projektu, co w przypadku elektrowni jest praktycznie niemożliwe do zrealizowania (Feretic, Tomsic 2005; Kienzle, Andersson 2008; Pasztyła 2003).

Wyboru właściwego rozkładu gęstości prawdopodobieństwa, najlepiej opisującego dane historyczne, należy dokonać na podstawie testów statystycznych np. Kołmogorowa-Smirnowa oraz Anderson-Darlinga, określających dobroć dopasowania rozkładu do zbioru danych.

Jeśli, opierając się na wynikach testów, nie jest możliwe przypisanie żadnego ciągłego rozkładu gęstości prawdopodobieństwa, należy szereg czasowy opisać dyskretnym rozkładem gęstości prawdopodobieństwa (Handbook... 2002; Locatelli, Mancini 2010).

Coraz częściej pojawiają się opinie, że historyczne dane nie mogą stanowić wystarczającej podstawy dla prognozy przyszłych wartości analizowanych zmiennych, ponieważ niepewności, które będą w przyszłości wpływać na wartości zmiennych są prawie niemożliwe do oszacowania, co sprawia, że przyszłe wartości zmiennych są trudne do przewidzenia (Kienzle, Andersson 2008; Zhu, Fan 2010). A ponadto, w przyszłości mogą mieć miejsce poważne zmiany warunków, przez co prognozowanie wartości na podstawie danych historycznych nie jest właściwą metodą (Yu 2002). Duża dynamika rynków energii sprawia, że założenie, iż przeszłość odzwierciedla przyszłość na rynkach energii jest założeniem bardzo trudnym do zaakceptowania (Blanco 1998). W literaturze proponuje się, aby rozkłady gęstości prawdopodobieństwa poszczególnych zmiennych konstruować na podstawie zestawu możliwych przyszłych scenariuszy, zamiast na podstawie danych historycznych (Kienzle, Andersson 2008).

Jeżeli jednak dane historyczne i przyszłe scenariusze nie są dostępne lub mało wiarygodne, powinna być wykorzystana opinia eksperta, który, na podstawie dotychczasowej wiedzy na temat zakresu zmian poszczególnych zmiennych wejściowych, określi ich przyszłe wartości (Fericic, Tomsic 2005).

Metoda Delphi polega na zleceniu grupie ekspertów dokonania indywidualnych szacunków prawdopodobieństwa, jakie należy przypisać wartościom (zwykle nie więcej niż kilku) w wyodrębnionym przedziale badanej zmiennej, a następnie powiązanie tych wartości z regułami statystyki (Analiza... 1997).

Ponieważ ważną rolę odgrywają tu doświadczenie i intuicja, możliwe jest pojawienie się pewnego rodzaju niepewności o naturze subiektywnej, rozmytej, która wpływa na kształt rozkładu gęstości prawdopodobieństwa (Dymowa i in. 2014).

Ważne jest, aby pamiętać, że bardzo duże i kompletne zestawy danych z empirycznego źródła nie zawsze są niezbędne dla analizy ryzyka (Handbook... 2002). Uproszczeniem założenia dotyczącego rozkładów gęstości prawdopodobieństwa zmiennych może być zastosowanie trójkątnych rozkładów, budowanych z trzech punktów (tj. najbardziej prawdopodobnej wartości, możliwego minimum, możliwego maksimum) na bazie opinii ekspertów lub członków zespołu przygotowującego projekt. Takie uproszczenia w zakresie opisu zmiennych stochastycznych (np. trójkątny rozkład gęstości prawdopodobieństwa) są powszechnie stosowane, gdyż ułatwiają dokonanie obliczeń (Analiza... 1997; Handbook... 2002).

Niektórzy zwolennicy analiz ryzyka opartych na prawdopodobieństwie (Clarke i Low 1993) argumentują, że kształty rozkładów gęstości prawdopodobieństwa poszczególnych zmiennych są mniej ważne, niż wybór samych zmiennych, które są dopuszczone do analizy. Potwierdzają to badania Geigera (2011).

Doświadczenia z przygotowywania projektów energetycznych również sugerują, że przyjęta forma rozkładu gęstości prawdopodobieństwa ma mniejsze znaczenie, jeśli prze-

przewodzona jest duża liczba przebiegów symulacji. Jednak takie podejście nie zawsze jest właściwe dla wszystkich zmiennych i wciąż wymaga osądu ze strony analityka, jakie zakresy wartości są dopuszczalne (Handbook... 2002).

Ostatnim krokiem tego etapu jest przeprowadzenie statystycznego opisu rozkładów gęstości prawdopodobieństwa przypisanych do poszczególnych zmiennych.

Określenie modeli do prognozy zmiennych stochastycznych

Dotyczy czynności

19

Określenie modeli do prognozy zmiennych stochastycznych

Podczas projektowania i optymalizacji dużych instalacji przemysłowych przyjmuje się zazwyczaj kilkunastoletni horyzont ich oceny. Konieczne jest zatem prognozowanie przyszłego poziomu cen, wartości zmiennych mających charakter stochastyczny takich jak zmienne o charakterze makroekonomicznym, składających się na otoczenie ekonomiczne przedsięwzięcia, itp. Istnieje szeroka gama różnych procesów stochastycznych używanych do symulacji tych cen i zmiennych, jednak nie ma zgody w literaturze, które podejście jest właściwe (Geiger 2011; Liszka 2006).

Różne algorytmy obliczeniowe są stosowane do prognozowania wartości zmiennych stochastycznych. Badania nad zachowaniem cen surowców były intensywnie prowadzone przez dziesięciolecia, jednak nie ma powszechnego konsensusu w sprawie procesu stochastycznego, który najlepiej opisuje zmiany cen surowców (Abadie, Chamorro 2008). Hipoteza, że ceny mają charakter losowy wynika z koncepcji efektywności rynków, gdzie cała informacja jest zdyskontowana w cenie. Zmiana ceny może tylko zależeć od nowych informacji, a te są nieprzewidywalne. A więc ceny są nieprzewidywalne, a tym samym całkowicie losowe (Kalicki 2013). Inne procesy stochastyczne wykorzystuje się do symulacji zmiennych w krótkim terminie, a inne w długim.

W praktyce obliczeniowej są stosowane dwa stosunkowo proste procesy, które mają charakter błędzenia losowego, są to: geometryczny ruch Browna (GBM – *Geometric Brownian Motion*) i proces powrotu do średniej. Oba procesy są procesami Markowa, co oznacza, że wartość $t + 1$ zależy tylko od aktualnej wartości t , podczas gdy starsze wartości są bez znaczenia (Geiger 2011).

Przeprowadzono badania, których wyniki wskazują na to, że ceny zmieniają się raczej zgodnie z procesem powrotu do średniej niż z procesem GBM. Jednocześnie zbadano skutki decyzji inwestycyjnych podejmowanych na podstawie cen symulowanych procesem GBM i procesem powrotu do średniej. Wyniki badań wskazują na to, że jest mało prawdopodobne, iż przyjęcie założenia, że ceny zmieniają się zgodnie z procesem GBM doprowadzi do dużych błędów (Geiger 2011). W codziennej praktyce finansowej często zakłada się, że ceny modelowane są przy pomocy geometrycznych ruchów Browna ze stałymi parametrami (Vehviläinen, Keppo 2003).

Dokładność i koszty obliczeniowe dla wyżej wymienionych modeli błędzenia losowego mogą zależeć od wykorzystywanych narzędzi (Tolis, Rentizelas 2011).

Identyfikacja zależności między zmiennymi

Dotyczy czynności

22

Identyfikacja zależności między zmiennymi

Kolejnym etapem przy zastosowaniu analizy ryzyka w praktyce jest określenie stopnia zależności między tymi zmiennymi, które mają charakter losowy. Aby móc to zrobić, w pierwszej kolejności należy zależności te zidentyfikować. Projekty są rzadko narażone na tylko jedno źródło ryzyka. Ważną kwestią jest to, że najważniejsze źródła ryzyka są nie tylko niepewne, ale bardzo często ze sobą skorelowane. Nieuwzględnienie tych korelacji może prowadzić do błędnych wyników w zakresie oceny ryzyka. Dlatego tak ważne jest, aby w modelu wziąć pod uwagę istniejące współzależności. A mając na uwadze, że różne rodzaje źródła ryzyka są ze sobą powiązane w różnym stopniu, ważne jest, aby określić siłę tych zależności (Gardner 1996; Geiger 2011).

Ilościowe określenie zależności między zmiennymi objaśniającymi

Dotyczy czynności

23

Ilościowe określenie zależności między zmiennymi objaśniającymi

Ilościowe określenie zależności między zmiennymi objaśniającymi sprowadza się w praktyce do określenia wartości poszczególnych korelacji pomiędzy zmiennymi. Jest ono dość pragmatyczne i zazwyczaj polega na wyznaczeniu prostych rangowych współczynników korelacji pomiędzy parami zmiennych, co jest wystarczające do większości zastosowań. Wymagane współczynniki korelacji mogą zostać wyznaczone z danych historycznych (Arnesano i in. 2012; Handbook... 2002; Tolis, Rentizelas 2011).

Szczególnie zalecane jest ograniczenie w miarę możliwości dezagregacji poszczególnych zmiennych tak, aby uniknąć zbyt wielu korelacji w analizie (Handbook... 2002).

Im niższa zagregowana korelacja pomiędzy przepływami pieniężnymi generowanymi przez aktywa wchodzące w skład portfela, tym wyższa będzie różnorodność portfela inwestycji i silniejsza redukcja ryzyka, co ma podstawowe znaczenie dla składu portfeli leżących na granicy efektywnej (Arnesano i in. 2012; Laurikka, Springer 2003).

W praktyce, na zliberalizowanych rynkach, ceny energii elektrycznej, paliw i uprawnień do emisji CO₂ są ze sobą skorelowane i mają decydujące znaczenie dla oceny łącznego ryzyka różnych technologii i poziomu stopy zwrotu. Korelacja pomiędzy cenami paliw i energii elektrycznej jest wynikiem skomplikowanych zjawisk. Zależy od rodzaju paliwa

zużywanego przez tę elektrownię, która ma najwyższe krańcowe koszty produkcji, ale również od innych czynników, w tym zachowania przedsiębiorców na rynkach energii. W Europie interakcje pomiędzy rynkiem paliw i energii elektrycznej dodatkowo skomplikowały się wraz z wprowadzeniem europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Awerbuch, Yang 2008; Roques 2008; Roques i in. 2008; Roques i in. 2008).

Analiza przeprowadzona przez Awerbuch i Berger (2003b) wykazała, że również inne zmienne są ze sobą skorelowane. Koszty budowy dla różnych technologii są ze sobą silnie skorelowane, koszty budowy i koszty obsługi i konserwacji są tylko lekko ze sobą skorelowane, a ceny paliwa nie są skorelowane z kosztami budowy ani z kosztami obsługi i konserwacji.

Określenie wartości stopy dyskontowej

Dotyczy czynności

- | | |
|-------------|---|
| 20.1 | Określenie wartości stopy dyskontowej dla przepływów pieniężnych istniejącej jednostki wytwarzania energii |
| 20.2 | Określenie wartości stopy dyskontowej dla przepływów pieniężnych rozpatrywanej do realizacji jednostki wytwarzania energii |
| 20.3 | Określenie wartości stopy dyskontowej dla pozostałych przepływów pieniężnych |
| 20.4 | Określenie wartości stopy dyskontowej dla przepływów pieniężnych poszczególnych istniejących jednostek wytwórczych i rozpatrywanych do realizacji jednostek |

Metoda zdyskontowanych przepływów pieniężnych, jakkolwiek stosunkowo prosta, umożliwia ocenę opłacalności projektu inwestycyjnego, a tym samym znalezienie odpowiedzi na pytanie, czy realizacja projektu inwestycyjnego niesie wartość dodaną dla podmiotów zaangażowanych w projekt. Jej istotą jest obliczenie sumy zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto generowanych przez dane przedsięwzięcie. W procesie dyskontowania wykorzystywana jest stopa dyskontowa, określającą koszt zaangażowanego kapitału (Saługa 2011). Koszt ten zależy od czterech czynników, przez co wybór odpowiedniej stopy dyskontowej jest często problematyczny. Czynniki te to (Gustafsson 2005):

- ryzyko związane z projektem, które zależy od korelacji projektu z innymi inwestycjami,
- wielkość kosztów ponoszonych przez możliwe do realizacji alternatywne inwestycyjne,
- wielkość stopy wolnej od ryzyka,
- awersja inwestora do ryzyka.

W teorii, zgodnie z modelem wyceny aktywów kapitałowych, koszt kapitału powinien być inny dla każdej technologii, ponieważ każda technologia charakteryzuje się innym stopniem narażenia na ryzyko (Roques i in. 2008).

Twierdzi się, że w przypadku gdy ryzyko wprowadza się za pomocą rozkładów prawdopodobieństwa i stosuje się techniki Monte Carlo, należy używać stopy dyskontowej równej stopie wolnej od ryzyka, tak aby nie uwzględniać dwa razy tego samego ryzyka (Brealey, Myers 1991; Seitz 1990). Jednak projekt jest zwykle obciążony wieloma innymi ryzykami, które nie są uwzględnione w rozkładach gęstości prawdopodobieństwa zmiennych (np. ryzyko finansowania inwestycji), a które należy uwzględnić w analizie. Realizuje się to poprzez odpowiednie, proporcjonalne do poziomu tych ryzyk, zwiększenie wartości stopy dyskontowej. A zatem stopa dyskontowa powinna być równa stopie wolnej od ryzyka powiększonej o wartość wynikającą z ryzyka charakterystycznego dla danego projektu nieujętego rozkładami gęstości prawdopodobieństwa zmiennych techniczno-ekonomicznych (Spinney, Watkins 1996).

Wykonanie opcji rzeczowej ma wpływ na wartości oczekiwanych przyszłych przepływów pieniężnych, zmieniając tym samym charakterystyki ryzyka projektu. Projekt z opcją charakteryzuje się inną ekspozycją na ryzyko niż projekt bez opcji, co należy uwzględnić poprzez zmianę wartości stopy dyskontowej (Brandão i in. 2005).

Archiwizacja

Dotyczy czynności



Archiwizacja

Archiwizacja jest to proces tworzenia, zabezpieczania i klasyfikowania zbiorów danych. Jej celem jest gromadzenie w sposób systematyczny wszystkich danych zebranych w poszczególnych etapach procesu modelowania, aby wykorzystać je w kolejnych procesach. Finalne zbiory danych będą niezbędne w czasie prowadzenia symulacji, której wyniki należy również poddać archiwizacji.

Określenie założeń i warunków ograniczających dla modelu

Dotyczy czynności



Określenie założeń i warunków ograniczających dla modelu przepływów pieniężnych istniejącej jednostki wytwarzania energii



Określenie założeń i warunków ograniczających dla modelu przepływów pieniężnych rozpatrywanej do realizacji jednostki wytwarzania energii



Określenie założeń i warunków ograniczających dla modelu pozostałych przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa



Określenie założeń i warunków ograniczających dla przepływów pieniężnych poszczególnych istniejących jednostek wytwórczych i rozpatrywanych do realizacji

Zbudowanie efektywnego portfela projektów (technologii wytwarzania energii) jest skomplikowanym procesem z powodu wpływu wielu czynników, a zatem należy uznać, że badania dotyczące portfeli aktywów wytwórczych mogą mieć pewne ograniczenia.

Warunki ograniczające opisywane są najczęściej za pomocą układów równań i nierówności. W celu wyznaczenia przepływów finansowych konieczne jest przyjęcie szeregu założeń dotyczących sposobu uwzględniania różnych kategorii wydatków i przychodów związanych z analizowanym przedsięwzięciem. Oprócz warunków ograniczających w zadaniu decyzyjnym mogą także występować warunki dotyczące znaku zmiennych (np. warunek nieujemności zmiennych decyzyjnych, jeżeli zmienną decyzyjną jest na przykład wielkość produkcji jakiegoś wyrobu; oczywiście jest, że nie można produkować ujemnej liczby jednostek tego wyrobu) lub typu tych zmiennych (warunek ich ciągłości, całkowitoliczbowości lub binarności) (Tarapata 2014).

Komputerowa implementacja modelu matematycznego przepływów pieniężnych

Dotyczy czynności

- 26.1** Komputerowa implementacja modelu matematycznego przepływów pieniężnych istniejącej jednostki wytwórczej przedsiębiorstwa
- 26.2** Komputerowa implementacja modelu matematycznego przepływów pieniężnych rozpatrywanej do realizacji jednostki wytwarzania energii
- 26.3** Komputerowa implementacja modelu matematycznego pozostałych przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa

Sformułowanie modelu matematycznego sprowadza się do transformacji zależności określonych w koncepcyjnym modelu na relacje matematyczne, a następnie ich zapis w ustalonym języku programowania. Nie jest to proces łatwy, ponieważ niejednokrotnie występują trudności w dopasowaniu zależności matematycznych do relacji ujętych w modelu koncepcyjnym, przy wykorzystaniu racjonalnej liczby zmiennych i uwzględnieniu ograniczeń. Może być wymagana ingerencja w model koncepcyjny w celu dostosowania go do praktycznej implementacji na platformie komputerowej (Kamiński 2010).

W praktyce modele systemów opracowuje się iteracyjnie, budując na początku bardzo prosty model o niewielkim stopniu złożoności, charakteryzujący się prostym opisem matematycznym. Na podstawie uzyskanych wyników z modelu, doświadczenia oraz wyników dodatkowych badań systemu rzeczywistego, opracowuje się model następny. Proces iteracyjny trwa aż do uzyskania modelu adekwatnego do rzeczywistości.

Na tym etapie dokonuje się również wyboru właściwej metody poszukiwania ekstremalnych (minimum lub maksimum) wartości funkcji celu przy zadanych ograniczeniach (Kamiński 2010; Liszka 2006). Wybór metody optymalizacji dla konkretnego problemu zależy między innymi od takich czynników jak (Liszka 2006):

- jawność funkcji celu,
- liniowość funkcji celu, modelu i ograniczeń,
- istnienie oraz łatwość wyznaczania pochodnych funkcji celu względem zmiennych decyzyjnych,
- wymagany koszt (czas trwania) obliczeń,
- wymagana dokładność rozwiązania,
- zdolność metody do wyznaczania ekstremum globalnego w przypadku występowania wielu ekstremów lokalnych.

Ogólnie metody poszukiwania ekstremum funkcji można podzielić na analityczne i numeryczne. Pierwsze wykorzystują prawa rządzące rachunkiem różniczkowym, drugie z kolei opierają się na schematach wyznaczających drogę do ekstremum funkcji, wykorzystując jej wartości w specyficznych dla danej metody punktach (Liszka 2006). Rozwiązanie analityczne jest całkowicie ogólne, jak też całkowicie abstrakcyjne. W procedurze analitycznej nie rozważa się każdego poszczególnego zbioru wartości zmiennych decyzyjnych, ale zdąża się bezpośrednio do rozwiązania. Natomiast w procedurach numerycznych wypróbowuje się różne wartości zmiennych decyzyjnych i wybiera się te, które prowadzą do najlepszych wyników.

Metoda, która zmierza do rozwiązania w kolejnych krokach, nazywana jest iteracyjną. Wszystkie metody programowania matematycznego są iteracyjne. Wysiłki uczonych koncentrują się na opracowywaniu algorytmów o możliwie najmniejszej złożoności obliczeniowej (tak teoretycznej, jak i praktycznej) przy zachowaniu przez nie przynajmniej stabilności numerycznej, a najlepiej poprawności numerycznej.

Duża grupa szeroko znanych metod poszukiwania ekstremum opiera się na rachunku gradientów sprzężonych. Działanie tych metod polega na startowaniu z jednego punktu początkowego i określaniu w kolejnych iteracjach kierunku przejścia do nowego punktu, dla którego funkcja celu wykazuje lepsze przystosowanie. Wadą takiego postępowania jest niebezpieczeństwo wskazania ekstremum lokalnego zamiast globalnego. Niebezpieczeństwo to można zmniejszyć startując wielokrotnie z różnych punktów początkowych, co zwiększa jednak nakład obliczeniowy. Do zalet należy zaliczyć wysoką dokładność wskazania ekstremum (niekoniecznie globalnego) (Liszka 2006; Seidler i in. 1980).

Techniki symulacyjne mają zastosowanie wtedy, kiedy miarą stopnia osiągnięcia celu jest parametr statystyczny pewnego rozkładu gęstości prawdopodobieństwa wyników. Te metody poszukiwania ekstremum funkcji (optymalizacji) są szczególnie przydatne tam, gdzie analityczne wyznaczenie rozwiązania jest zbyt pracochłonne, a niekiedy nawet niemożliwe, co często ma miejsce w systemach złożonych. Obliczanie lub sprawdzanie proponowanego rozwiązania modelu za pomocą symulacji polega na prześledzeniu systemu dla pewnego zbioru wartości zmiennych, w celu wytworzenia dostatecznej liczby realizacji wyników, tak aby można było wyznaczyć ich rozkład gęstości prawdopodobieństwa. Na podstawie tych obserwacji szacuje się szukaną wartość. Jeżeli przynajmniej jedna zmienna modelu jest zmienną losową (nie przyjmuje ściśle określonej wartości w każdych warunkach), wówczas rozwiązania poszukiwać należy stosując metody symulacji.

O sukcesie technik symulacyjnych zdecydowały dwa czynniki. Pierwszy z nich to dynamiczny rozwój technik komputerowych i urządzeń elektronicznych. Drugim jest świadomość, że wykorzystanie techniki komputerowej do badań symulacyjnych jest znacznie tańsze od tradycyjnych studiów empirycznych i pozwala na osiągnięcie poziomu uogólnienia niemożliwego do osiągnięcia w metodach doświadczalnych. Podejście symulacyjne umożliwia wprowadzenie licznych zróżnicowanych założeń i warunków wstępnych, pozwalając na badania w szerszym zakresie (Calvi i in. 2008).

Algorytmy wykorzystujące rachunek liczb losowych (metoda Monte Carlo) są bardziej odporne na przyciąganie ekstremów lokalnych, ale, w przypadku zagadnień wielowymiarowych, wysoki nakład obliczeniowy oraz niższa dokładność wskazania ekstremum mogą stanowić ograniczenie ich praktycznego zastosowania. Również czas obliczeń może nie być akceptowalny, gdyż znalezienie rozwiązania może trwać kilka dni lub tygodni, przez co model może być w przyszłości niewykorzystywany przez decydentów (Liszka 2006).

Weryfikacja i walidacja modelu

Dotyczy czynności

31

Weryfikacja i walidacja modelu

Weryfikacja modelu polega na sprawdzeniu poprawności przekształcenia modelu matematycznego (formalnego) do postaci programu komputerowego. Realizuje się to poprzez porównanie wyników otrzymanych na podstawie danych historycznych z historycznymi wartościami wyników. Oceny poprawności wyznaczania historii stanów modelu symulacyjnego dokonuje się na podstawie pośrednich wyników obliczeń prowadzonych dla badania symulacyjnego. Sprawdza się zgodność stanów modelu w czasie realizacji zdarzeń procesu symulującego. Ponadto sprawdza się, czy w czasie realizacji eksperymentów właściwie realizowany jest proces obserwacji i rejestracji tych wielkości, które będą wykorzystywane do wnioskowania o wartościach wyznaczanych charakterystyk systemu (Geiger 2011).

Nie zawsze takie podejście jest możliwe z uwagi na brak wyników historycznych np. w przypadku gdy budujemy model dla projektu, który dopiero zostanie zrealizowany. W takiej sytuacji najwłaściwszym postępowaniem będzie weryfikacja prowadzona na bieżąco wraz z postępującą budową (implementacją) modelu. Często model budowany jest stopniowo poprzez zbudowanie w pierwszej kolejności uproszczonego modelu uwzględniającego najważniejsze zmienne i ograniczenia. Następnie, po sprawdzeniu poprawności działania takiego modelu, rozbudowuje się go o następne elementy. Takie podejście pozwala na weryfikację modelu na każdym etapie jego budowy, co minimalizuje prawdopodobieństwo popełnienia błędu i ułatwia znalezienie na bieżąco ewentualnych nieprawidłowości. Prawdliwość konstrukcji modelu ocenia się poprzez analizę racjonalności wyników na podstawie wartości, kierunku oraz tempa zmian. Weryfikacja modelu jest to zazwyczaj proces bardzo czasochłonny, głównie z uwagi na skomplikowany charakter algorytmów optymalizacyj-

nych i długi czas ich realizacji oraz konieczność przeprowadzenia dużej liczby obliczeń testowych (Kamiński 2010).

Walidacja modelu polega na wykazaniu i udowodnieniu, że model posiada zadawalający stopień dokładności, zgodny z zamierzonym jego zastosowaniem.

Model powinien być budowany z myślą o konkretnym celu lub zastosowaniu, stąd też jego walidacja powinna być dokonana z punktu widzenia tego celu i zastosowania. Model może być zasadny dla jednego zbioru warunków środowiska eksperymentalnego, natomiast dla innego nie. Model zasadny dla pewnego zbioru warunków środowiska eksperymentalnego oznacza, że jego stopień dokładności zawiera się w akceptowanych granicach dokładności dla przyjętego celu i zastosowania modelu.

Czynności walidacji i weryfikacji modeli symulacyjnych realizowane są na dwóch zasadniczych poziomach symulacji: modelu koncepcyjnego i modelu operacyjnego, na którym realizowane są badawcze eksperymenty symulacyjne.

Walidacja dotyczy modelu koncepcyjnego, operacyjnego i danych, natomiast weryfikacja wiąże się z modelem operacyjnym (kodem programu komputerowego).

Analiza wrażliwości modelu

Dotyczy czynności

32

Analiza wrażliwości modelu

Głównym celem analizy wrażliwości jest sprawdzenie, czy zbudowany model właściwie reaguje na zadane wymuszenia. Sprowadza się to zwykle do zbadania wpływu zmian wartości kluczowych zmiennych objaśniających na najważniejsze zmienne objaśniane. Wybrane zmienne modelu zmienia się w określonych granicach, a następnie bada się wyniki modelu poprzez analizę wartości zmiennych objaśnianych. Analiza taka jest szczególnie istotna w przypadku zmiennych odznaczających się wysoką niepewnością oszacowania. Analizie poddawane są zmiany wartości wynikowych, określające czułość systemu na zadane wymuszenia, co pozwala zidentyfikować, które czynniki i z jaką intensywnością wpływają na funkcjonowanie modelowanego systemu. Wyniki te są również pomocne na etapie definiowania scenariuszy badawczych, gdyż w przypadku zmiennych, które mają znaczny wpływ na wyniki końcowe, konieczne może okazać się rozpatrzenie scenariusza bądź scenariuszy przyjmujących alternatywne wartości tych zmiennych. Efektem badania wrażliwości modelu może okazać się również potrzeba ponownej weryfikacji lub nawet zmiany modelu koncepcyjnego i operacyjnego (Kamiński 2010; Liszka 2006).

Zdefiniowanie scenariuszy badawczych

Dotyczy czynności

33 Zdefiniowanie scenariuszy badawczych

Celem tego etapu jest budowa realistycznych zestawów założeń poddawanych analizie. Doskonały model do prognozowania poszczególnych zmiennych nie istnieje, dlatego przyszłe wartości zmiennych są trudne do przewidzenia, przez co uzasadnione wydaje się w modelowaniu inwestycji energetycznych rozważenie wielu różnych scenariuszy dla kluczowych zmiennych. Ponadto, z powodu braku historycznych wartości zmiennych lub wątpliwej jakości dostępnych danych historycznych, nie jest możliwe uzyskanie wiarygodnych ilościowych oszacowań przyszłych wartości zmiennych. Problem ten dotyczy również oszacowań wartości współczynników korelacji (Geiger 2011; Marrero, Ramos-Real 2010; Zhu, Fan 2010).

W przypadku modeli stochastycznych, w których uwzględnia się relacje zachodzące pomiędzy poszczególnymi zmiennymi wyrażone współczynnikiem korelacji, zasadne wydaje się wprowadzenie scenariusza nie uwzględniającego korelacji zmiennych w procesie symulacji. Powinno to być dobrą praktyką, ponieważ pominięcie korelacji może mieć znaczny wpływ na wyniki (Handbook... 2002). Przyjmuje się zwykle symetryczną wartość korelacji, ale w praktyce tak nie musi być. Zjawisko asymetrii korelacji opisuje tendencję przyjmowania poziomu korelacji w zależności od przeważającego kierunku rynku. Zazwyczaj korelacje są większe w czasie spadku kursów danego aktywa niż w czasie jego wzrostów. Jednocześnie pojawia się problem zmienności poziomu korelacji w czasie (Buckley i in. 2008; Kalicki 2013).

Zestawy scenariuszy są określone na podstawie różnych możliwych stanów kluczowych zmiennych objaśniających. Możliwe stany to np. wysoki, najbardziej prawdopodobny (Bazowy) i niski, które są przypisane do najważniejszych zmiennych uwzględnionych w analizie. W zależności od ilości kluczowych zmiennych i możliwych stanów, otrzymujemy pewną liczbę scenariuszy (Kienzle, Andersson 2008). Konieczne jest jednak ograniczenie liczby scenariuszy badawczych odzwierciedlających możliwe decyzje i konfiguracje analizowanego systemu.

Definiowanie scenariuszy powinno być na bieżąco konsultowane z osobami podejmującymi decyzje bądź zainteresowanymi wynikami badań.

Planowanie eksperymentu symulacyjnego

Dotyczy czynności

36 Zaplanowanie badań symulacyjnych

Każdy eksperyment badawczy, a szczególnie symulacyjny, powinien być odpowiednio zaprojektowany. Jeżeli model symulacyjny jest złożony z wielu wzajemnie skorelowanych zmiennych losowych o różnorodnych rozkładach gęstości prawdopodobieństw, to tym bardziej eksperymentator powinien wykazać dbałość o zachowanie prawideł poprawnej jego realizacji. Wtedy uzyskane wyniki będą wartościowe, a wyprowadzone z nich wnioski poprawne metodycznie i rzeczowe.

Istnieją przynajmniej trzy istotne przyczyny, które sprawiają, że planowanie eksperymentu jest konieczne. Są to:

- bardzo duża liczba kombinacji wartości czynników badanych,
- konieczność badania kilku czynników jednocześnie, gdyż wpływ jednego czynnika na wynik badania zależy często od wartości innego czynnika,
- występowanie czynnika, który wpływa na wynik doświadczenia lecz jego wartości nie można ustalić na stałym poziomie, lub czynnik jest niemierzalny bądź po prostu nieznany.

Po etapie budowania modelu należy zaplanować eksperyment symulacyjny. Symulacja to nie tylko losowe eksperymentowanie z modelem poprzez używanie metody prób i błędów. Planowanie symulacji pozwala upewnić się, że wszystkie symulacje konieczne do pozyskania wyników niezbędnych dla późniejszych analiz zostaną przeprowadzone (Zdanowicz 2003).

Do sprawnego przygotowania eksperymentu symulacyjnego wymagane jest posiadanie dużego doświadczenia i wiedzy na temat teorii statystyki (Zdanowicz 2003). W czasie projektowania eksperymentu należy przede wszystkim określić warunki początkowe, jako że eksperyment ma dostarczyć odpowiedzi na pytania decydenta. Należy ponadto przewidzieć wszystkie interesujące go wartości zmiennych decyzyjnych, dla których będą prowadzone oddzielne symulacje.

Celem każdego doświadczenia jest potwierdzenie lub zaprzeczenie pewnej hipotezy odnośnie do badanego zjawiska. Formułuje się ją przystępując do badań, w momencie planowania doświadczenia. Jasne i konkretne sformułowanie hipotezy merytorycznej ułatwi zaplanowanie doświadczenia i właściwy wybór modelu w późniejszym opracowaniu jego wyników.

Określenie zestawu czynników kontrolowanych, których wartości będą zmienne w doświadczeniu oraz określenie obiektów doświadczalnych jest kolejnym etapem planowania doświadczenia po sformułowaniu hipotezy merytorycznej. Doświadczenie powinno zawierać jak najmniej elementów zmiennych, a porównywane grupy jednostek doświadczalnych powinny różnić się w miarę możliwości tylko czynnikiem badanym. Wartości czynników niepodlegających badaniu powinny być ustalone na jednakowym poziomie dla zapewnienia porównywalności obiektów. Jednakże często nie udaje się ich ustalić na określonym poziomie, a przez to wyeliminować ich zakłócający wpływ.

W doświadczeniach wieloczynnikowych obiekty doświadczalne tworzone są na zasadzie kombinacji poziomów wszystkich uwzględnionych w doświadczeniu czynników. Najczęściej tworzy się tzw. klasyfikację krzyżową, łącząc każdy poziom pierwszego czynnika *A* z każdym poziomem drugiego czynnika *B*, a te kolejno ze wszystkimi poziomami na-

stępnym czynników. Łącznie zatem w doświadczeniu jednoczynnikowym otrzymujemy a obiektów, w doświadczeniu dwuczynnikowym – $a \cdot b$ obiektów, w doświadczeniu trójczynnikowym – $a \cdot b \cdot c$ obiektów itd. Jak widać, liczba obiektów szybko rośnie wraz ze wzrostem liczby czynników i ten fakt narzuca konieczność ograniczenia liczby czynników równocześnie badanych w jednym eksperymencie.

Drugim sposobem łączenia poziomów czynników badanych jest ustawienie ich w hierarchii i gniazdowe umieszczanie poziomów czynnika podrzędnego w poziomach nadrzędnego. Zazwyczaj hierarchia taka wynika z natury badanego zjawiska.

O rozmiarze doświadczenia decyduje nie tylko liczba porównywanych obiektów, ale również liczba replikacji (powtórzeń).

Symulacja modelu

Dotyczy czynności

37 Symulacja modelu

30 Przeprowadzenie symulacji testowych modelu

Proces symulacji ma na celu rozwiązanie przetestowanego i zweryfikowanego modelu matematycznego oraz sprawdzenie racjonalności wyników. Podczas eksperymentu symulacyjnego obserwowane są procesy zachodzące w badanym systemie. Wyniki obserwacji uzyskane podczas eksperymentu symulacyjnego są danymi przeznaczonymi do analizy i statystycznego wnioskowania o wartościach charakterystyk badanego systemu i związkach zachodzących między nimi.

Do głównych zalet symulacji komputerowej w porównaniu do innych metod analizy procesu należą:

- elastyczność modelu, czyli łatwość wprowadzania zmian i uzupełniania modelu o nowe zjawiska,
- łatwość wprowadzania różnego rodzaju wymuszeń i zakłóceń (losowe, pomierzone i zarejestrowane, ekstremalne), niewielki koszt i czas przygotowania symulacji,
- wiarygodność wyników symulacji w przypadkach, gdy możemy porównać wyniki symulacji z danymi otrzymanymi z pomiarów na rzeczywistym obiekcie, przynajmniej dla jednego zestawu wartości parametrów, albo gdy ekspert o dużym doświadczeniu intuicyjnie potwierdzi wyniki.

Najbardziej kompleksowym podejściem uwzględniającym ryzyko kluczowych zmiennych poprzez wykorzystanie oceny prawdopodobieństwa zapewnia symulacja Monte Carlo (Vithayasrichareon i in. 2009).

Analiza stochastyczna oparta na symulacji Monte Carlo jest powszechnie uznawana za jedną z najbardziej kompleksowych, wszechstronnych i elastycznych metod analizy proble-

mów, które zawierają wiele niepewnych potencjalnie oddziałujących ze sobą zmiennych, mających wiele możliwych kombinacji wartości wejściowych. W symulacji Monte Carlo ryzyko reprezentowane jest poprzez rozkłady gęstości prawdopodobieństwa niepewnych zmiennych objaśniających, z których następnie generowane są wartości danych wejściowych do modelu, a uzyskane wyniki tworzą rozkład gęstości prawdopodobieństwa. Nie ma ograniczeń co do kształtów rozkładów gęstości prawdopodobieństwa użytych do modelowania tych niepewności. Ponadto symulacja Monte Carlo pozwala na zastosowanie różnych miar ryzyka (Spinney, Watkins 1996; Vithayasrichareon, MacGill 2012; Vithayasrichareon i in. 2009).

Doświadczenia wskazują, że mimo obszernej literatury naukowej opisującej ilościowe techniki analizy ryzyka i zwiększającej się dostępności komputerów, na których można uruchomić symulacje, praktyki takie są bardzo rzadkie. Mimo to wyjątki od tej sytuacji można znaleźć w energetyce, gdzie uproszczone rozkłady gęstości prawdopodobieństwa dla kilku kluczowych zmiennych są używane do oceny oczekiwanych zysków i szacowania ich zmienności (Handbook... 2002). Metoda programowania stochastycznego była skutecznie wykorzystywana w przeszłości, również w badaniach planowania energetycznego w warunkach niepewności (Tolis, Rentizelas 2011).

Rozwiązanie złożonego problemu optymalizacji wymaga utworzenia ogólnej koncepcji realizacji obliczeń z uwzględnieniem ich automatyzacji i archiwizacji (Liszka 2006). Czynności realizowane w tym etapie zestawiono poniżej:

- przygotowanie systemu do przeprowadzenia badania symulacyjnego polegające na zainstalowaniu systemu, odpowiedniej konfiguracji, przygotowaniu i przetestowaniu odpowiednich modułów systemu itp.;
- weryfikacja lub modyfikacja zmiennych modelu zgodnie z potrzebami eksperymentu wyspecyfikowanymi w planie eksperymentu;
- ustalenie warunków, w jakich będzie prowadzone badanie symulacyjne;
- wprowadzenie scenariusza eksperymentu, polegające na wprowadzeniu wszystkich danych niezbędnych do przeprowadzenia eksperymentu. Tutaj także należy określić punkty zatrzymań symulacji;
- start symulacji polegający na uruchomieniu odpowiednich aplikacji systemu symulacyjnego;
- monitoring przebiegu symulacji i bieżąca analiza uzyskiwanych wyników, polegająca na śledzeniu przebiegu eksperymentu, głównych zdarzeń i danych je określających. Bieżąca analiza wyników pozwolić może na doraźną ocenę poprawności zachowania się systemu i ocenę skutków (wpływu) zmian wartości zmiennych objaśniających na obserwowane zmienne objaśniane. W przypadku braku zgodności, należy zatrzymać symulację, skorygować dane i realizować nowy przebieg iteracji;
- składowanie danych polegające na zapamiętaniu wymaganych do analizy danych w odpowiedniej strukturze;
- wstępna obróbka danych, jeśli system ma taką funkcjonalność, w celu przetworzenia danych do postaci zredukowanej i o większej informacyjności;
- zakończenie symulacji.

Wartości zmiennych o charakterze losowym są próbkowane z odpowiednich rozkładów gęstości prawdopodobieństwa, stąd każda iteracja daje inne wyniki. By wyniki były statystycznie wiarygodne należy przeprowadzić minimum kilkadziesiąt przebiegów dla każdej wartości zmiennej decyzyjnej. Symulacji dokonuje się najczęściej dla kolejnych okresów, w wyniku czego dla wszystkich zmiennych modelu otrzymuje się ciągi wartości liczbowych zwane ścieżkami rozwojowymi (lub czasowymi).

Wykonanie symulacji polega na dokładnej realizacji eksperymentu zgodnie z planem jego przeprowadzenia. Przebieg pętli iteracyjnych przedstawia się następująco (Liszka 2006; Salling 2007):

- dane wejściowe w postaci ograniczeń i wartości początkowych zmiennych decyzyjnych dostarczane są do algorytmu optymalizacyjnego, który na ich podstawie generuje bieżący (inny w każdej iteracji) zestaw wartości zmiennych decyzyjnych,
- dla takiego zestawu wykonywane są następnie obliczenia symulacyjne, polegające na generowaniu wartości metodą próbkowania dla poszczególnych parametrów losowych na podstawie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa,
- określana jest wartość funkcji celu, która po zwróceniu do algorytmu optymalizacyjnego umożliwia ustalenie nowego zestawu wartości zmiennych decyzyjnych, a tym samym rozpoczęcie kolejnej pętli iteracyjnej. Procedura ta jest powtarzana przez stosunkowo dużą ilość iteracji,
- po spełnieniu kryterium zakończenia obliczeń, algorytm optymalizacyjny zwraca zestaw lub zestawy (w zależności od typu algorytmu) wartości zmiennych zoptymalizowanych.

Na tym etapie prowadzi się również symulacje testowe, które obejmują sprawdzenie zachowania modelu w porównaniu z systemem i wymaganiami projektu.

W testowaniu modelu środowisko testowe powinno być zbliżone do tego, w jakim model będzie pracował realnie, aby zminimalizować ryzyko wystąpienia błędów specyficznych dla danego środowiska.

Przetestowanie modelu pozwala ocenić jego adekwatność do modelowanego systemu. Wymaga to jednak uprzedniego określenia zbioru kryteriów umożliwiających odróżnienie modelu adekwatnego od nieadekwatnego. Biorąc pod uwagę trudności powstające przy próbach ustalenia zbioru kryteriów oceny adekwatności modeli, proponuje się poddawanie modelu kilku testom. Jeżeli rozpatrywany model będzie pomyślnie przechodził kolejne testy, zaufanie, pokładane w modelu, będzie wzrastać.

Analiza wyników

Dotyczy czynności

Wyniki otrzymane w poprzednim etapie są poddawane analizie i na ich podstawie formułowane są wnioski. Analiza wyników symulacji umożliwia uzyskanie określonych informacji wynikowych dotyczących funkcji celu, a także statystyk wygenerowanych na podstawie symulacji modelu.

Analiza obejmuje porównanie symulowanych wyników otrzymanych w serii eksperymentów. Ponieważ w przypadku symulacji probabilistycznej mamy do czynienia z rozkładem gęstości prawdopodobieństwa wyników, należy stosować narzędzia statystyczne do oceny otrzymanych wyników. Z reguły analiza taka wystarcza do wyboru najlepszego wariantu (podjęcia najlepszego działania) spośród zbadanych. Czasem jednak wyniki wskazują, że potrzebne są dalsze badania (ze zmianą modelu włącznie).

W przypadku symulacji probabilistycznej, użyteczną metodą jest również metoda analizy logicznej, która należy do klasy metod indukcyjnych i bazuje na regułach logicznego wnioskowania o systemie na podstawie wyników otrzymanych z eksperymentu przeprowadzanego na modelu.

Etap opracowania i analizy wyniku eksperymentu obejmuje:

- eliminację błędnych wyników eksperymentów,
- statystyczne wnioskowanie o wartościach zmiennych objaśnianych i decyzyjnych modelu,
- estymację wartości parametrów.

Na tym etapie przeprowadza się również wizualizację wyników, która jest bardzo pomocna w czasie formułowania wniosków i często stanowi ilustrację dla nich.

Rekomendacja decyzji

Dotyczy czynności

40

Rekomendacja decyzji

Celem wielokryterialnych badań optymalizacyjnych jest rekomendacja decyzji najbardziej spójnych z systemem wartości uczestników procesu decyzyjnego oraz pomoc w uzyskaniu odpowiedzi na pytania stawiane przez te podmioty (Kadziński 2012). Na podstawie wniosków formułowana jest pewna liczba alternatywnych propozycji wraz ze wskazaniem możliwych i prawdopodobnych ich skutków. Wnioski wyciągnięte na podstawie analizy wariantów, dla przyjętej grupy kryteriów, w przypadku analizy wielokryterialnej mogą być niewystarczające do wypracowania ostatecznej rekomendacji, gdyż rekomendacja zależy w znacznym stopniu od informacji preferencyjnej, którą dostarcza decydent (Kamiński 2010).

3. Wytwarzania energii elektrycznej w warunkach ryzyka – analiza przypadku

Przedstawiona w poprzednim rozdziale metoda podejmowania decyzji w zakresie wyboru projektu inwestycyjnego, w tym doboru technologii wytwarzania energii przez przedsiębiorstwo energetyczne, została praktycznie zastosowana do rozwiązania hipotetycznej sytuacji decyzyjnej omówionej w niniejszym rozdziale.

3.1. Analiza przypadku

Przedsiębiorstwo energetyczne X zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej planuje zrealizować nową inwestycję. W związku z tym zmuszone jest dokonać wyboru technologii dla planowanej inwestycji. Istniejąca struktura wytwórcza przedsiębiorstwa składa się z czterech jednostek wytwarzania energii. Sytuacja wewnętrzna przedsiębiorstwa X oraz warunki otoczenia sprawiają, że przedsiębiorstwo stawia na bloki parowe opalane węglem kamiennym. Jednak rozważa również możliwość wykorzystania gazu ziemnego do wytwarzania energii. Zainteresowanie energetyką gazową wynika z wielu zalet technologii gazowych oraz zmian, jakie miały miejsce na rynkach surowców energetycznych i energii elektrycznej.

W dalszej części pracy przedstawiono problem i sposób jego rozwiązania posiłkując się zaproponowaną wcześniej metodą postępowania.

3.1.1. Zdefiniowanie, obserwacja i analiza problemu

Przedsiębiorstwo energetyczne X działające na polskim rynku w ramach prowadzonej strategii rozwoju rozważa realizację nowego projektu inwestycyjnego. Aby podjąć inwestycję musi ono, ze zbioru różnych dostępnych projektów inwestycyjnych, wybrać ten, który przyczyni się do rozwoju firmy. Zadaniem jest zatem rozwiązanie złożonego zadania optymalizacji oraz podjęcie na tej podstawie decyzji w zakresie wyboru projektu inwestycyjnego przeznaczonego do realizacji. Wybór ma być optymalny z punktu widzenia przyszłej wartości przedsiębiorstwa X i ryzyka jego funkcjonowania. Z uwagi na to, że badania są prowadzone na etapie *pre-feasibility study* wybór projektu sprowadza się do wyboru technologii, biorąc pod uwagę moc nowej jednostki wytwórczej (wielkość mocy ma wpływ na wyniki

optymalizacji). Przedsiębiorstwo X nie ma powodów, dyktowanych względami strategicznymi, do podejmowania określonych inwestycji.

Postawiony problem poddano obserwacji i analizie dokonując między innymi przeglądu literatury i konsultacji z ekspertami. Działania te pozwoliły zebrać informacje i wiedzę na temat stawianego problemu i dały podstawę do wysunięcia następujących wniosków:

1. Nakłady jednostkowe na budowę instalacji oraz sprawność wytwarzania energii zmieniają się wraz ze zmianą mocy zainstalowanej jednostki wytwórczej. Spowodowane to jest korzyściami skali jakie występują w przypadku projektów energetycznych, szczególnie gazowych. Relacje jakie istnieją w tym zakresie są istotne, gdyż wybór technologii przeprowadzony będzie w kontekście mocy jednostki wytwórczej.
2. Nowy projekt inwestycyjny realizowany przez przedsiębiorstwo X, zgodnie z teorią portfelową Markowitza, ma wpływ na ryzyko całego przedsiębiorstwa poprzez powstanie efektu dywersyfikacji. Szczególnie dotyczy to przedsiębiorstwa, które chce realizować projekt gazowy, a dysponuje strukturą wytwórczą w stu procentach opartą na technologiach węglowych, tak jak przedsiębiorstwo X. Wynika to z istotnych różnic występujących między technologiami wykorzystującymi gaz i technologiami węglowymi.
3. Budowa nowych źródeł energii wpływa na ceny energii elektrycznej oraz wielkość jej produkcji w innych jednostkach wytwórczych. Jednak rozbudowa połączeń międzyregionalnych w zakresie przesyłu energii elektrycznej, zmierzająca do utworzenia jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej, sprawia że wzrasta poziom konkurencji w zakresie wytwarzania energii. Tym samym udział nowej jednostki w globalnej podaży będzie na tyle niewielki, że jej wpływ na cenę rynkową będzie nieznaczny, zwłaszcza że w przypadku siłowni gazowych, które pracują głównie jako źródła szczytowe, średnioroczny udział w produkcji energii elektrycznej będzie jeszcze mniejszy. Wskazane fakty pozwalają przyjąć założenie, że rynek energii elektrycznej jest doskonale konkurencyjny. Na podstawie tego założenia można dokonać uproszczenia w prowadzonej analizie, skupiając się tylko na tych jednostkach wytwórczych, które należą do przedsiębiorstwa X, a ignorując projekty realizowane i zrealizowane przez konkurencyjne przedsiębiorstwa funkcjonujące na rynku. Czyli modelowana jest tylko struktura przedsiębiorstwa, a nie cały rynek.
4. Przedsiębiorstwo energetyczne X, realizując projekt inwestycyjny, wchodzi w posiadanie opcji rzeczowych, które mają swoją wartość. Dlatego należy je uwzględnić w modelu oceny ekonomicznej inwestycji.

3.1.2. Sformułowanie koncepcyjnego modelu przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa

Przedsiębiorstwo energetyczne X, przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych, musi odpowiedzieć na pytanie, jakich przepływów pieniężnych może oczekiwać z danej inwestycji oraz jakim ryzykiem są one obciążone. Określenie przyszłych przepływów pieniężnych wymaga odwołania się m.in. do wartości zmiennych objaśniających, które będą znane dopiero

w przyszłości, przez co są obciążone niepewnością. Dlatego też przyjęto, że model przepływów pieniężnych ma charakter stochastyczny (Kaleta i in. 2002; Pasztyła 2003).

Na całość przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa składają się:

- przepływy generowane przez istniejące projekty zrealizowane przez przedsiębiorstwo,
- przepływy generowane przez planowany do realizacji projekt,
- pozostałe przepływy przedsiębiorstwa generowane w toku rozliczenia praw majątkowych związanych z wytwarzaniem energii.

W modelu zysk z działalności operacyjnej przedsiębiorstwa jest kalkulowany jako różnica pomiędzy całkowitymi przychodami ze sprzedaży energii oraz kosztami działalności operacyjnej (wraz z amortyzacją) plus (minus) wartość z tytułu rozliczenia praw majątkowych (rys. 3.1). Wartość odpisów amortyzacyjnych zależy od wysokości przyjętej stawki amortyzacyjnej oraz wielkości nakładów poniesionych przez przedsiębiorstwo z tytułu nabycia rzeczowych aktywów trwałych oraz aktywów niematerialnych. Ponieważ w modelu nie wykazano kosztów pozostałej działalności operacyjnej oraz finansowania przy użyciu kapitałów zewnętrznych, wyliczony zysk z działalności operacyjnej odpowiada, co do wartości, poziomowi zysku brutto. Dodatni zysk brutto, po odliczeniu podatku dochodowego, jest podstawą wyliczania zysku netto. W celu wyznaczenia przepływów pieniężnych w poszczególnych okresach t zysk netto skorygowany jest o:

- uprzednio odliczoną amortyzację środków trwałych,
- nakłady inwestycyjne poniesione w okresie budowy instalacji,
- zmiany kapitału obrotowego netto.

W ten sposób ostatecznie oszacowany jest strumień „czystych” przepływów pieniężnych na koniec poszczególnych okresów. Wyznaczone przepływy pieniężne są następnie dyskontowane i sumowane prowadząc do oszacowania rozkładu prawdopodobieństwa wartości zaktualizowanej netto (NPV) w modelu. W procedurze wyznaczania NPV, zastosowano wzór:

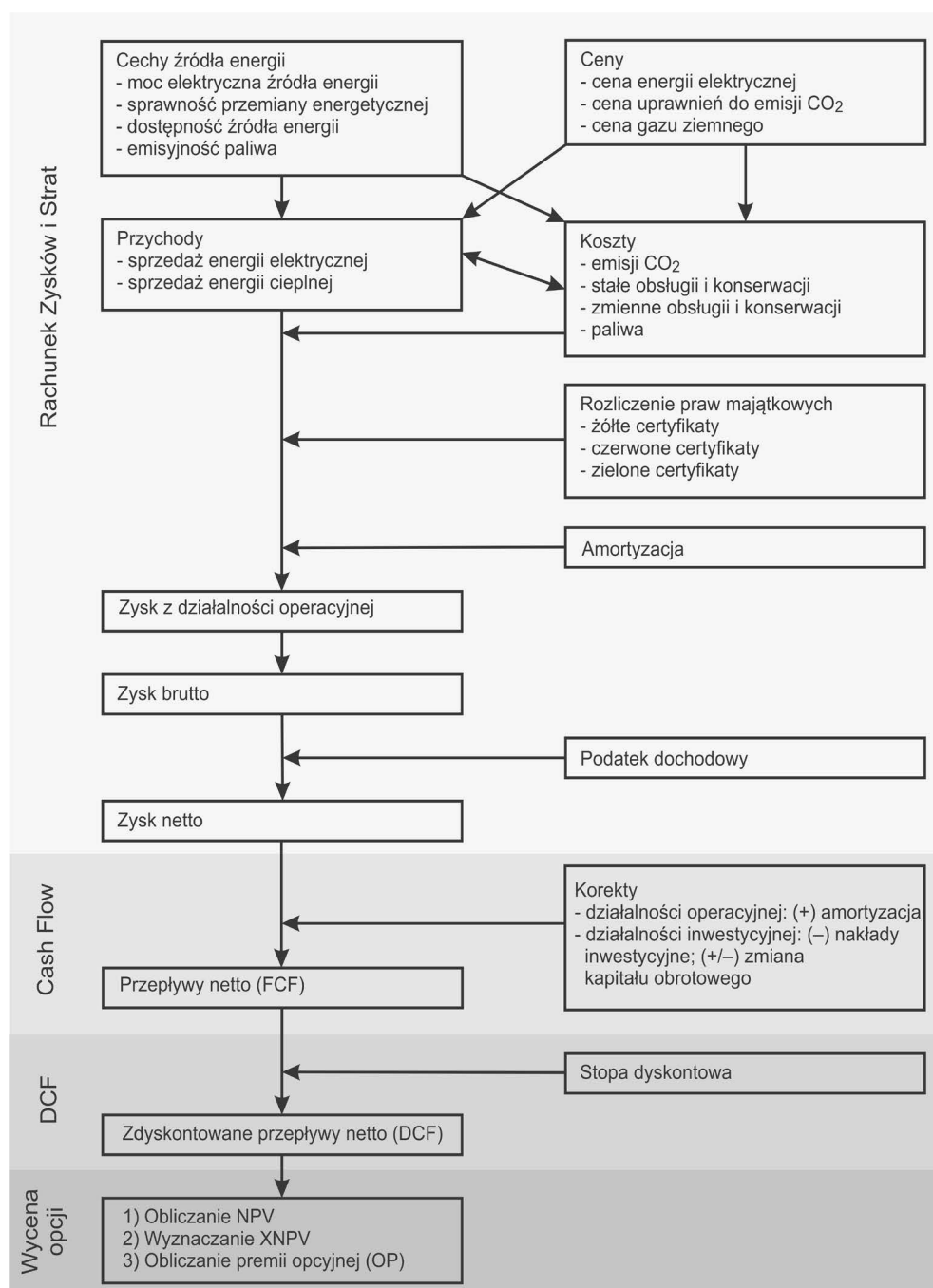
$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+d)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+d)^t} \quad (3.1)$$

gdzie:

- CF_t — przepływ pieniężny w roku t [zł],
- I_t — nakłady inwestycyjne w roku t [zł],
- d — stopa dyskontowa [%],
- n — okres istnienia technologii.

Podstawowym założeniem przyjętym podczas konstruowania modelu jest wyrażanie wartości wszelkich zmiennych o charakterze pieniężnym w wartościach realnych dla roku bazowego, co pozwala na dokonywanie porównań wielkości z pominięciem wpływu procesów inflacyjnych.

W celu sprowadzenia historycznych wartości zmiennych objaśniających mających charakter pieniężny do wartości realnych, wykorzystano wskaźnik cen towarów i usług kon-



Rys. 3.1. Schemat szacowania przepływów pieniężnych w modelu
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.1. The scheme for estimating cash flow in the model

sumpcyjnych, którego wartość publikuje Główny Urząd Statystyczny. Przyjęto, że rokiem bazowym jest 2013 rok.

Każde źródło energii charakteryzuje się indywidualnymi cechami wynikającymi z zastosowanej technologii i warunków eksploatacyjnych, dlatego też każde ze źródeł energii posiada inną ekspozycję na ryzyko. Tym samym stopy dyskontowe dla różnych źródeł energii będą w rzeczywistości miały inną wartość. Wiele czynników ma wpływ na wielkość przyjętej stopy dyskontowej. Dla uproszczenia modelowania w celu zdyskontowania przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa przyjęto jedną wspólną wartość stopy dyskontowej dla wszystkich przepływów generowanych przez poszczególne projekty będące w modelowanym portfelu przedsiębiorstwa, uznając, że projekty te wykorzystują podobne do siebie technologie, które cechują się dużą dojrzałością i funkcjonują na rynku od kilkunastu do kilkudziesięciu lat. Wartość stopy dyskontowej przyjęto na poziomie 6%, przyjmując, że ryzyko specyficzne analizowanych projektów ujęte jest w rozkładach gęstości prawdopodobieństwa zmiennych objaśniających o charakterze losowym, o czym napisano w dalszej części pracy.

W modelu uwzględniono także wartość opcji rzeczowych, którymi dysponuje przedsiębiorstwo. Uwzględnienie premii z tytułu opcji rzeczowych pozwala odejść od rozumienia wartości poprzez pryzmat klasycznej NPV, uwzględniając w ocenie inwestycji wartości elastyczności decyzyjnej w zakresie strategii operacyjnych, które znajdują wyraz w pojęciu tzw. rozszerzonej (strategicznej) wartości zaktualizowanej netto (XNPV – *Expanded Net Present Value*) (Saługa 2011). Wartość ta jest równa sumie klasycznej wartości zaktualizowanej netto bezpośrednio mierzalnych przepływów pieniężnych oraz premii opcyjnej, wynikającej z wartości elastyczności decyzyjnej i różnych interakcji pomiędzy wartościami różnych możliwości działania o wymiarze strategicznym:

$$XNPV = NPV + OP \quad (3.2)$$

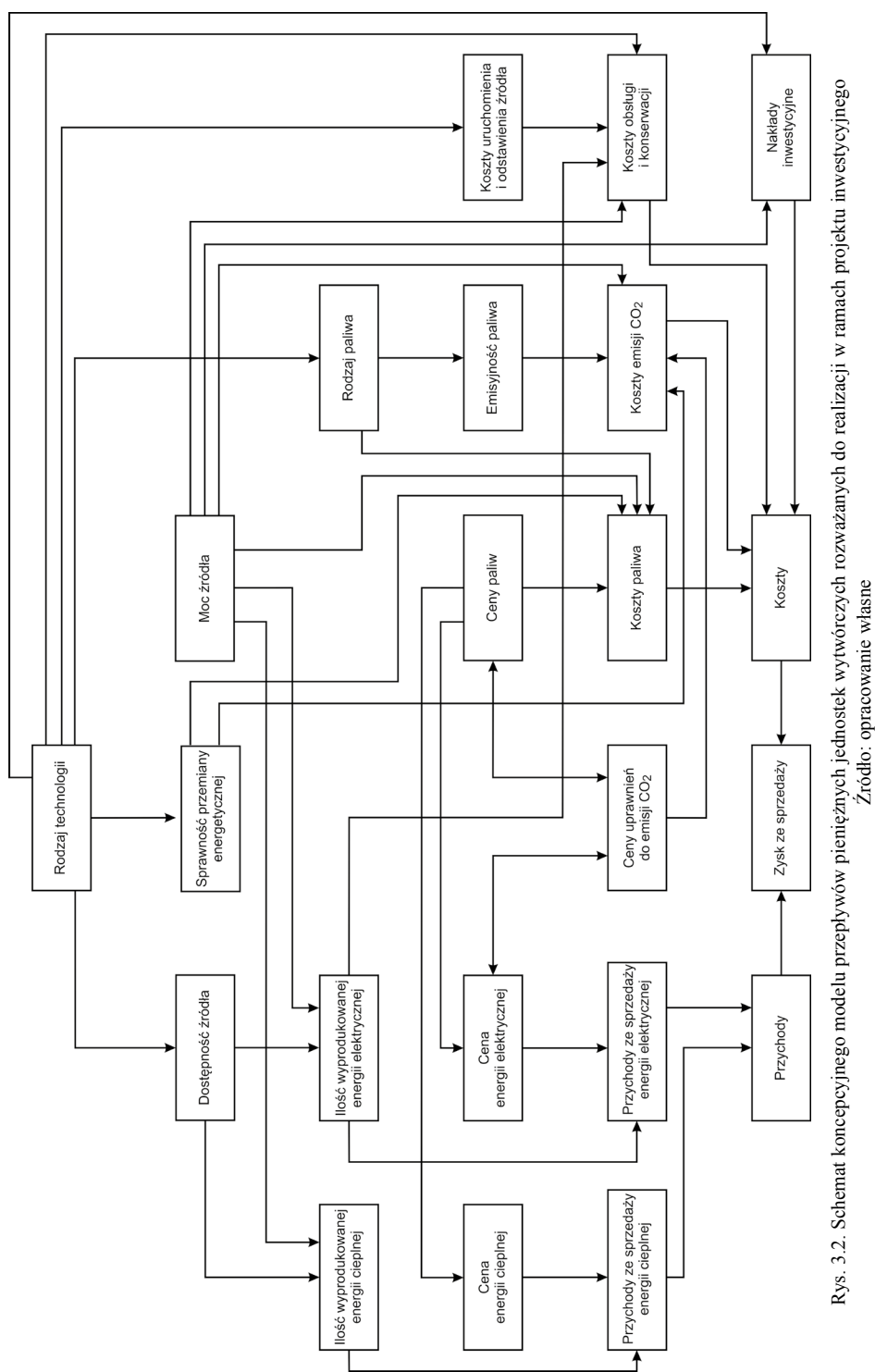
gdzie:

- $XNPV$ – rozszerzona (strategiczna) wartość NPV [zł],
- NPV – wartość bieżąca netto uzyskiwana w klasycznej analizie DCF [zł],
- OP – wartość elastyczności (premia opcyjna) [zł].

Na rysunku 3.1 przedstawiono schemat szacowania przepływów pieniężnych w modelu. Natomiast na rysunku 3.2 przedstawiono relacje między kluczowymi zmiennymi techniczno-ekonomicznymi wykorzystanymi do oszacowania przepływów pieniężnych. Przepływy te składają się z przychodów i kosztów.

- Całość przychodów stanowią przychody ze sprzedaży produktów czyli energii elektrycznej i ciepła.
 - Wartość przychodów ze sprzedaży energii (ciepła) zależy od ceny tej energii (ciepła) oraz ilości wyprodukowanej energii (ciepła).
 - Ilość wyprodukowanej energii (ciepła) zależy od czasu pracy i związanej z tym dyspozycyjności źródła energii oraz jego mocy.

- W modelu ceny ciepła zależą od ceny gazu ziemnego, co zostało wyjaśnione w dalszej części pracy. Natomiast na ceny energii elektrycznej mają wpływ ceny paliw i uprawnień do emisji CO₂. Wpływ ten nie jest bezpośredni, ale można go wyrazić współczynnikiem korelacji. Istnieje również pewna relacja pomiędzy cenami paliw i uprawnień do emisji CO₂, co również można opisać współczynnikiem korelacji.
- W modelu uwzględniono nakłady i koszty działalności operacyjnej. Koszty operacyjne związane są bezpośrednio z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła. Pominięto koszty społeczne (trudne do ujęcia w modelu), koszty likwidacji źródła energii (nie-wielki udział w całości kosztów), koszty gospodarczego korzystania ze środowiska związane między innymi z emisją ditlenku siarki i tlenków azotu (niewielki udział w całości kosztów). Do kosztów operacyjnych wliczone są: koszty osobowe (płace wraz z pochodnymi), usługi obce (usługi zewnętrzne), remonty, materiały, zużycie energii na potrzeby własne, amortyzacja środków trwałych, koszty z tytułu zakupionych uprawnień do emisji CO₂, koszty (administracyjne) ogólnego zarządu, podatki i opłaty. To ujęcie nakładów i kosztów w pracy sprowadzono do powszechnie akceptowalnego standardu wyceny projektów energetycznych na etapie studium możliwości (ang. *pre-feasibility study*), wyróżniając koszty paliwa, koszty obsługi i konserwacji, koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ oraz koszty wynikające z poniesionych nakładów inwestycyjnych (Projected... 2010).
 - Na koszty paliwa ma wpływ rodzaj wykorzystywanego paliwa, co przekłada się na jego cenę, sprawność przemiany energetycznej oraz moc źródła energii.
 - Koszty z tytułu zakupu uprawnień do emisji CO₂ bezpośrednio wynikają z ceny tych uprawnień oraz ilości wyemitowanego CO₂, co jest zdeterminowane emisyjnością użytego paliwa, mocą źródła i sprawnością przemiany energetycznej.
 - Koszty obsługi i konserwacji dzielą się na koszty stałe zależne od mocy źródła i przyjętej wartości jednostkowej tych kosztów oraz koszty zmienne zależne od ilości wyprodukowanej energii elektrycznej i, podobnie jak w przypadku kosztów stałych, wartości jednostkowej tych kosztów.
 - Koszty uruchomienia i odstawienia źródła energii są częścią kosztów obsługi i konserwacji. W czasie rozruchu siłowni pracujących jako źródła szczytowe, obok kosztów związanych z podwyższonym zużyciem paliwa na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej w czasie uruchamiania siłowni, pojawiają się również dodatkowe koszty kwalifikowane, jako koszty obsługi i konserwacji. Po odstawieniu jednostki wytwórczej pojawiają się natomiast koszty zakupu na wolnym rynku energii elektrycznej niezbędnej do funkcjonowania infrastruktury związanej z jednostką wytwórczą.
 - Nakłady inwestycyjne są wyznaczane jako iloczyn mocy źródła energii i wartości jednostkowych nakładów inwestycyjnych. W przypadku istniejących źródeł energii wartość nakładów inwestycyjnych skorygowana jest o wartość wykreowaną przez ekonomiczne efekty skali, będące efektem uczenia się.

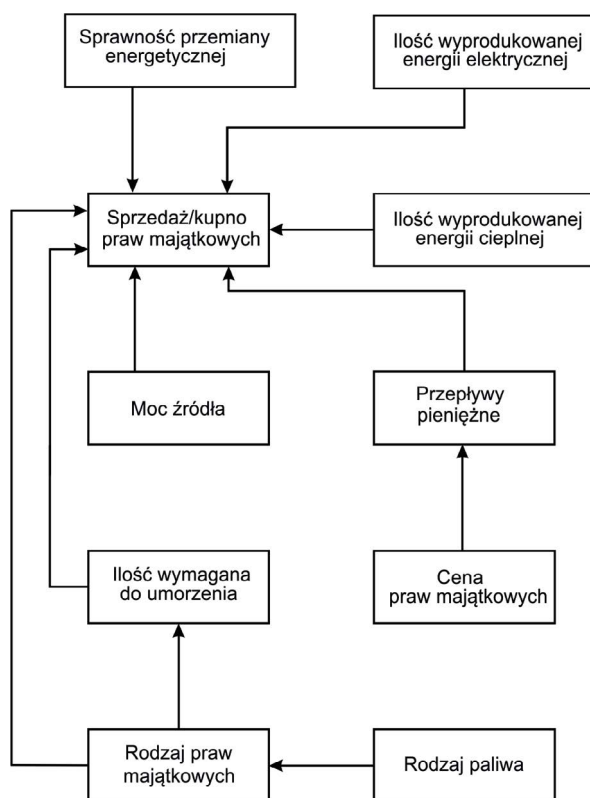


Rys. 3.2. Schemat koncepcyjnego modelu przepływów pieniężnych jednostek wytwórczych rozważanych do realizacji w ramach projektu inwestycyjnego

Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.2. The scheme of a conceptual model of cash flows of generation units planned to be implemented within the framework of the investment project

- O wartości zysku z działalności operacyjnej przedsiębiorstwa decyduje nie tylko zysk z tytułu sprzedaży energii ale także zysk (strata) z tytułu rozliczenia praw majątkowych takich jak np. żółte, czerwone czy zielone certyfikaty. Do przygotowania modelu tych przepływów posłużono się dwoma rozporządzeniami Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 176, poz. 1052; Dz. U. nr 156 poz. 969) dotyczącymi zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia oraz uiszczania opłaty zastępczej. Schematycznie najważniejsze zależności wynikające z przedstawionych rozporządzeń ujęto na rysunku 3.3. Liczba możliwych do sprzedaży lub wymaganych do zakupu praw majątkowych zależy od kilku czynników, między innymi: mocy źródła, sprawności przemiany energetycznej, ilości wyprodukowanej energii elektrycznej i ciepła, a także rodzaju praw majątkowych oraz ich ilości wymaganej do umorzenia, przy czym ilość ta zależy od rodzaju praw majątkowych, który z kolei wynika częściowo z rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii. Wartość przepływów pieniężnych z tytułu rozliczenia praw majątkowych w głównej mierze zależy od ich ceny rynkowej.



Rys. 3.3. Schemat koncepcyjnego modelu pozostałych przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.3. The scheme of a conceptual model of cash flows of other enterprises

3.1.3. Określenie kryteriów optymalizacji, funkcji celu i zmiennych decyzyjnych

W analizie przyjęto dwukryterialną funkcję celu. Kryteriami optymalizacji są wartość przedsiębiorstwa i ryzyko.

O wartości firmy decyduje zdolność aktywów do generowania strumienia gotówki. Dlatego maksymalizacja wartości firmy sprowadza się do posiadania przez firmę maksymalnie efektywnego portfela aktywów. Dla dostawców kapitału, akcjonariuszy, obligatariuszy znaczenie ma oczekiwany strumień pieniężny. Oznacza to, że jeżeli aktywa nie będą generowały właściwej ilości pieniędzy i nie zostaną one przekazane do dostawców źródeł finansowania we właściwym czasie, to taka firma postrzegana będzie jako mało atrakcyjna, posiadająca małą wartość dla akcjonariuszy i obligatariuszy, którzy będą szukać innych, lepszych miejsc alokacji kapitału. Można z tego wnioskować, że miarą wartości firmy jest poziom i profil przepływów pieniężnych (*cash flow*) generowanych przez aktywa (Krysiak 2014). Wartość bieżąca netto, będąca sumą zdyskontowanych przepływów pieniężnych, jest najpopularniejszym wskaźnikiem charakteryzującym w sposób syntetyczny i zestandaryzowany przepływy pieniężne generowane przez aktywa przedsiębiorstwa. W analizie przyjęto, że miarą wartości firmy jest rozszerzona (uwzględniająca wartość elastyczności decyzyjnej) wartość zaktualizowana netto XNPV. Jednak z uwagi na fakt, że w analizie wielkość źródła energii ulega zmianie, wartość XNPV podzielono przez zaktualizowaną wartość nakładów inwestycyjnych, uzyskując wskaźnik XNPVR. Wskaźnik ten pozwala porównywać ze sobą projekty o różnej skali. Z uwagi na stochastyczny charakter modelu wymieniona zmienna objaśniana jest wyrażona w postaci rozkładu gęstości prawdopodobieństwa, na podstawie którego oszacowany jest poziom ryzyka, na jakie narażone są przepływy pieniężne przedsiębiorstwa (Roques i in. 2008; Westner, Madlener 2011). Z uwagi na fakt, że rozkłady te odbiegają kształtem od normalnego rozkładu gęstości prawdopodobieństwa, za miarę ryzyka przyjęto CVaR (warunkowa wartość narażona na ryzyko) (Szolgayova i in. 2012). Chociaż wykorzystanie wskaźnika CVaR poprawne jest dla dowolnego poziomu istotności α z przedziału od 0 do 1, pomiar ryzyka tą miarą wykonuje się zwykle dla niskich poziomów parametrów α , aby reprezentować ryzyko ekstremalnych scenariuszy. W analizie wykorzystano jako kryterium optymalizacji wskaźnik CVaR dla poziomu istotności α równego 0,05. Oczywiście, można łatwo rozszerzyć model o wskaźniki CVaR dla innych poziomów istotności (Kaleta i in. 2002).

Wynikami optymalizacji jest zbiór rozwiązań tworzących granicę Pareto.

Zgodnie z teorią portfelową o wartości ryzyka portfela aktywów decydują:

- stopień zależności występujących pomiędzy aktywami, wyrażony współczynnikiem korelacji,
- udziały aktywów w portfelu.

W analizie wartości przyjętych współczynników korelacji są takie same w każdym z modeli i pozostają stałe w czasie. Poziom ryzyka portfela można kształtować jedynie poprzez zmianę udziałów poszczególnych aktywów w portfelu. W przypadku źródeł energii przyjęto,

że o udziale w portfelu decyduje moc elektryczna źródła. W przypadku jednostek istniejących zmiana mocy jest znacznie utrudniona i kosztowna. Wprowadzenie nowej jednostki do struktury wytwórczej przedsiębiorstwa wpłynie jednak na stan udziałów wszystkich jednostek wytwórczych w portfelu. O wielkości zmian udziałów zadecyduje moc nowo wprowadzanej jednostki wytwórczej, dlatego w modelu przyjęto, że zmienną decyzyjną jest moc nowej jednostki wytwórczej planowanej do realizacji w ramach projektu inwestycyjnego przedsiębiorstwa. Zmiana mocy prowadzona jest w zakresie od 50 do 1000 MW z krokiem 50 MW.

3.1.4. Identyfikacja i opis struktury produkcyjnej przedsiębiorstwa

Aby móc zbudować model przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa na wzór modelu koncepcyjnego, niezbędna jest znajomość struktury produkcyjnej przedsiębiorstwa wraz z pełną charakterystyką wszystkich elementów wchodzących w jej skład oraz ich wzajemnymi relacjami. W przypadku przedsiębiorstw energetycznych sprowadza się to do zidentyfikowania i charakterystyki wszystkich jednostek wytwórczych funkcjonujących w przedsiębiorstwie oraz opisanie najważniejszych relacji występujących między nimi.

Przedsiębiorstwo X posiada cztery jednostki wytwórcze. Każda z nich pracuje w podstawie obciążenia sieci i jest opalana węglem kamiennym. Dwie z nich, obok wytwarzania energii elektrycznej, produkują także ciepłą wodę użytkową i wodę grzewczą, którą sprzedają odbiorcom do wykorzystania w blokach mieszkalnych. Dwie jednostki produkują tylko energię elektryczną, a powstałe ciepło jest rozpraszane w otoczeniu. Ogólna charakterystyka jednostek wytwórczych przedsiębiorstwa X została przedstawiona w tabeli 3.1.

Tabela 3.1 zawiera najważniejsze parametry charakteryzujące istniejące w przedsiębiorstwie X jednostki wytwórcze (źródła energii). Wartości pozostałych zmiennych niezbędnych do przygotowania modelu i przeprowadzenia symulacji są podawane i omawiane w kolejnych etapach analizy.

Całość wyprodukowanej energii elektrycznej sprzedawana jest na giełdzie energii. Zakup paliwa jest realizowany w krajowych kopalniach na podstawie kontraktów krótkoterminowych. Wszystkie siłownie są wyposażone w urządzenia ochronne, zapewniające zachowanie norm ochrony środowiska. Całość uprawnień do emisji CO₂ jest kupowana na rynku.

3.1.5. Analiza istniejących na rynku technologii wytwarzania energii z punktu widzenia możliwości ich realizacji w ramach nowej inwestycji

W celu wskazania technologii dla nowej, planowanej inwestycji przez przedsiębiorstwo X przeprowadzono analizę istniejących na rynku technologii.

W poszukiwaniu technologii energetycznej dla planowanej inwestycji, która będzie optymalna w kontekście istniejącej struktury wytwórczej przedsiębiorstwa, istotne jest, aby wytypować z dostępnych na rynku technologii te, które potencjalnie mogą być atrakcyjne dla inwestora, ponieważ modelowanie całej gamy różnych technologii jest skomplikowane.

Tabela 3.1

Charakterystyka jednostek wytwórczych przedsiębiorstwa X

Table 3.1

The characteristics of manufacturing units of an "X" company

Wyszczególnienie	Jednostka	Elektrownia I	Elektrownia II	Elektrociepłownia I	Elektrociepłownia II
Rodzaj paliwa	–	węgiel kamienny	węgiel kamienny	węgiel kamienny	węgiel kamienny
Moc elektryczna źródła	MW _e	380	1 100	200	100
Moc cieplna źródła	MW _t	0	0	750	450
Średnioroczna graniczna sprawność	%	80	80	80	80
Zużycie energii na potrzeby własne w stosunku do wyprodukowanej energii elektrycznej	%	10	10	10	10
Dyspozycyjność źródła	–	0,85	0,85	0,85	0,85
Data uruchomienia źródła	rok	2000	1985	1995	1980
Planowana likwidacja źródła	rok	2040	2025	2035	2020
Nakłady inwestycyjne poniesione na budowę źródła	mln zł	2 204,5	2 976,8	1 006,0	209,6
Jednostkowe koszty zmienne wytwarzania energii	zł/MW·h	7,0	7,0	7,0	7,0
Jednostkowe koszty stałe wytwarzania energii	zł/MW/rok	200 000	200 000	220 000	220 000
Proces współspalania biomasy	–	tak	tak	tak	tak

Źródło: opracowanie własne

Do najczęściej wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii elektrycznej należą cztery technologie postrzegane jako możliwe do realizacji w ramach projektu inwestycyjnego przez przedsiębiorstwo X. Trzy z nich jako paliwo wykorzystują gaz ziemny, a jedna węgiel kamienny. Są to (Pupka 2001; Westner, Madlener 2011):

- turbiny parowe pracujące w układzie skojarzonym z produkcją ciepła napędzane parą wytworzoną w procesie spalania węgla,
- turbiny gazowe pracujące w układzie skojarzonym z produkcją ciepła,
- układy gazowo-parowe (CCGT) pracujące w układzie skojarzonym z produkcją ciepła,
- silniki tłokowe pracujące w układzie skojarzonym z produkcją ciepła, zasilane gazem ziemnym.

3.1.6. Identyfikacja opcji rzeczowych, jakimi dysponuje analizowane źródło energii

Elektrociepłownia opalana węglem kamiennym przeznaczona jest do pracy w podstawie obciążenia sieci, dlatego najważniejszą z punktu prowadzonej analizy opcję rzeczową, jaką jest opcja elastyczności pracy, można w tym przypadku pominąć.

Turbiny gazowe, układy gazowo-parowe i silniki gazowe, z uwagi na specyfikę technologiczną, mogą pracować w sposób elastyczny, z tego też względu często są wykorzystywane jako szczytowe źródła mocy. Z uwagi na to, w wycenie wymienionych wyżej trzech technologii uwzględniono złożoną opcję przełączenia, charakteryzującą elastyczność ruchową jednostki i składającą się z dwóch opcji prostych (Awerbuch, Berger 2003a):

- wstrzymania produkcji energii (ang. *option to temporarily shut down, option to mothball*),
- wznowienia produkcji energii (ang. *option to restart, option to reopen*).

Pierwsza opcja jest opcją sprzedaży, typu amerykańskiego, w której instrumentem bazowym są (w tradycyjnym ujęciu) przychody, natomiast ceną wykonania są koszty zmienne pomniejszone o koszty wstrzymania produkcji energii.

Druga opcja jest opcją kupna, typu amerykańskiego, dla której instrumentem bazowym są przychody, natomiast ceną wykonania – łączne koszty zmienne powiększone o koszty wznowienia produkcji (rozruchu).

Funkcję wypłaty z opcji wstrzymania zapisano umownie jako:

$$\max \{PV; -(Kw + Ks)\} = \max \{(P - Kz - Ks) + Ks; -Kw\} = \max \{P; Kz - Kw\} \quad (3.4)$$

gdzie:

- PV – wartość bieżąca przepływów z działalności operacyjnej (ang. *present value*),
- P – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej,
- Ks – koszty stałe,
- Kz – koszty zmienne,
- Kw – koszty wstrzymania wytwarzania energii.

Natomiast, funkcję wypłaty z opcji wznowienia produkcji energii elektrycznej analizowanej technologii zapisano jako:

$$\max \{-(Ks + Kr); PV\} = \max \{(P - Kz - Ks) + Ks; -Kr\} = \max \{P; Kz - Kr\} \quad (3.5)$$

gdzie:

- PV – wartość bieżąca przepływów z działalności operacyjnej (ang. *present value*),
- P – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej,
- Ks – koszty stałe,
- Kz – koszty zmienne,
- Kr – koszty wznowienia wytwarzania energii.

Okres istnienia obu opcji, ze względu na uwarunkowania modelu symulacyjnego i sposób uwzględniania w nim cen energii elektrycznej, ograniczono do 1 tygodnia (oczywiście opcje mogą być wykonane wcześniej) (tab. 3.2). Wykonanie opcji wstrzymania oznacza dostępność opcji ponownego rozruchu i odwrotnie. Opcja ta, w tak zdefiniowanej sekwencji, jest dostępna w całym okresie produkcyjnym instalacji (okres istnienia bez fazy budowy i likwidacji) i jest realizowana każdorazowo po spełnieniu warunków zapisanych w funkcji wypłaty.

Tabela 3.2

Charakterystyka opcji rzeczowych użytych w modelu

Table 3.2

The characteristics of real options used in the model

Lp.	Nazwa opcji rzeczowej	Aktywo bazowe	Cena wykonania	Czas życia opcji rzeczowej	Rodzaj opcji
1.	Opcja wstrzymania produkcji energii	przychody	$Ks + Kw$	1 tydzień	opcja amerykańska
2.	Opcja wznowienia produkcji energii	przychody	$Ks + Kr$	1 tydzień	opcja amerykańska

Ks – koszty stałe, Kw – koszty wstrzymania produkcji, Kr – koszty wznowienia produkcji

Źródło: opracowanie własne

W badaniach symulacyjnych przyjęto umownie, że koszty wstrzymania pracy bloku gazowo-parowego będą znikomo małe, dlatego je pominięto. Po wyłączeniu bloku pojawiają się jednak koszty z tytułu zakupu energii elektrycznej na potrzeby własne jednostki wytwórczej.

Wartość strategiczna analizowanej technologii jest więc sumą wartości projektu po uwzględnieniu obu opcji.

Pomimo że jednostki wytwórcze mogą dysponować innymi opcjami rzeczowymi, są one w modelu pominięte, z uwagi na niskie prawdopodobieństwo wykonania tych opcji, co przy

dużych nakładach pracy na zaimplementowanie ich w modelu i niewielkich różnicach w wynikach jest uzasadnione.

3.1.7. Identyfikacja kluczowych zmiennych objaśniających

W celu wyznaczenia wartości przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa konieczne jest zidentyfikowanie zmiennych objaśniających i określenie ich wartości, na podstawie których są wyliczane składniki przepływów po stronie kosztowej i przychodowej (Vithayasrichareon, MacGill 2012).

Analiza rynku jest niezbędna, aby poprawnie zidentyfikować zmienne objaśniające, określić ich charakter i przypisać im wartości. Aby móc określić wartości zmiennych, konieczne jest przeprowadzenie badań dotyczących źródeł danych, co wymagało wykonania przeglądu literatury, dostępnych publikacji i baz danych, a w wielu przypadkach przeprowadzenia również konsultacji z ekspertami z branży.

W pracy zmienne objaśniające podzielono na dwie grupy, to jest zmienne deterministyczne i zmienne stochastyczne. Wartości każdej zmiennej objaśniającej mającej naturę losową można opisać rozkładem gęstości prawdopodobieństwa. Kształt rozkładu prawdopodobieństwa powinien odzwierciedlać poziom zmienności wartości zmiennej objaśniającej, charakteryzując jednocześnie poziom ryzyka, jakim jest obciążona zmienna.

Wszystkie zmienne o charakterze stochastycznym mające wpływ na przepływy finansowe istniejących źródeł energii są modelowane przy wykorzystaniu procesu błędzenia losowego z dryfem (trendem). Założenie to jest wystarczające dla tego badania, ponieważ proces ten pozwala skutecznie wyrazić długoterminowy charakter stóp zwrotu dla cen paliw, uprawnień do emisji CO₂ i energii elektrycznej, gdyż ceny te funkcjonują w środowisku gospodarki światowej, reagują nie tylko na sygnały płynące od producentów czy użytkowników, ale podlegają działaniu wszystkich zjawisk gospodarczych, których wzajemne powiązania są skomplikowane i często niemożliwe do przewidzenia. W przypadku jednostkowych kosztów obsługi i konserwacji, które są pochodną cen, do modelowania ich wartości również przyjęto proces błędzenia losowego z dryfem. Także wartości zapotrzebowania na ciepło modelowane są tym procesem stochastycznym. Jednak wybór procesu stochastycznego do modelowania wartości zmiennych o charakterze losowym musi być dyskutowany w przyszłych pracach, gdyż proces błędzenia losowego z dryfem może nie być najlepszym procesem do modelowania wartości wymienionych zmiennych.

W pracy wartości zmiennych objaśniających nie są modelowane na podstawie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa tych zmiennych, ale na podstawie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa ich stóp zwrotu, rozumianych jako iloraz różnicy wartości zmiennej

w okresie t i $t - 1$ oraz wartości zmiennej w okresie $t - 1$: $\left(\frac{Y_t - Y_{t-1}}{Y_{t-1}} \right)$. Takie podejście poz-

wala uniknąć wartości ujemnych w przypadku zmiennych, dla których takie wartości nie istnieją (np.: zmienne o charakterze cenowym i kosztowym). Wartości zmiennych objaśnia-

jących można wyznaczyć na podstawie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa ich stóp zwrotu według wzoru:

$$Y_t = Y_{t-1} + Y_{t-1} \cdot S_t \quad (3.6)$$

gdzie:

- Y_t – wartości zmiennej objaśniającej w okresie t ,
- Y_{t-1} – wartości zmiennej objaśniającej w okresie $t - 1$,
- S_t – wartości stopy zwrotu zmiennej objaśniającej w okresie t .

Aby na podstawie powyższego wzoru wyznaczyć ścieżkę wartości określonej zmiennej objaśniającej konieczne jest podanie wartości tej zmiennej w okresie zerowym $t = 0$ nazywanej dalej wartością początkową. Wartości te są równe wartościom notowanym dla tych zmiennych w okresie poprzedzającym rok bazowy przyjęty w modelu.

Rodzaj i zakres wymaganych zmiennych o charakterze technicznym i ekonomicznym jakie są niezbędne dla wyznaczenia przepływów pieniężnych może znacznie się różnić w zależności od technologii źródła energii, dla którego budowany jest model, a także od dokładności i sposobu ujęcia poszczególnych kategorii kosztów i przychodów (Gawlik 2011).

Poniżej przedstawiono w jaki sposób wyznaczono poszczególne kategorie kosztów i przychodów.

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła P_s :

$$P_e = P_e \cdot P_c \quad (3.7)$$

gdzie:

- P_e – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej [zł],
- P_c – przychody ze sprzedaży ciepła [zł].

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej P_e :

$$P_e = c_e \cdot W_e \quad (3.8)$$

gdzie:

- c_e – cena energii elektrycznej [zł/MW·h],
- W_e – ilość wyprodukowanej energii elektrycznej przeznaczonej na sprzedaż [MW·h].

Cena energii elektrycznej modelowana jest w okresach rocznych i okresach godzinowych. Punktem wyjścia do symulacji cen energii elektrycznej w ujęciu rocznym jest rozkład gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotu cen energii wyznaczony metoda ekspercką z wykorzystaniem danych historycznych pochodzących z Towarowej Giełdy Energii (TGE). Wartości parametrów charakteryzujących rozkład gęstości prawdopodobieństwa rocznych

stóp zwrotu cen energii elektrycznej (tab. 3.3) nie ulegają zmianie w całym okresie prognozy. Ceny energii w ujęciu godzinowym są wyznaczane na podstawie średniej rocznej ceny energii elektrycznej i wartości procentowej odchylenia ceny energii w danej godzinie od średniej rocznej ceny energii. Wartość tego odchylenia ma charakter losowy, dlatego jest opisana rozkładem prawdopodobieństwa. Rozwiązanie to ma charakter uproszczenia i jego największą wadą jest pomijanie sezonowości rocznej cen energii. Na podstawie danych historycznych pochodzących z TGE dla każdej godziny tygodnia wyznaczono rozkład gęstości prawdopodobieństwa charakteryzujący wartości procentowe odchylenia ceny energii w danej godzinie od średniej rocznej ceny energii. W ten sposób uzyskano 168 rozkładów gęstości prawdopodobieństwa, które dla uproszczenia scharakteryzowano jako rozkłady normalne.

Tabela 3.3

Charakterystyka parametrów rozkładu gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotu cen energii elektrycznej

Table 3.3

The characteristics of probability distribution of returns for electricity prices

Zmienna	Jednostka	Wartość
Wartość początkowa zmiennych stochastycznych	zł/MW·h	200
Rodzaj rozkładu	–	Normalny
Wartość oczekiwana	%	2
Odchylenie standardowe	%	15
Rodzaj procesu stochastycznego	–	błądzenie losowe z dryfem

Źródło: opracowanie własne

Opisany powyżej zabieg pozwala wyestymować godzinowe ceny energii elektrycznej, których wartości dość dobrze pokrywają się tygodniowymi profilami cen obserwowanymi w rzeczywistości. Otrzymany tygodniowy profil cen energii wygładzono trzyokresową średnią arytmetyczną w celu ograniczenia wpływu wartości odstających (rys. 3.4). Tak przygotowane godzinowe ceny energii wykorzystano w modelu.

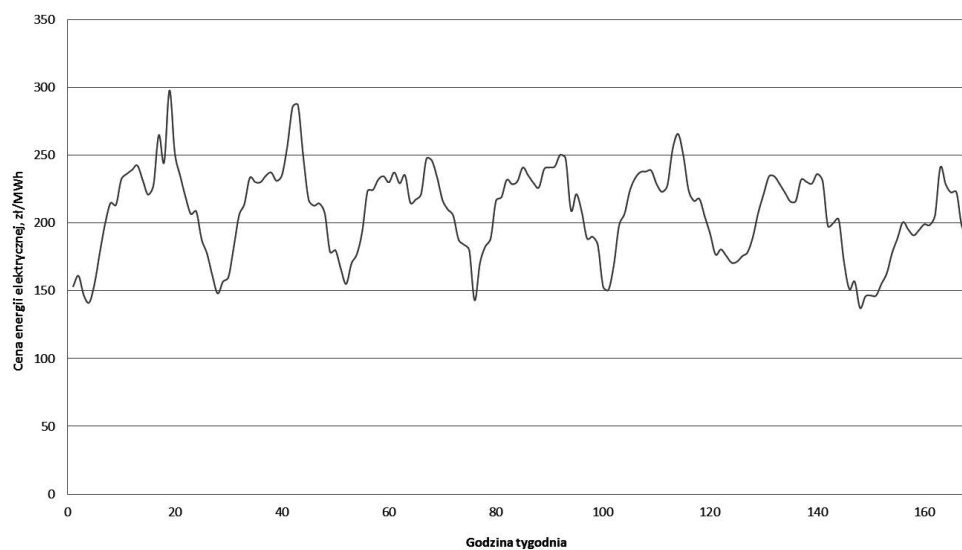
Przyjęto, że względu na konieczność skrócenia czasu obliczeń, że uzyskany tygodniowy profil cen energii elektrycznej jest taki sam w każdym tygodniu danego roku. Przy czym, dla każdego roku prognozy jest symulowany inny profil cen.

Ilość wyprodukowanej i przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej W_e wyznaczono:

$$W_e = M_e \cdot T \quad (3.9)$$

gdzie:

- M_e – moc elektryczna netto źródła energii [MW],
 T – czas pracy źródła w ciągu roku [h].



Rys. 3.4. Przykładowy tygodniowy profil cen energii elektrycznej uzyskany w symulacji modelu
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.4. An example of the weekly profile of electricity prices obtained in the simulation model

Moc elektryczna netto istniejących źródeł energii nie zmienia się przez cały okres życia źródła energii, dlatego wartości tej zmiennej objaśniającej przyjęto w całym okresie prognozy na poziomie wartości notowanych w roku poprzedzającym rok bazowy (tab. 3.4).

Tabela 3.4

Moc elektryczna netto źródeł energii będących własnością przedsiębiorstwa X, MW

Table 3.4

The net electric power of energy sources owned by an "X" company X [MW]

Wyszczególnienie	Moc elektryczna netto źródła energii
Wartość dla elektrowni I	380
Wartość dla elektrowni II	1 100
Wartość dla elektrociepłowni I	200
Wartość dla elektrociepłowni II	100

Źródło: opracowanie własne

Czas pracy źródła w ciągu roku T :

$$T = D \cdot T_{\max} \quad (3.10)$$

gdzie:

D – dyspozycyjność źródła energii [–],

$T_{\max}$ – teoretyczna maksymalna liczba godzin generacji energii elektrycznej w ciągu roku [h].

Dyspozycyjność źródła energii z czasem maleje, jednak spadek ten można ograniczyć prowadząc systematycznie prace konserwacyjne, dlatego, w przypadku wszystkich źródeł energii, dla uproszczenia przyjęto, że współczynnik dyspozycyjności jest stały w całym okresie życia źródła energii. Wartości współczynnika dyspozycyjności istniejących źródeł energii są równe wartościom tego współczynnika notowanym w roku poprzedzającym rok bazowy (tab. 3.5). W przypadku planowanych do realizacji źródeł energii wartości współczynnika dyspozycyjności przyjęto na podstawie badań literaturowych (tab. 3.5).

Tabela 3.5

Dyspozycyjność analizowanych źródeł energii

Table 3.5

The availability of analyzed energy sources

Wyszczególnienie	Dyspozycyjność źródła energii
Wartość dla elektrowni I	0,85
Wartość dla elektrowni II	0,85
Wartość dla elektrociepłowni I	0,85
Wartość dla elektrociepłowni II	0,85
Wartość dla elektrociepłowni węglowej	0,85
Wartość dla bloku gazowo-parowego	0,90
Wartość dla turbiny gazowej	0,90
Wartość dla silnika gazowego	0,95

Źródło: opracowanie własne

Teoretyczna maksymalna liczba godzin generacji energii elektrycznej w ciągu roku $T_{\max}$:

$$T_{\max} = T_{\min} + \left(L_n - \frac{T_{\min}}{168} \right) \cdot \sum_{t=1}^{168} T_p^t \quad (3.11)$$

gdzie:

$T_{\min}$ – teoretyczny minimalny czas, przez który elektrociepłownia musi w danym okresie rozliczeniowym pracować (okres grzewczy) [h],

L_n – liczba tygodni w roku [–],

T_p – teoretyczny czas pracy źródła energii [h],

t – kolejna godzina w ciągu tygodnia.

Na podstawie danych dostępnych w literaturze przyjęto, że długość okresu grzewczego, w którym elektrociepłownia gazowa pracuje nieprzerwanie, wynosi 4650 godzin rocznie. Wartość ta jest taka sama dla wszystkich analizowanych gazowych źródeł energii i jest niezmienna w całym okresie ich życia. Nie dotyczy to elektrociepłowni węglowej, która pracuje przez cały rok.

Przychody ze sprzedaży energii cieplnej P_c :

$$P_c = c_c \cdot S_c \quad (3.12)$$

gdzie:

c_c – cena energii cieplnej [zł/MW·h],

S_c – ilość przeznaczanej na sprzedaż energii cieplnej [MW·h].

Ilość przeznaczanej na sprzedaż energii cieplnej S_c :

$$S_c = \min \begin{cases} W_c \\ \frac{Z_c}{\eta_p} \cdot 100 \end{cases} \quad (3.13)$$

gdzie :

W_c – ilość wyprodukowanej energii cieplnej [MW·h],

Z_c – zapotrzebowanie na ciepło u odbiorcy [MW·h],

η_p – sprawność przesyłu ciepła od producenta do odbiorcy [%].

Roczne zapotrzebowanie na ciepło u odbiorcy zmienia się w niewielkim stopniu w sposób losowy. Wartości parametrów rozkładu gęstości prawdopodobieństwa w modelu symulacyjnym, ze względu na uwarunkowania techniczne, wyrażono w ujęciu procentowym. Wartości parametrów rozkładu gęstości prawdopodobieństwa (tab. 3.6) dla tej zmiennej objaśniającej ustalono metodą ekspercką. Są one stałe w całym okresie prognozy.

Wartość początkowa rocznego zapotrzebowania na ciepło u odbiorcy dla nowo budowanych źródeł energii została przyjęta na poziomie 70% zdolności produkcyjnych jednostki wytwórczej.

Wartość sprawności przesyłu ciepła od producenta do odbiorcy (tab. 3.7) przyjęto w sposób arbitralny, gdyż wartość tego parametru zależy od warunków otoczenia, stanu izolacji i odległości odbiorców od wytwórcy.

Ilość wyprodukowanej energii cieplnej W_c :

$$W_c = M_c \cdot T \quad (3.14)$$

gdzie:

M_c – moc cieplna netto źródła energii [MW],

T – czas pracy źródła w ciągu roku [h].

Tabela 3.6

Przyjęte w modelu rozkłady gęstości prawdopodobieństwa wraz ich parametrami dla ilorazu różnicy wartości zapotrzebowania na ciepło u odbiorcy w okresie t i $t - 1$ oraz wartości zmiennej w okresie $t - 1$

Table 3.6

The probability distributions adopted in the model and their parameters for the difference quotient of the customer heat demand in the t and $t - 1$ time period and the variable value in the $t - 1$ period

Zmienna	Jednostka	Zapotrzebowanie na ciepło u odbiorcy dostarczane z Elektrociepłowni I	Zapotrzebowanie na ciepło u odbiorcy dostarczane z Elektrociepłowni II
Wartość początkowa zmiennych stochastycznych	MW·h	2 680 000	4 470 000
Rodzaj rozkładu	–	normalny	
Wartość oczekiwana	%	0	
Odchylenie standardowe	%	2	
Rodzaj procesu stochastycznego	–	błądzenie losowe z dryfem	

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.7

Sprawność przesyłu ciepła od producenta do odbiorcy [%]

Table 3.7

The efficiency of heat transfer from the manufacturer to the customer [%]

Wyszczególnienie	Sprawność przesyłu ciepła od producenta do odbiorcy
Wartość dla elektrociepłowni I	85
Wartość dla elektrociepłowni II	85
Wartość dla elektrociepłowni węglowej	90
Wartość dla bloku gazowo-parowego	90
Wartość dla turbiny gazowej	90
Wartość dla silnika gazowego	90

Źródło: opracowanie własne

Założono, że moc cieplna netto istniejących źródeł energii nie zmienia się przez cały okres życia źródła energii, dlatego wartości tej zmiennej objaśniającej przyjęto w całym okresie prognozy na poziomie wartości notowanych w roku poprzedzającym rok bazowy (tab. 3.8).

W przypadku planowanego do realizacji źródła energii w ramach projektu inwestycyjnego założono, że moc cieplna netto źródła energii jest powiązana z jego mocą elektryczną.

Tabela 3.8

Moc cieplna netto źródła energii [MW]

Table 3.8

The net thermal power of energy sources [MW]

Wyszczególnienie	Moc cieplna netto źródła energii
Wartość dla elektrowni I	0
Wartość dla elektrowni II	0
Wartość dla elektrociepłowni I	300
Wartość dla elektrociepłowni II	450

Źródło: opracowanie własne

Zwykle wraz ze zmianą mocy elektrycznej siłowni wzrasta również jej moc cieplna. Z uwagi na to, że dla źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach nowych projektów inwestycyjnych moc elektryczna jest zmienną decyzyjną, przyjęto arbitralnie, że wartości mocy cieplnej są równe ułamkowi a mocy elektrycznej jednostek wytwórczych. Ułamki te są stałe w całym okresie analizy (prognozy) (tab. 3.9).

Moc cieplna źródła energii realizowanych w ramach planowanego projektu inwestycyjnego M_c :

$$M_c = M_e \cdot a \quad (3.15)$$

gdzie:

- M_e – moc elektryczna netto źródła energii [MW],
 a – stała charakterystyczna dla danego źródła energii [–].

Tabela 3.9Stała a charakteryzująca stosunek mocy cieplnej źródła energii do mocy elektrycznej**Table 3.9**

A fixed value characterizing the relationship between thermal power and electric power of a given energy source

Wyszczególnienie	Stała charakteryzująca stosunek mocy cieplnej źródła energii do mocy elektrycznej [–]
Wartość dla elektrociepłowni węglowej	0,45
Wartość dla bloku gazowo-parowego	0,95
Wartość dla turbiny gazowej	0,55
Wartość dla silnika gazowego	0,75

Źródło: opracowanie własne

Przyjęto, że odbiorca ciepła zdecyduje się na zakup ciepła wyprodukowanego w elektrociepłowni pod warunkiem, że nie będzie ono droższe od ciepła wyprodukowanego indywidualnie przez odbiorcę w piecyku gazowym. Tym samym elektrociepłownia będzie tak kalkulowała cenę ciepła, aby była ona równa ekwiwalentowi kosztu wytworzenia ciepła u klienta indywidualnego w piecyku gazowym c_c :

$$c_c = \left(\frac{K_c^{gaz}}{Z_c} - \frac{M_{\max} \cdot O_s}{Z_c} - \frac{M_{\max} \cdot O_m}{Z_c} - O_z \right) \cdot \frac{\eta_p}{100} \quad (3.16)$$

gdzie:

- $M_{\max}$ – średnia moc przyłączeniowa odbiorcy dla energii cieplnej [MW],
- O_s – opłata stała za zamówioną moc przyłączeniową [zł/MW],
- O_m – opłata stała za usługę przesyłową [zł/MW],
- O_z – opłata zmienna za usługę przesyłową [zł/MW·h],
- Z_c – zapotrzebowanie na ciepło u odbiorcy [MW·h],
- η_p – sprawność przesyłu ciepła od producenta do odbiorcy [%],
- K_c^{gaz} – koszty wytwarzania energii cieplnej w piecyku gazowym [zł].

Wartość mocy przyłączeniowej dla ciepła jest uwarunkowana zapotrzebowaniem indywidualnego odbiorcy. Przyjęto średnią wartość mocy przyłączeniowej niezmienną w całym okresie prognozy równą 1 MW.

Aby ustalić wartości opłat za usługę przesyłu ciepła i zamówioną moc cieplną przeprowadzono analizę ofert rynkowych prezentowanych przez firmy energetyczne działające na rynku. Cenniki będące częścią tych ofert zawierają wysokości wymienionych opłat, których uśrednione wartości przyjęto w analizie uznając, że są one niezmiennie przez cały okres użytkowania źródeł energii (tab. 3.10). Dokonano takiego uproszczenia gdyż uznano, że znaczenie wymienionych zmiennych objaśniających dla finalnej ceny energii cieplnej jest niewielkie w porównaniu ze znaczeniem jakie ma cena paliwa przeznaczonego do wytwarzania ciepła.

Koszty wytwarzania ciepła w piecyku gazowym K_c^{gaz} :

$$K_c^{gaz} = Z_c \cdot k_c^{gaz} \quad (3.17)$$

gdzie:

- Z_c – zapotrzebowanie na ciepło u odbiorcy [MW·h],
- k_c^{gaz} – koszty jednostkowe wytwarzania ciepła w piecyku gazowym, zł/MW·h.

Koszty jednostkowe wytwarzania ciepła w piecyku gazowym k_c^{gaz} :

$$k_c^{gaz} = \frac{c_{gaz}}{\eta_{piecyka}} \cdot 100 \quad (3.18)$$

gdzie:

- c_{gaz} – cena gazu ziemnego [zł/MW·h],
 η_{piecyk} – sprawność piecyka gazowego [%].

Sprawność piecyka gazowego przyjęto równą 105%, co odpowiada wartościom jakie uzyskują gazowe przepływowe piece kondensacyjne. Wartość ta pozostaje niezmienna w całym okresie prowadzonej analizy. Pominęto nakłady inwestycyjne poniesione na zakup i montaż piecyka gazowego.

Tabela 3.10

Wartości opłat uiszczanych przez odbiorców ciepła

Table 3.10

The charges paid by heat customers

Wyszczególnienie	Opłata stała za zamówioną moc przyłączeniową dla energii cieplnej [zł/MW/rok]	Opłata zmienna za usługę przesyłową energii cieplnej [zł/MW·h]	Opłata stała za usługę przesyłową energii cieplnej [zł/MW/rok]
Wartość dla elektrociepłowni I	75 000	13	12 000
Wartość dla elektrociepłowni II	75 000	13	12 000
Wartość dla elektrociepłowni węglowej	75 000	13	12 000
Wartość dla bloku gazowo-parowego	75 000	13	12 000
Wartość dla turbiny gazowej	75 000	13	12 000
Wartość dla silnika gazowego	75 000	13	12 000

Źródło: opracowanie własne

Przepływy pieniężne z tytułu rozliczenia praw majątkowych P_{sp} wyznaczone są według wzoru:

$$P_{sp} = c_{\text{żółte}} \cdot (W_{\text{żółte}} - U_{\text{żółte}}) + c_{\text{czerwone}} \cdot (W_{\text{czerwone}} - U_{\text{czerwone}}) + c_{\text{zielone}} \cdot (W_{\text{zielone}} - U_{\text{zielone}}) \quad (3.19)$$

gdzie:

- $W_{\text{żółte}}$ – ilość energii elektrycznej objętej świadectwami pochodzenia pochodzącej z kogeneracyjnych źródeł energii opalanych gazem ziemnym (żółte certyfikaty) [MW·h],
 W_{czerwone} – ilość energii elektrycznej objętej świadectwami pochodzenia pochodzącej z kogeneracyjnych źródeł energii opalanych węglem (czerwone certyfikaty) [MW·h],

- $W_{zielone}$ – ilość energii elektrycznej objętej świadectwami pochodzenia pochodzącej z odnawialnych źródeł energii (zielone certyfikaty) [MW·h],
 $U_{żółte}$ – ilość wytworzonej energii elektrycznej, dla której przedsiębiorstwo jest zobowiązane uzyskać i przedstawić Prezesowi URE (Urząd Regulacji Energetyki) do umorzenia świadectwa pochodzenia energii z kogeneracyjnych źródeł energii opalnych gazem ziemnym (żółte certyfikaty) lub zobowiązane do uiszczenia opłaty zastępczej [MW·h],
 $U_{czerwone}$ – ilość wytworzonej energii elektrycznej, dla której przedsiębiorstwo jest zobowiązane uzyskać i przedstawić Prezesowi URE do umorzenia świadectwa pochodzenia energii z kogeneracyjnych źródeł energii opalnych węglem (czerwone certyfikaty) lub zobowiązane do uiszczenia opłaty zastępczej [MW·h],
 $U_{zielone}$ – ilość wytworzonej energii elektrycznej, dla której przedsiębiorstwo jest zobowiązane uzyskać i przedstawić Prezesowi URE do umorzenia świadectwa pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii (zielone certyfikaty) lub zobowiązane do uiszczenia opłaty zastępczej [MW·h],
 $c_{żółte}$ – cena żółtych certyfikatów [zł/MW·h],
 $c_{czerwone}$ – cena czerwonych certyfikatów [zł/MW·h],
 $c_{zielone}$ – cena zielonych certyfikatów [zł/MW·h].

Ceny świadectw pochodzenia (żółtych, czerwonych i zielonych certyfikatów) są ustalane na wolnym rynku, jednak ich górne wartości są ograniczone wysokością opłat zastępczych. Przyjęto w analizie, że ceny świadectw pochodzenia wzrastają co roku o 10%. Założenie to dotyczy wszystkich rodzajów świadectw pochodzenia. Ich wartości dla roku bazowego przyjęto na podstawie średnich cen notowanych na Towarowej Giełdzie Energii (tab. 3.11). Przyjęto także dla uproszczenia, że wysokości opłat zastępczych są równe cenom świadectw pochodzenia.

Tabela 3.11

Ceny świadectw pochodzenia w roku bazowym [zł/MW·h]

Table 3.11

Prices of certificates of origin in the base year [PLN/MW·h]

Wyszczególnienie	Cena dla roku bazowego
Ceny żółtych certyfikatów	150
Ceny czerwonych certyfikatów	30
Ceny zielonych certyfikatów	300

Źródło: opracowanie własne

Ilość wytworzonej energii elektrycznej, dla której przedsiębiorstwo jest zobowiązane uzyskać i przedstawić Prezesowi URE do umorzenia świadectwa pochodzenia energii z ko-

generacyjnych źródeł energii opalanych gazem ziemnym (żółte certyfikaty) lub zobowiązane do uiszczenia opłaty zastępczej $U_{\text{żółte}}$:

$$U_{\text{żółte}} = \frac{u_{\text{żółte}}}{100} \cdot \sum_j W_e \quad (3.20)$$

gdzie:

- W_e – ilość wyprodukowanej przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej [MW·h],
- $u_{\text{żółte}}$ – minimalny udział procentowy sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji (żółte certyfikaty) lub uiszczenia opłaty zastępczej, odniesiony do całkowitej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na sprzedaż [%],
- j – źródła energii w strukturze wytwórczej przedsiębiorstwa.

Minimalne udziały procentowe sum energii elektrycznej wynikających z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji (żółte i czerwone certyfikaty) oraz z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z odnawialnych źródeł energii (zielone certyfikaty) odniesione do całkowitej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na sprzedaż przyjmują inną wartość w każdym roku analizy. Wartości tych udziałów dla żółtych i czerwonych certyfikatów zawarte są w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 lipca 2011 roku (Rozporządzenie... 2011) w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzenia danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (tab. 3.12 i 3.13). Wartości minimalnych udziałów dla zielonych certyfikatów zawarte są w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 roku (Rozporządzenie... 2012) w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków

Tabela 3.12

Minimalny udział sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji (żółte certyfikaty) odniesiony do całkowitej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na sprzedaż [%]

Table 3.12

The minimum share of the total electricity resulting from the obtained and redeemed certificates from cogeneration (yellow certificates) related to the total amount of electricity for sale [%]

Rok							
2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Rozporządzenie... 2011)

Tabela 3.13

Minimalny udział sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji (czerwone certyfikaty) odniesiony do całkowitej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na sprzedaż [%]

Table 3.13

The minimum share of the total electricity resulting from the obtained and redeemed certificates from cogeneration (red certificates) related to the total amount of electricity for sale [%]

Rok							
2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Rozporządzenie... 2011)

Tabela 3.14

Minimalny udział sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z odnawialnych źródeł energii (zielone certyfikaty) odniesiony do całkowitej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na sprzedaż [%]

Table 3.14

The minimum share of the total electricity resulting from the obtained and redeemed certificates from cogeneration (green certificates) related to the total amount of electricity for sale [%]

Rok								
2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021–2030
12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Rozporządzenie... 2012)

uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (tab. 3.14). Dla kolejnych lat nieuwzględnionych w rozporządzeniu wartości minimalnych udziałów przyjęto na poziomach równych wartościom z roku poprzedniego.

Ilość wytworzonej energii elektrycznej, dla której przedsiębiorstwo jest zobowiązane uzyskać i przedstawić prezesowi URE do umorzenia świadectwa pochodzenia energii z kogeneracyjnych źródeł energii opalanych węglem (czerwone certyfikaty) lub zobowiązane do uiszczenia opłaty zastępczej $U_{czerwone}$:

$$U_{czerwone} = \frac{u_{czerwone}}{100} \cdot \sum_j W_e \quad (3.21)$$

gdzie:

- W_e – ilość wyprodukowanej przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej [MW·h],
- u_{czerwone} – minimalny udział procentowy sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji (czerwone certyfikaty) lub uiszczenia opłaty zastępczej, odniesiony do całkowitej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na sprzedaż [%],
- j – źródła energii w strukturze wytwórczej przedsiębiorstwa.

Ilość wytworzonej energii elektrycznej, dla której przedsiębiorstwo jest zobowiązane uzyskać i przedstawić prezesowi URE do umorzenia świadectwa pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii (zielone certyfikaty) lub zobowiązane do uiszczenia opłaty zastępczej U_{zielone} :

$$U_{\text{zielone}} = \frac{u_{\text{zielone}}}{100} \cdot \sum_j W_e \quad (3.22)$$

gdzie:

- W_e – ilość wyprodukowanej przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej [MW·h],
- u_{zielone} – minimalny udział procentowy sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii (zielone certyfikaty) lub uiszczenia opłaty zastępczej, odniesiony do całkowitej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na sprzedaż [%],
- j – źródła energii w strukturze wytwórczej przedsiębiorstwa.

Ilość energii elektrycznej objętej świadectwami pochodzenia (zielone certyfikaty) pochodzącej z odnawialnych źródeł energii W_{zielone} :

$$W_{\text{zielone}} = \sum_j W_e \cdot \frac{u_{eb}}{100} \quad (3.23)$$

gdzie:

- W_e – ilość wyprodukowanej przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej [MW·h],
- u_{eb} – udział procentowy biomasy w produkcji energii elektrycznej [%],
- j – źródła energii w strukturze wytwórczej przedsiębiorstwa.

Zastosowanie się do prawnie wiążących celów w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i wprowadzenie systemów wspierających realizację tych celów wpływa na przepływy finansowe przedsiębiorstwa X. Z uwagi na brak OZE w strukturze produkcyjnej przedsiębiorstwa X, przedsiębiorstwo to, aby ograniczyć koszty z tytułu niewywiązania się z przyjętych celów, prowadzi proces współspalania biomasy w kotłach węglowych. W Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 roku (Rozporządze-

nie... 2012) w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, określono minimalny udział energii pochodzącej z OZE w całości sprzedanej energii, dla którego należy przedłożyć prezesowi URE świadectwa pochodzenia w celu ich umorzenia lub wnieść opłatę zastępczą. Aby ograniczyć koszty z tytułu zakupu świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej, udział współspalanej biomasy w produkcji całej sprzedanej energii dla każdego z istniejących węglowych źródeł energii należących do przedsiębiorstwa X przyjęto w kolejnych latach na poziomach wskazanych w rozporządzeniu (tab. 3.15). Dla okresu po 2021 roku (nieuwzględnionego w rozporządzeniu) przyjęto stałą wartość równą wartości dla 2021 roku. W przypadku technologii gazowych uznano, że nie prowadzi się współspalania biomasy ani biogazu.

Tabela 3.15

Udział biomasy w produkcji energii elektrycznej [%]

Table 3.15

Biomass share in electricity production [%]

Rok								
2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021–2030
12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Rozporządzenie... 2012)

Ilość energii elektrycznej objętej świadectwami pochodzenia (żółte certyfikaty) pochodzącej z kogeneracyjnych źródeł energii opalanych gazem ziemnym $W_{\text{żółte}}$:

$$W_{\text{żółte}} = \sum_j \begin{cases} \frac{W_e}{1-B} & \text{dla } \begin{cases} \eta_o \geq 80\% \text{ dla układów gazowo-parowych i turbin upustowo-kondensacyjnych} \\ \eta_o \geq 75\% \text{ dla pozostałych technologii} \end{cases} \\ C \cdot S_c & \text{dla } \begin{cases} \eta_o < 80\% \text{ dla układów gazowo-parowych i turbin upustowo-kondensacyjnych} \\ \eta_o < 75\% \text{ dla pozostałych technologii} \end{cases} \end{cases} \quad (3.24)$$

gdzie:

- B – wskaźnik zużycia własnego energii elektrycznej [–],
- W_e – ilość wyprodukowanej przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej [MW·h],
- S_c – ilość przeznaczonego na sprzedaż ciepła [MW·h],
- C – współczynnik określający stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji [–],

- η_o – sprawność wytwarzania energii z kogeneracji [%],
 j – źródła energii w strukturze wytwórczej przedsiębiorstwa.

Wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne przyjmuje wartości charakterystyczne dla danej jednostki wytwórczej. Wartość tego wskaźnika może się zmieniać w czasie, jednak zmiany te oscylują wokół określonego poziomu, dlatego założono, że wskaźnik zużycia energii na potrzeby własne przyjmuje stałą wartość przez cały okres życia źródła energii. Wartości tego wskaźnika dla nowo budowanych źródeł energii przyjęto na podstawie badań literaturowych (tab. 3.16).

Tabela 3.16

Wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne

Table 3.16

The electricity consumption for own needs

Wyszczególnienie	Wskaźnik zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne
Wartość dla elektrowni I	0,1
Wartość dla elektrowni II	0,1
Wartość dla elektrociepłowni I	0,1
Wartość dla elektrociepłowni II	0,1
Wartość dla elektrociepłowni węglowej	0,1
Wartość dla bloku gazowo-parowego	0,1
Wartość dla turbiny gazowej	0,1
Wartość dla silnika gazowego	0,1

Źródło: opracowanie własne

Współczynnik określający stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji C :

$$C = \frac{\frac{W_e}{1-B}}{S_c} \quad (3.25)$$

gdzie:

- B – wskaźnik zużycia własnego energii elektrycznej [–],
 W_e – ilość wyprodukowanej przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej [MW·h],
 S_c – ilość przeznaczonego na sprzedaż ciepła [MW·h].

Sprawność wytwarzania energii z kogeneracji η_o :

$$\eta_o = \frac{\frac{W_e}{1-B} + S_c}{Z_p + Z_b} \cdot 100 \quad (3.26)$$

gdzie:

- B – wskaźnik zużycia własnego energii elektrycznej [–],
- W_e – ilość wyprodukowanej przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej [MW·h],
- S_c – ilość przeznaczonego na sprzedaż ciepła [MW·h],
- Z_p – zużycie paliwa podstawowego przez źródło energii [MW·h],
- Z_b – zużycie biomasy przez źródło energii [MW·h].

Zużycie paliwa podstawowego przez źródło energii Z_p :

$$Z_p = \frac{W_e \cdot (1 - u_{eb})}{\eta_e} \cdot 100 \quad (3.27)$$

gdzie:

- W_e – ilość wyprodukowanej przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej [MW·h],
- u_{eb} – udział biomasy w produkcji energii elektrycznej [–],
- η_e – sprawność netto źródła energii [%].

Sprawność netto źródła energii, podobnie jak dyspozycyjność, z wiekiem źródła maleje, przy czym spadek ten można ograniczyć prowadząc systematycznie prace konserwacyjne, dlatego dla uproszczenia przyjęto w przypadku wszystkich istniejących źródeł energii wchodzących w skład struktury wytwórczej przedsiębiorstwa X, że sprawności netto źródeł energii są stałe w całym okresie życia źródła (tab. 3.17). Przyszłe wartości

Tabela 3.17

Sprawność netto analizowanych źródeł energii [%]

Table 3.17

Net efficiency of the analyzed energy sources [%]

Wyszczególnienie	Sprawność netto źródła energii
Wartość dla elektrowni I	44,0
Wartość dla elektrowni II	41,0
Wartość dla elektrociepłowni I	43,0
Wartość dla elektrociepłowni II	40,0

Źródło: opracowanie własne

tej zmiennej objaśniającej są równe wartościom zarejestrowanym w roku poprzedzającym rok bazowy.

Wartość sprawności elektrycznej netto źródeł energii rozpatrywanych do realizacji w ramach planowanych projektów inwestycyjnych zależy od ich mocy elektrycznej i jest niezmienna w całym okresie ich życia. W tabeli 3.18 przedstawiono zakresy dostępnych wartości mocy jednostek wytwórczych analizowanych technologii.

Tabela 3.18

Zakresy dostępnych wartości mocy jednostek wytwórczych analizowanych technologii [MW]

Table 3.18

The available capacities of generating units of the analyzed technologies [MW]

Wyszczególnienie	Minimalna dostępna wartość mocy elektrycznej netto źródła energii	Maksymalna dostępna wartość mocy elektrycznej netto źródła energii
Wartość dla elektrociepłowni węglowej	50,0	1 500,0
Wartość dla bloku gazowo-parowego	50,0	1 000,0
Wartość dla turbiny gazowej	50,0	350,0
Wartość dla silnika gazowego	10,0	500,0

Źródło: opracowanie własne

Krzywe zależności wartości sprawności netto od mocy elektrycznej zostały wyznaczone na podstawie danych literaturowych i wyrażają się funkcjami:

— dla bloku gazowo-parowego:

$$\eta_{g-p} = 44,832 \cdot M_e^{0,0385} \quad \text{dla } M_e \in \langle 50; 1000 \rangle \quad (3.28)$$

— dla turbiny gazowej:

$$\eta_g = 25,960 \cdot M_e^{0,0725} \quad \text{dla } M_e \in \langle 50; 350 \rangle \quad (3.29)$$

— dla silnika gazowego:

$$\eta_{sg} = 45,0 \quad \text{dla } M_e \in \langle 10; 500 \rangle \quad (3.30)$$

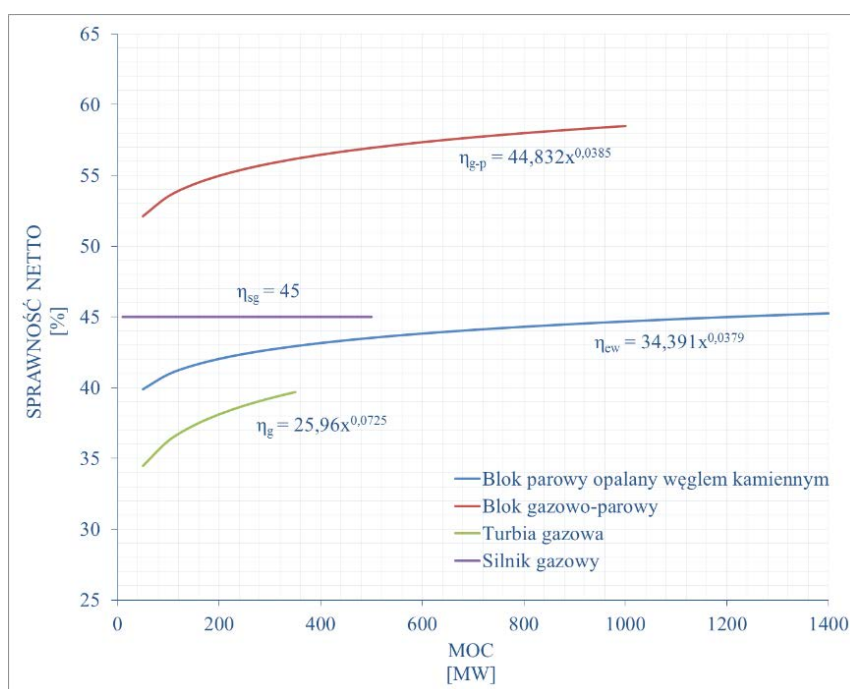
— dla bloku parowego opalanego węglem kamiennym:

$$\eta_{ew} = 34,391 \cdot M_e^{0,0379} \quad \text{dla } M_e \in \langle 50; 1500 \rangle \quad (3.31)$$

gdzie:

- η_{g-p} – sprawność netto bloku gazowo-parowego [%],
- η_g – sprawność netto turbiny gazowej [%],
- η_{sg} – sprawność netto silnika gazowego [%],
- η_{ew} – sprawność netto bloku parowego opalanego węglem kamiennym [%],
- M_e – moc elektryczna netto źródła energii [MW].

Na rysunku 3.5 przedstawiono zależności sprawności źródeł energii od ich mocy elektrycznej.



Rys. 3.5. Zależności sprawności netto źródeł energii od ich mocy elektrycznej
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.5. The relationship between net efficiency of energy sources and their electric power

W przypadku silników gazowych przyjęto, że wraz ze wzrostem mocy nie zmienia się wielkość jednostki wytwórczej, lecz liczba jednostek (o mocy 10 MW), dlatego sprawność w przybliżeniu jest stała w całym zakresie mocy.

Gdy wartość zmiennej decyzyjnej, jaką jest moc elektryczna netto źródła energii, przekracza dla poszczególnych technologii wartości zakresów mocy przedstawione w tabeli 3.18 przyjmuje się, że cała moc (odpowiadająca przyjętej wartości zmiennej decyzyjnej) jest

zapewniona przez zwielokrotnienie liczby jednostek wytwórczych o mocach z dostępnego zakresu. Dla przykładu siłownia o mocy 600 MW wykorzystuje dwie turbiny gazowe (dla których dostępna moc mieści się w przedziale od 50 do 350 MW) o mocy 300 MW. Natomiast siłownia o mocy 750 MW wyposażona jest w trzy turbiny gazowe każda o mocy 250 MW.

Uznano, że wartości sprawności netto z wielu względów mogą odbiegać od wartości wyznaczonych na podstawie przedstawionych krzywych. Przyjęto zatem, że wartości wyznaczone na podstawie krzywych należy skorygować o wartość wyrażoną w punktach procentowych mającą charakter losowy opisany rozkładem gęstości prawdopodobieństwa, który został określony metodą ekspercką (tab. 3.19). W ten sposób sprawność netto, będąca pierwotnie zmienną deterministyczną staje się zmienną stochastyczną.

Tabela 3.19

Przyjęty w modelu rozkład gęstości prawdopodobieństwa odchylenia
sprawności netto źródła energii

Table 3.19

The probability distribution of net efficiency variation of the energy
source adopted in the model

Zmienna	Jednostka	Odchylenie sprawności netto źródła energii
Rodzaj rozkładu	–	trójkątny
Wartość minimalna	pkt. %	–1
Wartość oczekiwana	pkt. %	0
Wartość maksymalna	pkt. %	1

Źródło: opracowanie własne

Zużycie biomasy przez źródło energii Z_b :

$$Z_b = \frac{W_e \cdot u_{eb}}{\eta_e} \cdot 100 \quad (3.32)$$

gdzie:

W_e – ilość wyprodukowanej przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej [MW·h],

u_{eb} – udział biomasy w produkcji energii elektrycznej [–],

η_e – sprawność netto elektrowni [%].

Ilość energii elektrycznej objętej świadectwami pochodzenia (czerwone certyfikaty) pochodzącej z kogeneracyjnych źródeł energii opalanych węglem W_{czerwone} :

$$W_{\text{czerwone}} = \sum_j \begin{cases} \frac{W_e}{1-B} & \text{dla } \begin{cases} \eta_o \geq 80\% \text{ dla układów gazowo-parowych i turbin upustowo-kondensacyjnych} \\ \eta_o \geq 75\% \text{ dla pozostałych technologii} \\ \text{dla } PES \geq 10\% \end{cases} \\ C \cdot S_c & \text{dla } \begin{cases} \eta_o < 80\% \text{ dla układów gazowo-parowych i turbin upustowo-kondensacyjnych} \\ \eta_o < 75\% \text{ dla pozostałych technologii} \\ 0 \text{ dla } PES < 10\% \end{cases} \end{cases} \quad (3.33)$$

gdzie:

- B – wskaźnik zużycia własnego energii elektrycznej [–],
- W_e – ilość wyprodukowanej przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej [MW·h],
- S_c – ilość przeznaczonego na sprzedaż ciepła [MW·h],
- C – współczynnik określający stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji [–],
- η_o – sprawność wytwarzania energii z kogeneracji [%],
- PES – oszczędność energii pierwotnej [%],
- j – źródła energii w strukturze wytwórczej przedsiębiorstwa.

Oszczędność energii pierwotnej PES (*Primary Energy Saving*):

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{kc}}{\eta_{refc}} + \frac{\eta_{ke}}{\eta_{refe}}} \right) \cdot 100 \quad (3.34)$$

gdzie:

- η_{kc} – sprawność wytwarzania ciepła użytkowego w kogeneracji [%],
- η_{ke} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji [%],
- η_{refc} – referencyjna wartość sprawności rozdzielonego wytwarzania ciepła [%],
- η_{refe} – referencyjna wartość sprawności rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej [%].

Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonego wytwarzania ciepła użytkowego i referencyjne wartości sprawności rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej zależą od rodzaju użytego paliwa w kogeneracyjnym źródle energii. Wartości sprawności referencyjnych dla poszczególnych paliw zawarte są w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 lipca 2011 roku w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzenia danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej

kogeneracji. Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonego wytwarzania ciepła użytkowego i referencyjne wartości sprawności rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej przedstawiono w tabeli 3.20.

Tabela 3.20

Referencyjne wartości sprawności rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego [%]

Table 3.20

The reference values for the efficiency of separate generation of electricity and heat [%]

Wyszczególnienie	Referencyjna wartość sprawności rozdzielonego wytwarzania ciepła	Referencyjna wartość sprawności rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej
Elektrociepłownia I	88,0	43,5
Elektrociepłownia II	88,0	43,5
Elektrociepłownia węglowa	88,0	44,2
Blok gazowo-parowy	90,0	52,5
Turbina gazowa	90,0	52,5
Silnik gazowy	90,0	52,5

Źródło: opracowanie własne

Sprawność wytwarzania ciepła użytkowego w kogeneracji η_{kc} :

$$\eta_{kc} = \frac{S_c}{Z_p + Z_b} \cdot 100 \quad (3.35)$$

gdzie:

S_c – ilość przeznaczzonego na sprzedaż ciepła [MW·h],

Z_p – zużycie paliwa podstawowego przez źródło energii [MW·h],

Z_b – zużycie biomasy przez źródło energii [MW·h].

Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji η_{ke} :

$$\eta_{ke} = \frac{\frac{W_e}{1-B}}{Z_p + Z_b} \cdot 100 \quad (3.36)$$

gdzie:

B – wskaźnik zużycia własnego energii [-],

- W_e – ilość wyprodukowanej przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej [MW·h],
 Z_p – zużycie paliwa podstawowego przez źródło energii [MW·h],
 Z_b – zużycie biomasy przez źródło energii [MW·h].

Koszty całkowite wytwarzania energii K_e :

$$K_e = K_{SO\&M} + K_{ZO\&M} + K_{CO_2} + K_p + K_i \quad (3.37)$$

gdzie:

- K_i – koszty wynikające z poniesionych nakładów inwestycyjnych [zł],
 $K_{SO\&M}$ – koszty stałe obsługi i konserwacji [zł],
 $K_{ZO\&M}$ – koszty zmienne obsługi i konserwacji [zł],
 K_{CO_2} – koszty uprawnień do emisji CO_2 [zł],
 K_p – koszty paliwowe [zł].

Koszty paliwowe K_p :

$$K_p = c_p \cdot Z_p + c_b \cdot Z_b \quad (3.38)$$

gdzie:

- c_p – cena paliwa podstawowego [zł/MW·h],
 c_b – cena biomasy [zł/MW·h],
 Z_p – zużycie paliwa podstawowego przez źródło energii [MW·h],
 Z_b – zużycie biomasy przez źródło energii [MW·h].

Ceny paliw (węgla kamiennego i gazu ziemnego) symulowane są na podstawie rozkładu gęstości prawdopodobieństwa rocznych stóp zwrotu cen tych paliw wyznaczonych na podstawie danych historycznych. Wartości parametrów rozkładów gęstości zostały skorygowane tak, aby uzyskane rozkłady nawiązywały do zachodzących zmian na rynku paliw i publikowanych prognoz. Wartości te nie zmieniają się przez cały okres prognozy (tab. 3.21).

Ceny biomasy symulowane są na podstawie rozkładu gęstości prawdopodobieństwa rocznych stóp zwrotu cen biomasy. Wartości parametrów rozkładu gęstości prawdopodobieństwa tych stóp przyjęto metodą ekspercką (tab. 3.22). Mają one stałą wartość w całym okresie analizy (prognozy).

Koszty uprawnień do emisji CO_2 – K_{CO_2} :

$$K_{CO_2} = c_{CO_2} \cdot W_{CO_2} \quad (3.39)$$

gdzie:

- c_{CO_2} – cena uprawnień do emisji CO_2 [zł/Mg],
 W_{CO_2} – ilość wyemitowanego dwutlenku węgla przez źródła energii [Mg].

Tabela 3.21

Charakterystyka parametrów rozkładu gęstości prawdopodobieństwa
stóp zwrotu cen węgla kamiennego i gazu ziemnego

Table 3.21

The characteristics of probability distribution of returns for hard coal and natural gas prices

Zmienna	Jednostka	Wartości dla węgla kamiennego	Wartości dla gazu ziemnego
Wartość początkowa zmiennych stochastycznych	zł/MW·h	43	105
Rodzaj rozkładu	–	normalny	
Wartość oczekiwana	%	2	0
Odchylenie standardowe	%	10	15
Rodzaj procesu stochastycznego	–	błądzenie losowe z dryfem	

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.22

Charakterystyka parametrów rozkładu prawdopodobieństwa stóp zwrotu cen biomasy

Table 3.22

The characteristics of probability distribution of returns for biomass prices

Zmienna	Jednostka	Wartości dla biomasy
Wartość początkowa zmiennych stochastycznych	zł/MW·h	100
Rodzaj rozkładu	–	normalny
Wartość oczekiwana	%	1
Odchylenie standardowe	%	5
Rodzaj procesu stochastycznego	–	błądzenie losowe z dryfem

Źródło: opracowanie własne

Ceny uprawnień do emisji CO₂ symulowane są w modelu na podstawie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotu cen uprawnień do emisji CO₂ wyznaczonych metodą ekspercką, przy wsparciu dostępnych w literaturze prognoz cen tych uprawnień (tab. 3.23). Przyjęto, że wartości parametrów charakteryzujących rozkład gęstości prawdopodobieństwa tych stóp zwrotu są takie same w każdym roku prognozy.

Ilość wyemitowanego ditlenka węgla przez źródło energii W_{CO_2} :

$$W_{CO_2} = E \cdot Z_p \quad (3.40)$$

gdzie:

- E – emisyjność paliwa, Mg/MW·h,
 Z_p – zużycia paliwa podstawowego [MW·h].

Tabela 3.23Charakterystyka parametrów rozkładu prawdopodobieństwa stóp zwrotu cen uprawnień do emisji CO₂**Table 3.23**The characteristics of probability distribution of returns for CO₂ emission allowances

Zmienna	Jednostka	Wartości dla uprawnień do emisji CO ₂
Wartość początkowa zmiennych stochastycznych	zł/Mg	25
Rodzaj rozkładu	–	normalny
Wartość oczekiwana	%	3
Odchylenie standardowe	%	5
Rodzaj procesu stochastycznego	–	błądzenie losowe z dryfem

Źródło: opracowanie własne

Emisyjność paliwa jest cechą charakterystyczną każdego paliwa (tab. 3.24).

Tabela 3.24Emisyjność paliw [Mg CO₂/MW·h]**Table 3.24**Fuels emissivity [Mg CO₂/MW·h]

Wyszczególnienie	Wartość
Emisyjność węgla kamiennego	0,34056
Emisyjność gazu ziemnego	0,20196

Źródło: opracowanie własne

Koszty stałe obsługi i konserwacji źródła energii $K_{SO\&M}$:

$$K_{SO\&M} = k_{SO\&M} \cdot M_e \quad (3.41)$$

gdzie:

- $k_{SO\&M}$ – jednostkowe koszty stałe obsługi i konserwacji [zł/MW],
 M_e – moc elektryczna netto źródła energii [MW].

Wartości jednostkowych kosztów stałych, jak również zmiennych obsługi i konserwacji w analizowanym okresie zmieniają się w czasie w wyniku zmian sytuacji ekonomicznej, na które składa się wiele czynników. Zmiany te mają charakter losowy. Do ich opisu wykorzystano, wyznaczone metodą ekspercką, rozkłady gęstości prawdopodobieństwa ilorazu różnicy wartości jednostkowych kosztów obsługi i konserwacji w okresie t i $t - 1$

oraz wartości jednostkowych kosztów obsługi i konserwacji w okresie $t - 1$: $\left(\frac{k_{O\&M}^t - k_{O\&M}^{t-1}}{k_{O\&M}^{t-1}} \right)$

(tab. 3.25 i 3.26).

Tabela 3.25

Przyjęte w modelu rozkłady prawdopodobieństwa wraz ich parametrami

Table 3.25

The probability distributions adopted in the model and their parameters

Zmienna	Jednostka	Jednostkowe koszty stałe obsługi i konserwacji Elektrowni I	Jednostkowe koszty stałe obsługi i konserwacji Elektrowni II	Jednostkowe koszty stałe obsługi i konserwacji Elektrociepłowni I	Jednostkowe koszty stałe obsługi i konserwacji Elektrociepłowni II
Wartość początkowa zmiennych stochastycznych	zł/MW/rok	200 000	200 000	220 000	220 000
Rodzaj rozkładu	–	normalny			
Wartość oczekiwana	%	1			
Odchylenie standardowe	%	2			
Rodzaj procesu stochastycznego	–	błądzenie losowe z dryfem			

Źródło: opracowanie własne

Koszty zmienne obsługi i konserwacji źródła energii $K_{ZO\&M}$:

$$K_{ZO\&M} = k_{ZO\&M} \cdot W_e + K_u \quad (3.42)$$

gdzie:

- $k_{ZO\&M}$ – jednostkowe koszty zmienne obsługi i konserwacji, zł/MW·h/rok,
- W_e – ilość wyprodukowanej przeznaczonej na sprzedaż energii elektrycznej [MW·h],
- K_u – koszty uruchomienia źródła energii [zł].

Tabela 3.26

Przyjęte w modelu rozkłady prawdopodobieństwa wraz ich parametrami dla ilorazu różnicy wartości jednostkowych kosztów zmiennych w okresie t i $t-1$ oraz wartości zmiennej w okresie $t-1$

Table 3.26

The probability distributions adopted in the model and their parameters for the difference quotient of the customer heat demand in the t and $t-1$ time period and the variable value in the $t-1$ period

Zmienna	Jednostka	Jednostkowe koszty zmienne obsługi i konserwacji Elektrowni I	Jednostkowe koszty zmienne obsługi i konserwacji Elektrowni II	Jednostkowe koszty zmienne obsługi i konserwacji Elektrociepłowni I	Jednostkowe koszty zmienne obsługi i konserwacji Elektrociepłowni II
Wartość początkowa zmiennych stochastycznych	zł/MW·h	7	7	7	7
Rodzaj rozkładu	–	normalny			
Wartość oczekiwana	%	0			
Odchylenie standardowe	%	2			
Rodzaj procesu stochastycznego	–	błądzenie losowe z dryfem			

Źródło: opracowanie własne

Koszty uruchomienia źródła energii K_u :

$$K_u = k_u \cdot L_n \cdot L_u \quad (3.43)$$

gdzie:

k_u – jednorazowe koszty uruchomienia źródła energii [zł],

L_n – liczba tygodni w roku [–],

L_u – liczba uruchomień źródła energii w ciągu tygodnia [–].

Koszty jednokrotnego uruchomienia źródła energii k_u :

$$k_u = k_{su} \cdot M_e + \frac{M_e \cdot c_p \cdot T_u}{2 \cdot \eta_e} \cdot 100 \quad (3.44)$$

gdzie:

k_{su} – jednostkowe koszty stałe uruchomienia źródła energii [zł/MW],

T_u – czas potrzebny na uruchomienie źródła energii [h],

η_e – sprawność elektryczna netto źródła energii [%],

M_e – moc elektryczna netto źródła energii [MW],

c_p – cena paliwa podstawowego [zł/MW·h].

Czas potrzebny na uruchomienie oraz jednorazowe koszty stałe uruchomienia źródła energii pracującego w sposób elastyczny przyjęto na podstawie analizy literatury, uznając że są one stałe w całym okresie życia źródła energii (tab. 3.27).

Tabela 3.27

Wartości jednostkowych kosztów stałych jednorazowego uruchomienia źródła energii oraz czas potrzebny na uruchomienie źródła energii

Table 3.27

The unit fixed costs and the time needed for the startup of generation unit

Wyszczególnienie	Jednostkowe koszty stałe jednorazowego uruchomienia elektrowni [zł/MW]	Czas potrzebny na uruchomienie źródła energii [h]
Wartość dla bloku gazowo-parowego	20	0,50
Wartość dla turbiny gazowej	20	0,33
Wartość dla silnika gazowego	20	0,25

Źródło: opracowanie własne

Liczba uruchomień źródła energii w ciągu tygodnia L_u :

$$L_u = \sum_{t=1}^{168} \begin{cases} 1 & \text{gdy } T_p^{t-1}=0 \text{ i } P_e^t + P_c^t \geq K_{SO\&M}^t + K_{ZO\&M}^t + K_p^t + K_{CO_2}^t + k_u^t \\ 0 & \text{gdy } T_p^{t-1} \neq 0 \text{ lub } P_e^t + P_c^t < K_{SO\&M}^t + K_{ZO\&M}^t + K_p^t + K_{CO_2}^t + k_u^t \end{cases} \quad (3.45)$$

gdzie:

- t – kolejna godzina,
- T_p^{t-1} – stan pracy źródła energii w godzinie $t - 1$ [-],
- P_e^t – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej osiągnięte w godzinie t [zł],
- P_c^t – przychody ze sprzedaży ciepła osiągnięte w godzinie t [zł],
- $K_{SO\&M}^t$ – koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej poniesione w godzinie t [zł],
- $K_{ZO\&M}^t$ – koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej poniesione w godzinie t [zł],
- K_p^t – koszty paliwa poniesione w godzinie t [zł],
- $K_{CO_2}^t$ – koszty emisji CO₂ poniesione w godzinie t [zł],
- k_u^t – koszty uruchomienia źródła energii w godzinie t [zł].

Czas pracy źródła energii T_p :

$$T_p = \sum_{t=1}^{168} \begin{cases} 1 & \text{gdy } T_p^{t-1}=1 \quad \text{i } P_e^t + P_c^t \geq K_{SO\&M}^t + K_{ZO\&M}^t + K_p^t + K_{CO_2}^t \\ 1-T_u & \text{gdy } T_p^{t-1}=0 \quad \text{i } P_e^t + P_c^t \geq K_{SO\&M}^t + K_{ZO\&M}^t + K_p^t + K_{CO_2}^t + k_u^t \\ 0 & \text{gdy } T_p^{t-1}=1 \quad \text{i } K_{SO\&M}^t + K_{ZE}^t < K_{SO\&M}^t + K_{ZO\&M}^t + K_p^t + K_{CO_2}^t - P_e^t - P_c^t \\ & \text{lub } T_p^{t-1}=0 \quad \text{i } P_e^t + P_c^t < K_{SO\&M}^t + K_{ZO\&M}^t + K_p^t + K_{CO_2}^t + k_u^t \end{cases} \quad (3.46)$$

gdzie:

- t – kolejna godzina,
- T_p^{t-1} – stan pracy źródła energii w godzinie $t-1$ [-],
- T_u – czas potrzebny na uruchomienie źródła energii [h],
- P_e^t – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej osiągnięte w godzinie t [zł],
- P_c^t – przychody ze sprzedaży ciepła osiągnięte w godzinie t [zł],
- $K_{SO\&M}^t$ – koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej poniesione w godzinie t [zł],
- $K_{ZO\&M}^t$ – koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej poniesione w godzinie t [zł],
- K_p^t – koszty paliwa poniesione w godzinie t [zł],
- $K_{CO_2}^t$ – koszty emisji CO₂ poniesione w godzinie t [zł],
- K_{ZE}^t – koszty zakupu energii elektrycznej na wolnym rynku w godzinie t [zł],
- k_u^t – koszty uruchomienia źródła energii w godzinie t [zł].

Koszty zakupu energii elektrycznej na wolnym rynku w godzinie t K_{ZE}^t :

$$K_{ZE}^t = \left(M_e - \frac{M_e}{1-B} \right) \cdot c_e^t \quad (3.47)$$

gdzie:

- c_e^t – cena energii elektrycznej w godzinie t [zł/MW·h],
- M_e – moc elektryczna netto elektrowni [MW],
- B – wskaźnik zużycia własnego energii elektrycznej [-].

Nakłady inwestycyjne w przypadku istniejących źródeł energii będących w posiadaniu przedsiębiorstwa X, pomimo że zostały poniesione w przeszłości (w czasie budowy) są uwzględnione w całości przepływów pieniężnych. Pominiecie tej kategorii przełożyłoby się na znaczne zawyżenie stopy zwrotu ze zrealizowanego projektu inwestycyjnego. Aby ująć w modelu koszty z tytułu poniesionych nakładów inwestycyjnych należy określić poziom nakładów inwestycyjnych jakie należałoby ponieść, aby otworzyć jednostkę wytwórczą w obecnym stanie przy obecnych cenach.

Przyjęto, że wysokość nakładów inwestycyjnych K_i można wyznaczyć jako:

$$K_i = N_i \cdot u_i \cdot k \quad (3.48)$$

gdzie:

- N_i – całkowite nakłady inwestycyjne poniesione w czasie budowy [zł],
- u_i – udział czasu pozostałego do likwidacji jednostki w całkowitym planowanym czasie życia jednostki [–],
- k – współczynnik korekcyjny [–].

Udział czasu pozostałego do likwidacji jednostki w całkowitym planowanym czasie jej życia u_i opisuje wzór:

$$u_i = \frac{R_l - R}{R_l - R_b} \quad (3.49)$$

gdzie:

- R – rok bazowy [rok],
- R_b – rok zakończenia budowy elektrowni [rok],
- R_l – planowany rok likwidacji elektrowni [rok].

Dla każdego źródła energii funkcjonującego w ramach struktury wytwórczej przedsiębiorstwa X rok zakończenia budowy oraz planowany rok likwidacji źródła są znane (tab. 3.28).

Tabela 3.28

Rok zakończenia budowy źródła energii oraz planowany rok likwidacji źródła energii

Table 3.28

Year of completion and the planned year of decommissioning of a given generation unit

Wyszczególnienie	Rok zakończenia budowy źródła energii	Planowany rok likwidacji źródła energii
Wartość dla elektrowni I	2000	2040
Wartość dla elektrowni II	1985	2025
Wartość dla elektrociepłowni I	1995	2035
Wartość dla elektrociepłowni II	1980	2020

Źródło: opracowanie własne

Z biegiem czasu technologia, w wyniku zdobytego doświadczenia, podlega udoskonaleniom prowadzącym do wzrostu sprawności, obniżenia kosztów i nakładów inwestycyjnych

oraz poprawy innych ważnych cech technologicznych. Wiąże się to ze spadkiem cen starszych rozwiązań w wyniku ich wypierania z rynku. Aby uwzględnić ten proces nazywany „dojrzwianiem”, nakłady inwestycyjne należy skorygować wykorzystując współczynnik korekcyjny, który określa proporcję pomiędzy nakładami inwestycyjnymi poniesionymi w czasie budowy istniejącego źródła energii sprowadzonymi do wartości realnych dla roku bazowego a nakładami inwestycyjnymi poniesionymi w roku bazowym na budowę źródła energii o parametrach takich samych jak istniejące źródło energii. Wartość tego współczynnika z uwagi na trudności z uzyskaniem wiarygodnych danych pozwalających na jego określenie, oszacowano metodą ekspercką (tab. 3.29).

Tabela 3.29

Współczynnik korekcyjny i nakłady inwestycyjne poniesione na budowę źródeł energii

Table 3.29

The correction factor and capital expenditures incurred for construction of a given generation unit

Wyszczególnienie	Współczynnik korekcyjny dla nakładów inwestycyjnych [-]	Nakłady inwestycyjne poniesione na budowę źródła energii [mln zł]
Wartość dla elektrowni I	0,90	2 204,5
Wartość dla elektrowni II	0,75	2 976,8
Wartość dla elektrociepłowni I	0,85	1 006,0
Wartość dla elektrociepłowni II	0,70	209,6

Źródło: opracowanie własne

Wyznaczone według wzoru (3.48) nakłady inwestycyjne nie są ponoszone w całości w roku bazowym, ale są w równych wartościach rozłożone na cztery kolejne lata zaczynając od roku bazowego. Jest to sztuczny zabieg, który sprawia, że przepływy finansowe przedsiębiorstwa nie są nadmiernie obciążone.

Koszty wynikające z poniesionych nakładów inwestycyjnych na budowę nowych źródeł energii K_i :

$$K_i = N_i \cdot M_e \quad (3.50)$$

gdzie:

n_i – jednostkowe nakłady inwestycyjne [zł/MW],

M_e – moc elektryczna netto źródła energii [MW].

Wartość nakładów inwestycyjnych dla każdego ze źródeł energii rozpatrywanych do realizacji w ramach planowanego projektu inwestycyjnego zależy od mocy elektrycznej źródła

dla. Dotyczy to również jednostkowych nakładów inwestycyjnych, których wartość zmienia się wraz ze zmianą wielkości mocy źródła energii. Wraz ze wzrostem mocy ich wartość spada z uwagi na istniejące ekonomiczne efekty skali. Zależności wartości jednostkowych nakładów inwestycyjnych od mocy elektrycznej źródła zostały wyznaczone na podstawie danych literaturowych i wyrażają się funkcjami:

— dla bloku gazowo-parowego:

$$n_{ig-p} = -1043,0 \cdot \ln(M_e) + 9958,8 \quad \text{dla } M_e \in \langle 50; 1000 \rangle \quad (3.51)$$

— dla turbiny gazowej:

$$n_{ig} = -826,5 \cdot \ln(M_e) + 6916,1 \quad \text{dla } M_e \in \langle 50; 350 \rangle \quad (3.52)$$

— dla silnika gazowego:

$$n_{isg} = -127,0 \cdot \ln(M_e) + 4976,4 \quad \text{dla } M_e \in \langle 10; 500 \rangle \quad (3.53)$$

— dla bloku parowego opalanego węglem kamiennym:

$$n_{iew} = -480,2 \cdot \ln(M_e) + 10465,0 \quad \text{dla } M_e \in \langle 50; 1500 \rangle \quad (3.54)$$

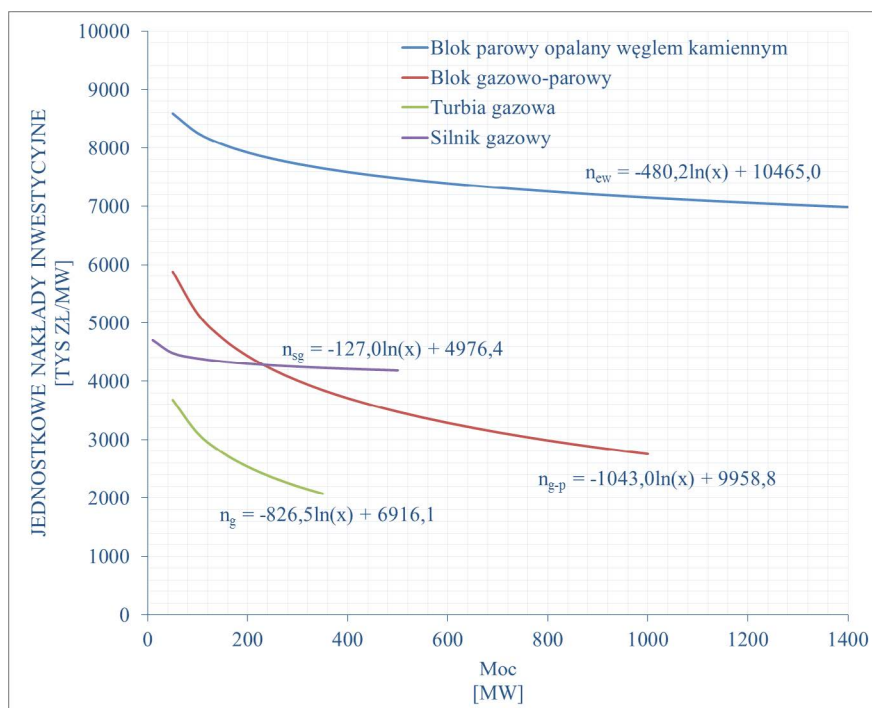
gdzie:

- n_{ig-p} – jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę bloku gazowo-parowego [zł/MW],
- n_{ig} – jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę turbiny gazowej [zł/MW],
- n_{isg} – jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę silnika gazowego [zł/MW],
- n_{iew} – jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni węglowej [zł/MW],
- M_e – moc elektryczna netto źródła energii [MW].

Na rysunku 3.6 przedstawiono jednostkowe nakłady inwestycyjne od mocy elektrycznej źródła energii.

Uznano, że wartości jednostkowych nakładów inwestycyjnych ze względu na zmiany sytuacji ekonomicznej mogą odbiegać od wartości wyznaczonych na podstawie przedstawionych krzywych. Przyjęto, że wartości wyznaczone na podstawie krzywych należy skorygować o wartość wyrażoną w procentach mającą charakter losowy opisany rozkładem gęstości prawdopodobieństwa, który został określony metodą ekspercką (tab. 3.30).

Czas budowy źródła energii bardzo często jest inny od planowanego, zwykle jest on dłuższy. Dlatego uznano, że czas budowy ma charakter losowy i opisany jest dyskretnym rozkładem gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonym metodą ekspercką. Z uwagi na to, że czas ten zależy od mocy elektrycznej źródła, różnym zakresom mocy przypisano inny rozkład gęstości prawdopodobieństwa czasu budowy źródła (tabele 3.31–3.34).



Rys. 3.6. Zależności jednostkowych nakładów inwestycyjnych źródeł energii od ich mocy elektrycznej
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.6. The relationship between the unit investment costs of energy sources and their electric power

Tabela 3.30

Przyjęty w modelu rozkład gęstości prawdopodobieństwa odchylenia procentowego jednostkowych nakładów inwestycyjnych

Table 3.30

The probability distribution of the percentage deviation of unit investment costs adopted in the model

Zmienna	Jednostka	Odchylenie procentowe jednostkowych nakładów inwestycyjnych
Rodzaj rozkładu	—	trójkątny
Wartość minimalna	%	−15
Wartość oczekiwana	%	0
Wartość maksymalna	%	15

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.31

Prawdopodobieństwa czasu realizacji prac budowlanych dla elektrociepłowni węglowej [%]

Table 3.31

The likelihood of constructing a coal-fired CHP plant in a given period [%]

Czas budowy w latach	Moc elektryczna źródła energii [MW]			
	od 50 do 300 włącznie	od 300 do 800 włącznie	od 800 do 1 500 włącznie	powyżej 1 500
3	90	70	0	0
4	10	25	80	0
5	0	5	15	80
6	0	0	5	15
7	0	0	0	5

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.32

Prawdopodobieństwa czasu realizacji prac budowlanych dla siłowni gazowo-parowej [%]

Table 3.32

The likelihood of constructing a combined gas and steam power plant in a given period [%]

Czas budowy w latach	Moc elektryczna źródła energii [MW]		
	od 50 do 300 włącznie	od 300 do 800 włącznie	powyżej 800
2	90	0	0
3	10	90	0
4	0	10	85
5	0	0	10
6	0	0	5

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.33

Prawdopodobieństwa czasu realizacji prac budowlanych dla siłowni wykorzystującej turbiny gazowe [%]

Table 3.33

The likelihood of constructing a gas turbine power plant in a given period [%]

Czas budowy w latach	Moc elektryczna źródła energii [MW]		
	od 50 do 100 włącznie	od 100 do 300 włącznie	powyżej 300
1	95	70	0
2	5	25	80
3	0	5	15
4	0	0	5

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.34

Prawdopodobieństwa czasu realizacji prac budowlanych
dla siłowni wykorzystującej silniki gazowe [%]

Table 3.34

The likelihood of constructing a gas engine power plant, n a given period [%]

Czas budowy w latach	Moc elektryczna źródła energii [MW]		
	od 10 do 150 włącznie	od 150 do 300 włącznie	powyżej 300
1	95	70	0
2	5	25	80
3	0	5	15
4	0	0	5

Źródło: opracowanie własne

Całość nakładów inwestycyjnych na budowę źródła jest rozłożona w czasie. Na podstawie analizy literatury ustalono procentowy udział nakładów inwestycyjnych wnoszonych w poszczególnych latach budowy (tab. 3.35).

Budowa wszystkich źródeł energii, z wyjątkiem tych istniejących, rozpoczyna się w 2013 roku. Planowany czas życia źródeł energii jest znany dla każdego z rozpatrywanych do realizacji projektów. Wartość tę określono na podstawie analizy pozycji literaturowych (tab. 3.36).

Tabela 3.35

Udział nakładów inwestycyjnych ponoszonych w poszczególnych latach budowy w zależności od liczby lat,
w których realizowane są prace budowlane [%]

Table 3.35

The share of capital expenditure in the individual years of construction depending
on the duration of construction work [%]

Czas budowy w latach	Kolejny rok budowy						
	1	2	3	4	5	6	7
1	100	0	0	0	0	0	0
2	40	60	0	0	0	0	0
3	10	40	50	0	0	0	0
4	10	20	30	40	0	0	0
5	10	20	20	30	20	0	0
6	5	10	20	20	30	15	0
7	5	5	10	20	20	25	15

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.36

Planowany czas życia źródła energii

Table 3.36

The planned lifetime of a generation unit

Wyszczególnienie	Jednostka	Wartość			
		elektrociepłownia węglowa	blok gazowo-parowy	turbina gazowa	silnik gazowy
Planowany czas życia źródła energii	lata	40	30	30	15

Źródło: opracowanie własne

3.1.8. Identyfikacja zależności między zmiennymi

Niemal między wszystkimi zmiennymi można zidentyfikować występowanie bezpośrednich lub pośrednich zależności, jednak tylko niektóre z tych relacji są na tyle silne lub na tyle istotne, aby uwzględnić je w modelu. Przegląd literatury z tego zakresu pozwolił wskazać najważniejsze z nich, które uwzględniono w modelu.

Ceny energii elektrycznej powiązane są zwykle z cenami paliwa, będącymi istotnym czynnikiem kosztotwórczym w procesie wytwarzania energii elektrycznej. W praktyce relacje pomiędzy cenami paliw i energii elektrycznej są wynikiem skomplikowanych zjawisk. Spowodowane to jest tym, iż ceny energii zależą również od innych czynników takich jak: ceny paliwa używanego przez źródło energii o najwyższych krańcowych kosztach produkcji, popyt na energię elektryczną, warunki i czas realizacji zamówień na paliwa, a także zachowanie przedsiębiorców na rynkach energii elektrycznej i paliw. W Europie interakcja pomiędzy rynkiem paliw i rynkiem energii elektrycznej dodatkowo się komplikuje poprzez wprowadzenie europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

Relacja dla cen energii elektrycznej i węgla kamiennego ulega osłabieniu z uwagi na rosnący udział siłowni wiatrowych i gazowych oraz innych źródeł, szczególnie tych pracujących w szczycie i wykorzystujących alternatywne paliwa. Zjawisko to widać w Stanach Zjednoczonych, gdzie współczynnik korelacji, będący miarą siły wzajemnych zależności między cenami energii elektrycznej i węgla, nie jest istotnie różny od zera, co przy uwzględnieniu faktu, że węgiel w tym kraju jest głównym źródłem produkcji energii elektrycznej jest zaskakujące (Pedraz i in. 2009).

Istotnym następstwem liberalizacji rynku gazu ziemnego w Europie oraz zwiększającej się roli tego surowca energetycznego w wytwarzaniu energii elektrycznej jest silniejsza integracja obu tych rynków, a co zatem idzie większy wpływ rynku gazu ziemnego na ceny energii elektrycznej (Roques 2008).

W godzinach szczytu ceny *spot* energii elektrycznej są często determinowane cenami gazu ziemnego (Yu 2002). Wynika to z tego, że źródła energii opalane gazem są często

źródłami, o krańcowych kosztach produkcji energii, kształtującymi ceny na rynku energii elektrycznej, co prowadzi do silnej korelacji pomiędzy cenami energii elektrycznej i gazu (Roques i in. 2008). Zjawisko to zauważono w Wielkiej Brytanii i w Niemczech (Roques 2008; Roques i in. 2008; Yang, Blyth 2007).

Również zmiany cen paliw kopalnych, w tym szczególnie gazu ziemnego i węgla kamiennego, są znacznie skorelowane z cenami uprawnień do emisji CO₂ (Vithayasrichareon i in. 2010). Jednakże korelacja między cenami paliw i uprawnień do emisji CO₂ jest mniej widoczna ze względu na niedojrzałość rynku uprawnień do emisji CO₂ (Vithayasrichareon i in. 2010). Doświadczenia z unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji sugerują, że ceny gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO₂ wykazują dodatnią korelację, podczas gdy ceny węgla kamiennego i uprawnień do emisji CO₂ są ze sobą ujemnie skorelowane (Awerbuch, Yang 2007; Vithayasrichareon, MacGill 2012; Vithayasrichareon i in. 2010). Taki charakter korelacji wynika z roli tych cen w procesie decyzyjnym wytwórców. Gdy ceny gazu są wysokie, inwestor wybierze węglowe źródło energii, a tym samym spowoduje wzrost cen węgla i większą w stosunku do technologii gazowych emisję CO₂. Ceny uprawnień do emisji CO₂ wzrosną. Natomiast gdy ceny gazu są niskie, inwestor wybierze gazowe źródło energii, a tym samym spowoduje wzrost cen gazu, ale równocześnie mniejszą emisję CO₂ w stosunku do węglowych źródeł energii. Ceny uprawnień do emisji CO₂ spadną (Yang i in. 2008).

Do ilościowego określenia zależności występujących pomiędzy zmiennymi wykorzystano współczynnik korelacji rangowej. Jego wartości dla poszczególnych zmiennych są określone na podstawie przeglądu literatury. Jak było wcześniej wspomniane, określenie empirycznych korelacji pomiędzy cenami paliw i cenami uprawnień do emisji CO₂ jest problematyczne ze względu na niedojrzały status krajowych i międzynarodowych rynków uprawnień do emisji CO₂.

Współczynnik korelacji pomiędzy cenami energii elektrycznej i paliwa wyznaczono metodą ekspercką na podstawie danych literaturowych, gdyż oszacowania na podstawie da-

Tabela 3.37

Wartości współczynników korelacji dla zmiennych objaśniających

Table 3.37

The correlation coefficients for the explanatory variables

Wyszczególnienie	Ceny gazu ziemnego	Ceny węgla kamiennego	Cena uprawnień do emisji CO ₂	Cena energii elektrycznej
Ceny gazu ziemnego	1	–	–0,5	0,5
Ceny węgla kamiennego	–	1	0,5	0,7
Cena uprawnień do emisji CO ₂	–0,5	0,5	1	–
Cena energii elektrycznej	0,5	0,7	–	1

Źródło: opracowanie własne

nych historycznych nie gwarantują poprawności oszacowań wartości tych współczynników. Przyjęte wartości współczynników korelacji zestawiono w tabeli 3.37. Wartości wszystkich współczynników korelacji są niezmiennie w całym okresie analizy.

3.1.9. Komputerowa implementacja modelu matematycznego przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa

Do arkusza kalkulacyjnego Excel wprowadzono formuły matematyczne reprezentujące koncepcyjne modele przepływów pieniężnych generowanych przez poszczególne projekty będące w posiadaniu przedsiębiorstwa X. W czasie implementacji modeli uwzględniono wszelkie ograniczenia i założenia przyjęte w modelach.

Implementację koncepcyjnego modelu do postaci modelu komputerowego przeprowadzono tak, aby posiadał on zadawalający stopień dokładności, zgodny z zamierzonym zastosowaniem modelu. W tym celu wykorzystano doświadczenia oraz wskazania literaturowe w zakresie akceptowanych granic dokładności modeli zaczerpnięte z podobnych prac.

Weryfikacja modelu polegająca na sprawdzeniu poprawności przekształcenia modelu matematycznego do postaci programu komputerowego była prowadzona na bieżąco wraz z postępującą jego budową i implementacją.

Model budowany był stopniowo. W pierwszej kolejności zbudowano uproszczony model uwzględniający najważniejsze zmienne i ograniczenia. Następnie, po sprawdzeniu poprawności działania takiego modelu w trakcie symulacji testowych, rozbudowywano go o następne elementy. Symulacje testowe miały na celu sprawdzenie zachowania poszczególnych elementów zaimplementowanych modeli, a także samych modeli w porównaniu z funkcjonującymi w rzeczywistości projektami. Pozwalało to na weryfikację modeli na każdym etapie ich budowy, minimalizując prawdopodobieństwo popełnienia błędu i ułatwiło znalezienie na bieżąco ewentualnych nieprawidłowości. Poprawność konstrukcji modeli oceniano poprzez analizę racjonalności wyników na podstawie ich wartości, kierunku oraz tempa zmian. Na ich podstawie na bieżąco dokonywano korekt implementowanych modeli. Również ukończony model przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa sprawdzono poddając go symulacjom testowym.

Do przeprowadzenia symulacji wykorzystano program Crystal Ball w wersji 11.1.2.1, który zainstalowano na komputerze klasy PC i skonfigurowano. Wartości zmiennych objaśniających wprowadzono do modelu przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa i ustalono warunki, w jakich prowadzono symulacje. Proces symulacji dla modelu przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa przeprowadzono wielokrotnie celem ustalenia optymalnej liczby przebiegów symulacyjnych, która ostatecznie ustalono na 7000. Przy tej liczbie przebiegów czas trwania procesu symulacyjnego jest akceptowalny, a otrzymane wyniki są statystycznie wiarygodne.

3.1.10. Analiza wrażliwości modelu i zdefiniowanie scenariuszy badawczych

Zbudowany model przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa poddano sprawdzeniu w celu ustalenia, czy właściwie reaguje na zadane wymuszenia. Zbadano wpływ zmian wartości kluczowych zmiennych objaśniających na najważniejsze zmienne objaśniane. Otrzymane wyniki wykorzystano na etapie definiowania scenariuszy alternatywnych.

Wartości zmiennych objaśniających przyjęte dotychczas są wartościami bazowymi (najbardziej prawdopodobnymi), na podstawie których zbudowano scenariusz referencyjny (bazowy). Przeprowadzona analiza wrażliwości wskazuje, że uzasadnione jest zbudowanie kilku różnych scenariuszy dla najbardziej wrażliwych zmiennych objaśniających. Jednocześnie z uwagi na występowanie dużej niepewności w zakresie wartości wybranych zmiennych objaśniających, mających istotny wpływ na wynik badania, przygotowano scenariusze badawcze zawierające alternatywne wartości zmiennych. Przygotowano także scenariusz, w którym założono, że nie występują korelacje pomiędzy kluczowymi zmiennymi objaśniającymi.

Z uwagi na relatywnie długi czas wykonywania badań symulacyjnych konieczne było ograniczenie liczby scenariuszy badawczych do pięciu opisanych poniżej:

1. Referencyjny – jest to scenariusz, który bazuje na przyjętych bazowych (najbardziej prawdopodobnych) wartościach zmiennych objaśniających, założeniach i ograniczeniach.
2. Niskich cen gazu ziemnego – w scenariuszu tym przyjęto, że w kraju w przyszłości pojawi się nadpodaż gazu ziemnego, a tym samym ceny tego surowca będą utrzymywały się na niskim poziomie, niższym niż w scenariuszu bazowym. Pozostałe założenia są identyczne jak w scenariuszu referencyjnym.
3. Wysokich cen energii elektrycznej – scenariusz ten zakłada dynamiczny wzrost krajowych cen energii elektrycznej, głównie w wyniku ograniczonych inwestycji w nowe źródła energii i lawinowe odstawienia starzejących się siłowni. Wartości dla pozostałych zmiennych objaśniających oraz przyjęte założenia i ograniczenia pokrywają się ze scenariuszem referencyjnym.
4. Bez korelacji – w tym scenariuszu, odmiennie niż w scenariuszu referencyjnym, nie przypisano wartości współczynnikom korelacji, zakładając, że nie występują korelacje pomiędzy zmiennymi objaśniającymi.
5. Ciągłej pracy źródła – w scenariuszu tym przyjęto, że elastyczność operacyjna gazowych źródeł energii nie występuje, a źródła te pracują w sposób ciągły. Pozostałe założenia są takie same jak w scenariuszu referencyjnym.

Dwa z wymienionych scenariuszy wymagają określenia odmiennych, w stosunku do scenariusza referencyjnego, wartości zmiennych objaśniających, takich jak:

- ceny gazu ziemnego w scenariuszu niskich cen gazu ziemnego,
- ceny energii elektrycznej w scenariuszu wysokich cen energii elektrycznej.

Wszystkie wymienione zmienne mają charakter stochastyczny i modelowane są na podstawie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotu tych zmiennych cenowych,

które dla wymienionych scenariuszy charakteryzują się innymi wartościami parametrów niż wartości przyjęte w scenariuszu referencyjnym. W scenariuszu wysokich cen energii elektrycznej wartość oczekiwana rozkładów gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotu cen energii elektrycznej charakteryzująca trend cenowy przyjmuje wartość wyższą niż w scenariuszu referencyjnym. Wartość tą określono metodą ekspercką przy wykorzystaniu dostępnych w literaturze prognoz cen energii elektrycznej. W przypadku scenariusza niskich cen gazu ziemnego wartość oczekiwana rozkładu gęstości prawdopodobieństwa stóp zwrotu cen gazu ziemnego przyjmuje wartość niższą niż w scenariuszu referencyjnym. Wartość tę określono metodą ekspercką, wspierając się dostępnymi prognozami cen tego surowca. W tabeli 3.38 zestawiono wszystkie scenariusze poddane analizie ukazując różnice pomiędzy scenariuszami w zakresie przyjętych założeń i wartości zmiennych objaśniających.

Tabela 3.38

Zestawienie wartości zmiennych objaśniających według scenariuszy

Table 3.38

A summary of the explanatory variables according to individual scenarios

Wyszczególnienie		Jednostka	Referencyjny	Niskich cen gazu ziemnego	Wysokich cen energii elektrycznej	Bez korelacji	Ciągłej pracy źródła
Średnioroczny trend cenowy (Wartość oczekiwana rozkładu stóp zwrotu cen)	gazu ziemnego	%	0,0	-1,0	0,0	0,0	0,0
	energii elektrycznej	%	2,5	2,5	4,0	2,5	2,5
Korelacje pomiędzy kluczowymi zmiennymi objaśniającymi		–	TAK	TAK	TAK	NIE	TAK
Elastyczna praca gazowych źródeł energii		–	TAK	TAK	TAK	TAK	NIE

Źródło: opracowanie własne

3.1.11. Wyniki badań symulacyjnych

Badania prowadzono w określonej kolejności, zachowując dbałość o prawidłową ich realizację tak, aby uzyskane wyniki były wartościowe, a wyprowadzone z nich wnioski poprawne metodycznie i rzeczowe. Pomocne w tym etapie były wyniki przeprowadzonych wcześniej symulacji testowych.

W prowadzonych badaniach wyniki symulacji są przedstawione jako rozkłady gęstości prawdopodobieństwa XNPVR (ilorazu rozszerzonej wartości zaktualizowana netto (XNPV) i zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych (R)).

Te rozkłady gęstości prawdopodobieństwa pozwolą na ocenę alternatyw inwestycyjnych rozważanych do realizacji i wybór najlepszej z nich ze wskazaniem na technologię wytwarzania energii. Wybór będzie dokonany w kontekście wartości przedsiębiorstwa X przy jednoczesnej minimalizacji ryzyka jego funkcjonowania poprzez ograniczenie zmienności zdyskontowanej sumy przepływów finansowych przedsiębiorstwa.

Poniżej przedstawiono wyniki uzyskane (według poszczególnych scenariuszy) w toku prowadzonych badań symulacyjnych, które składają się z trzech etapów. W pierwszym etapie budowany jest portfel istniejących aktywów wytwórczych przedsiębiorstwa. Następnie do tego portfela w drugim etapie włączane jest analizowane aktywo wytwórcze planowane do realizacji w ramach projektu inwestycyjnego. Tak uzyskane portfele składają się z istniejących dotychczas w strukturze przedsiębiorstwa X źródeł energii oraz odpowiednio po jednym z analizowanych źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach nowego projektu inwestycyjnego. W tabeli 3.39 zestawiono aktywa wytwórcze, które wchodziły w skład poszczególnych portfeli wraz z nazwami tych portfeli.

Tabela 3.39

Skład jakościowy analizowanych portfeli wytwórczych przedsiębiorstwa X

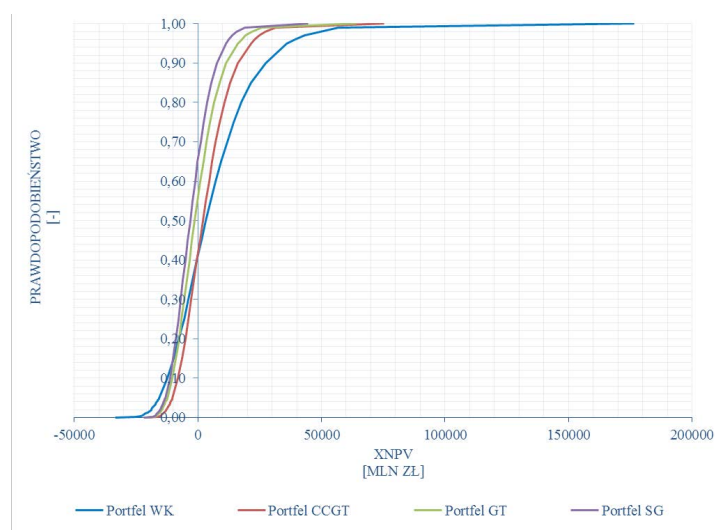
Table 3.39

The qualitative composition of the analyzed generation portfolios of an X company

Nazwa portfela	Aktywa portfela				
WK	Elektrownia I	Elektrownia II	Elektrociepłownia I	Elektrociepłownia II	Elektrociepłownia węglowa
CCGT	Elektrownia I	Elektrownia II	Elektrociepłownia I	Elektrociepłownia II	Blok gazowo-parowy
GT	Elektrownia I	Elektrownia II	Elektrociepłownia I	Elektrociepłownia II	Turbina gazowa
SG	Elektrownia I	Elektrownia II	Elektrociepłownia I	Elektrociepłownia II	Silnik gazowy
ES	Elektrownia I	Elektrownia II	Elektrociepłownia I	Elektrociepłownia II	

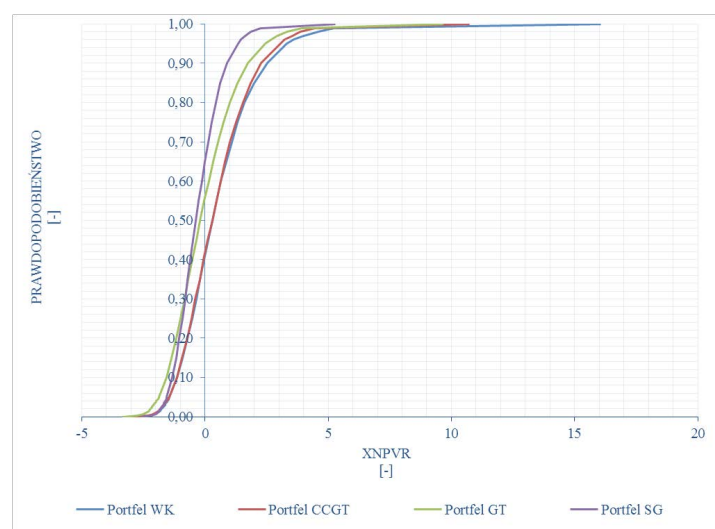
Źródło: opracowanie własne

W trzecim etapie prowadzony jest proces symulacji, w toku którego dla wartości zmiennych objaśniających uzyskano rozkłady gęstości prawdopodobieństwa wartości XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) i XNPVR (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) liczone w ramach czterech portfeli wytwórczych przedsiębiorstwa X (rys. 3.7 i 3.8).



Rys. 3.7. Dystrybuanty wartości XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) dla poszczególnych portfeli przy mocy nowo budowanego źródła energii równej 1000 MW w scenariuszu referencyjnym
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.7. The cumulative distribution of XNPV (expanded net present value) for individual portfolios for the newly built power plant with a capacity of 1000 MW in the Reference Scenario



Rys. 3.8. Dystrybuanty wartości XNPVR (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) dla poszczególnych portfeli przy mocy nowo budowanego źródła energii równej 1000 MW w scenariuszu referencyjnym
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.8. The cumulative distribution of XNPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) for individual portfolios for the newly built power plant with a capacity of 1000 MW in the Reference Scenario

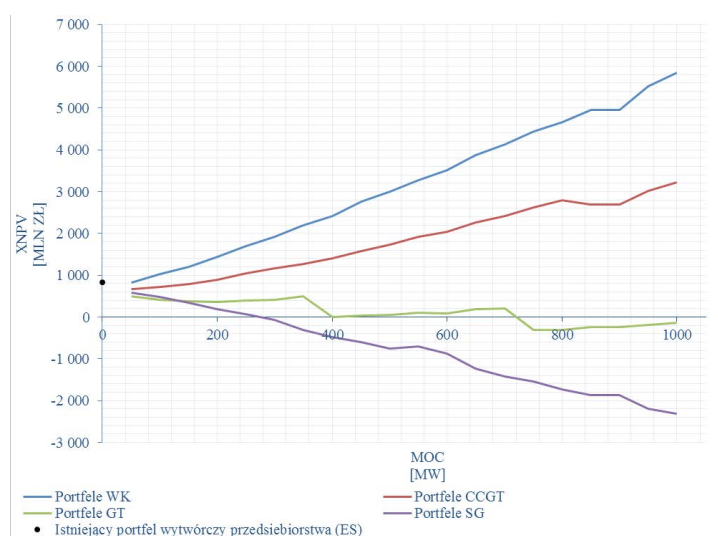
Scenariusz referencyjny

Na podstawie uzyskanych w tym scenariuszu rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wartości XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) i XNPVR (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) wyznaczono wartość oczekiwaną zmiennych objaśnianych i obliczono wartość CVaR (*Conditional Value at Risk*).

Na rysunkach 3.9 i 3.10 przedstawiono jak zmienia się wartość oczekiwana XNPV i XNPVR poszczególnych portfeli w zależności od mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach nowego projektu inwestycyjnego. Wartości XNPV (rys. 3.9) wskazują, że najkorzystniej wypada grupa portfeli zawierających w składzie elektrociepłownię węglową. Drugim pod względem wartości XNPV jest grupa portfeli zawierających w swym składzie bloki gazowo-parowe. Porównując wartość istniejącego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa X z wartościami portfeli uzyskanych po włączeniu analizowanych technologii do struktury wytwórczej przedsiębiorstwa można stwierdzić, że włączenie elektrociepłowni węglowej do struktury wytwórczej przedsiębiorstwa korzystnie wpływa na jego wartość w całym zakresie mocy. Portfele zawierających w swym składzie bloki gazowo-parowe charakteryzują się wyższą wartością XNPV w stosunku do istniejącego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa X dopiero przy mocy powyżej 200 MW. Pozostałe technologie nie budują wartości przedsiębiorstwa. Potwierdza to również analiza wyników XNPVR (rys. 3.10).

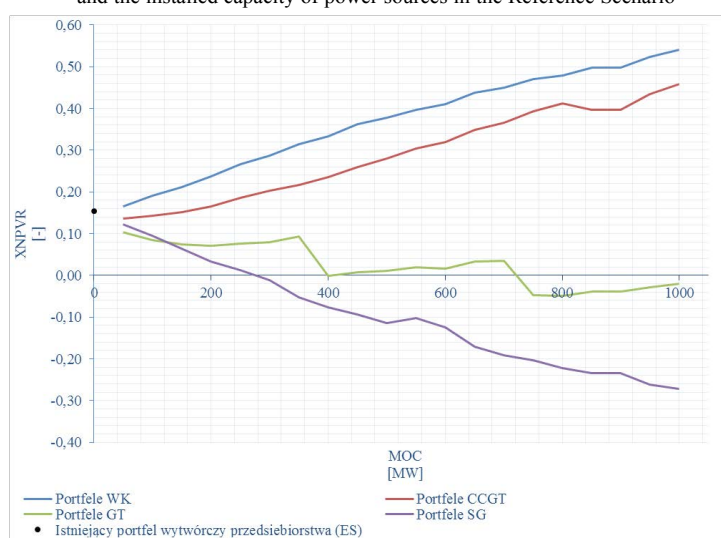
Rysunek 3.11 przedstawia tak zwaną mapę wartości oczekiwanej XNPVR (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) analizowanych portfeli i CVaR (*Conditional Value at Risk*) wyznaczonych na podstawie rozkładów prawdopodobieństwa wartości XNPVR. Prezentowane krzywe mają postać typowych dla teorii portfelowej granic minimalnego ryzyka. Wszystkie portfele dla każdej z technologii charakteryzują się niższą wartością CVaR niż istniejący portfel wytwórczy przedsiębiorstwa X, co wskazuje na to, że realizacja każdego z projektów zredukuje poziom jednostkowego ryzyka. W przypadku bloków gazowo-parowych największa redukcja jednostkowego ryzyka ma miejsce przy mocy jednostki wytwórczej równej 300 MW. Dla elektrociepłowni węglowej jest to wartość równa 250 MW. Najniższym ryzykiem charakteryzuje się portfel SG dla mocy 1000 MW. Natomiast najwyższą wartość XNPVR przyjmuje portfel WK dla mocy 1000 MW.

Wartość XNPVR na jednostkę CVaR (*Conditional Value at Risk*) (XNPVR/CVaR) pozwala dokładnie prześledzić, jak zmienia się ranking portfeli wraz ze zmianą planowanej mocy wytwórczej źródła energii i planowanych nakładów inwestycyjnych. Jednocześnie należy zaznaczyć, że wartości XNPVR na jednostkę CVaR (wyznaczonego na podstawie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wartości XNPVR) są takie same jak wartości XNPV na jednostkę CVaR (wyznaczonego na podstawie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wartości XNPV), dlatego w toku dalszych prac analizowane będą tylko wartości XNPVR/CVaR. Rysunek 3.12 wskazuje, że dla planowanej mocy jednostki wytwórczej najkorzystniejszym wyborem jest zawsze portfel WK. Jeżeli budżet planowanego projektu nie przekracza 1037 mln zł to wtedy należy wybrać technologię węglową (rys. 3.13). Przy większym budżecie racjonalnym wyborem jest blok gazowo-parowy.



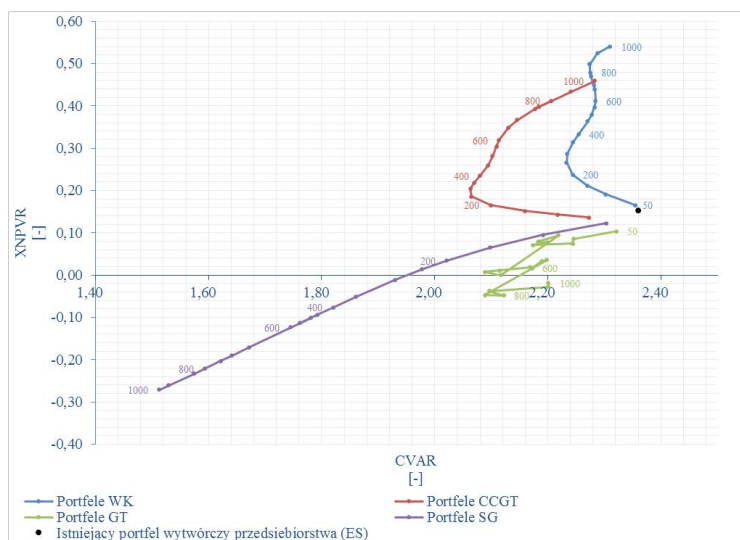
Rys. 3.9. Zależność wartości XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) portfeli wytwórczych przedsiębiorstwa X od mocy źródeł energii dla scenariusza referencyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.9. The relationship between the XNPV (expanded net present value) of generating portfolios of an X-company and the installed capacity of power sources in the Reference Scenario



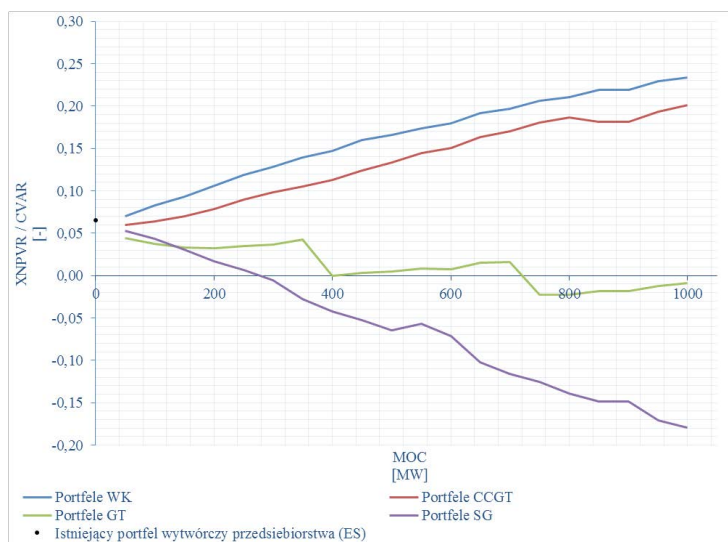
Rys. 3.10. Zależność wartości XNPVR (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) portfeli jednostek wytwórczych przedsiębiorstwa X od mocy źródeł dla scenariusza referencyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.10. The relationship between the XNPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) of generating portfolios of an X-company and the installed capacities in the Reference Scenario



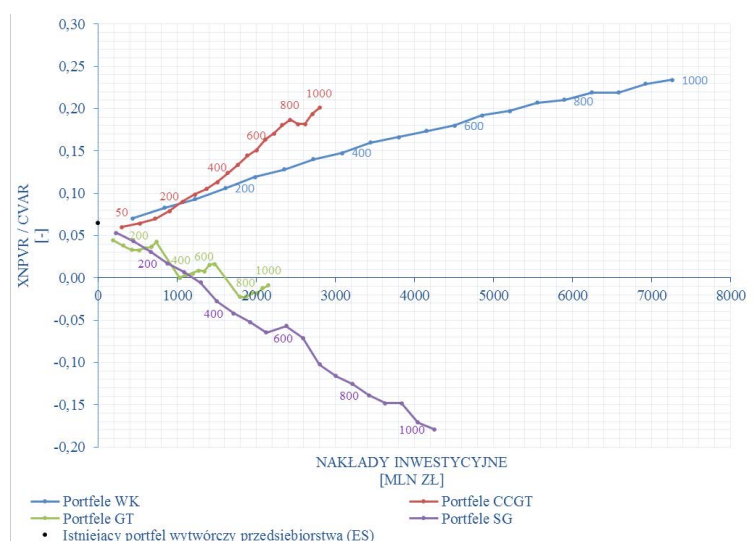
Rys. 3.11. Zależność XNPVR-CVaR dla poszczególnych portfeli dla scenariusza referencyjnego; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.11. . The XNPVR-CVaR relationship for other portfolios in the Reference Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation



Rys. 3.12. Zależność wartości XNPVR/CVaR dla scenariusza referencyjnego od mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach nowego projektu inwestycyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.12. The relationship between the XNPVR/CVaR and the capacities to be installed within the framework of the investment project in the Reference Scenario



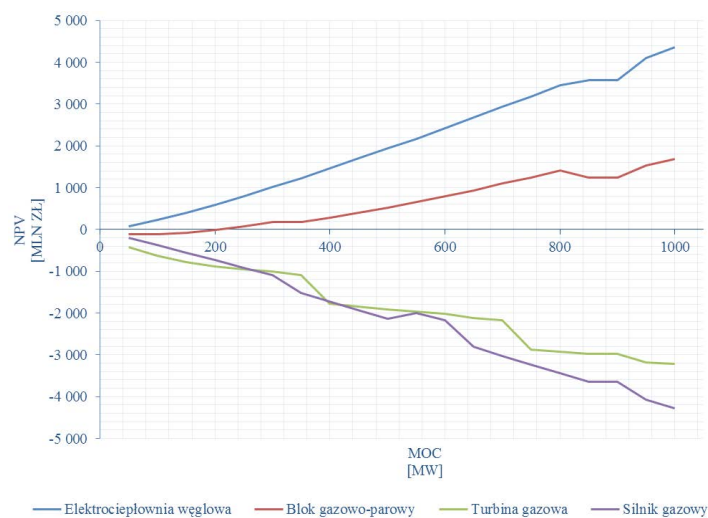
Rys. 3.13. Zależność wartości XNPVR/CVaR dla scenariusza referencyjnego od planowanych nakładów inwestycyjnych na zakup nowego aktywa wytwórczego; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.13. The relationship between the XNPVR/CVaR and the planned capital expenditures for generation assets in the Reference Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation

Rysunek 3.14 prezentuje wartości tradycyjnego NPV (wartości zaktualizowanej netto) wyznaczone dla analizowanych technologii na bazie deterministycznego modelu. Wraz ze wzrostem mocy elektrowni węglowej i bloku gazowo-parowego wartość NPV wzrasta, przy czym wartości dla elektrowni węglowej są korzystniejsze. Przeciwny trend przyjmują zmiany wartości NPV obliczone dla turbin i silników gazowych.

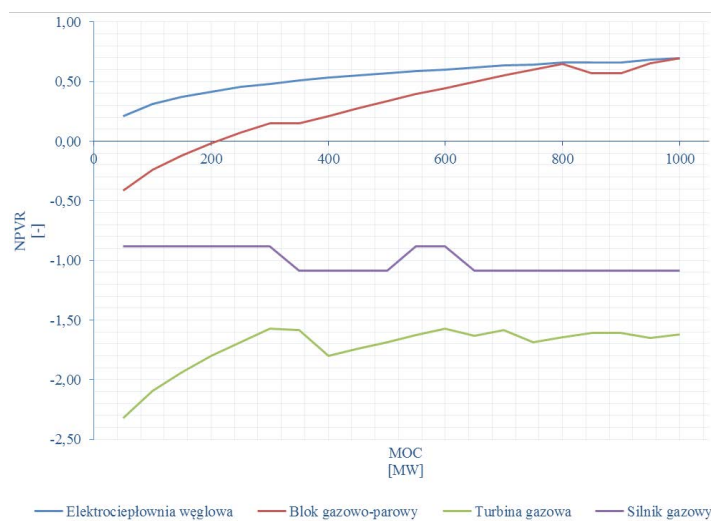
Wyniki analiz wartości NPV (wartości zaktualizowanej netto) i NPVR (wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) od mocy są zgodne ze sobą i wskazują na zasadność inwestowania w elektrownie węglowe w całym zakresie mocy (rys. 3.14 i 3.15).

Wartość NPV od planowanych nakładów inwestycyjnych wskazuje, że przy planowanym budżecie do 2031 mln zł korzystnie jest inwestować w elektrownię węglową, natomiast powyżej tej kwoty w elektrownię gazowo-parową (rys. 3.16). Wynik ten potwierdza analiza wartości NPVR od nakładów inwestycyjnych (rys. 3.17).



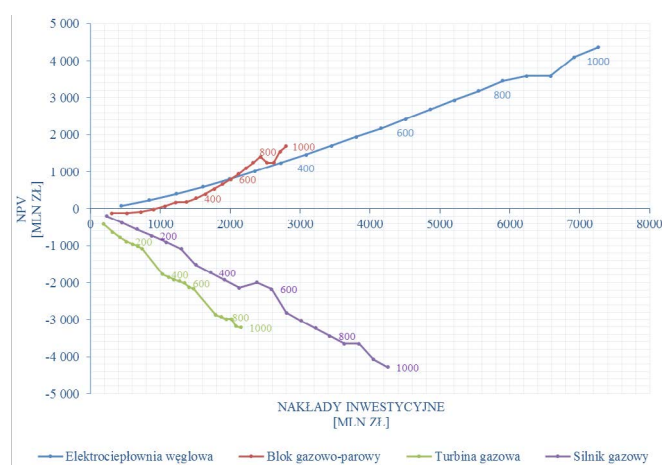
Rys. 3.14. Zależność NPV (wartości zaktualizowanej netto) projektów inwestycyjnych bazujących na analizowanych źródłach energii od mocy dla scenariusza referencyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.14. The relationship between the NPV (net present value) of investment projects based on the analyzed energy sources and the installed capacities in the Reference Scenario



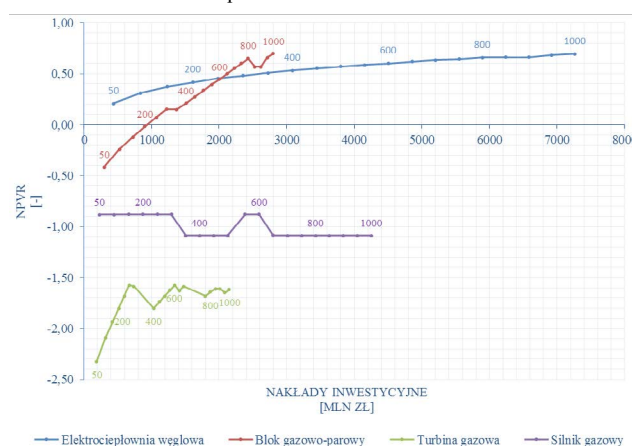
Rys. 3.15. Zależność wartości NPVR (wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) dla scenariusza referencyjnego od mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach planowanego projektu inwestycyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.15. The relationship between the NPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) and the capacities to be installed within the framework of the investment project in the Reference Scenario



Rys. 3.16. Zależność NPV (wartości zaktualizowanej netto) projektów inwestycyjnych bazujących na analizowanych źródłach energii do planowanych nakładów inwestycyjnych dla scenariusza referencyjnego; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych punktów na wykresie informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.16. The relationship between the NPV (net present value) of investment projects based on the analyzed energy sources and the planned capital expenditures for generation assets in the Reference Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation



Rys. 3.17. Zależność wartości NPVR (wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) dla scenariusza referencyjnego od planowanych nakładów inwestycyjnych na zakup nowego aktywa wytwórczego; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych punktów informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.17. The relationship between the NPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) and the planned capital expenditures for generation assets in the Reference Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation

Scenariusz niskich cen gazu ziemnego

Efektem symulacji modelu przeprowadzonej dla wartości zmiennych objaśniających charakterystycznych dla scenariusza niskich cen gazu są rozkłady gęstości prawdopodobieństwa wartości XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) i XNPVR (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) liczone w ramach czterech grup portfeli wytwórczych przedsiębiorstwa X. Na podstawie tych rozkładów wyznaczono wartości oczekiwane zmiennych objaśnianych oraz obliczono CVaR (*Conditional Value at Risk*).

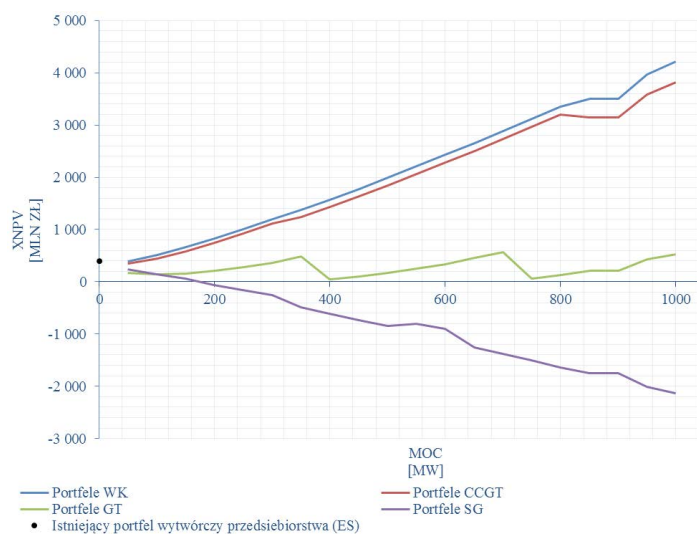
Na rysunkach 3.18 i 3.19 przedstawiono jak zmieniają się wartości oczekiwane XNPV i XNPVR poszczególnych portfeli od planowanej mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach nowego projektu inwestycyjnego. Wartości XNPV wskazują, że w całym analizowanym zakresie mocy najkorzystniej wypada grupa portfeli zawierających w składzie elektrociepłownię węglową. Drugą w rankingu, z punktu widzenia wartości XNPV, jest grupa portfeli zawierających w swym składzie bloki gazowo-parowe.

Z punktu widzenia wartości XNPVR dla planowanej mocy do 200 MW najkorzystniej wypada grupa portfeli CCGT, natomiast powyżej tej wartości grupa portfeli zawierających w składzie elektrociepłownię węglową (rys. 3.19).

Porównując wartość istniejącego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa X z wartościami portfeli uzyskanych po włączeniu analizowanych technologii do struktury wytwórczej przedsiębiorstwa, można stwierdzić, podobnie jak w przypadku scenariusza Referencyjnego, że włączenie elektrociepłowni węglowej do struktury wytwórczej przedsiębiorstwa korzystnie wpływa na jego wartość w całym zakresie mocy. Portfele zawierające w swym składzie bloki gazowo-parowe charakteryzują się wyższą wartością XNPV w stosunku do istniejącego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa X dopiero przy mocy bloku gazowo-parowego większej od 100 MW. Pozostałe technologie nie budują wartości przedsiębiorstwa. Potwierdza to również analiza wyników XNPVR.

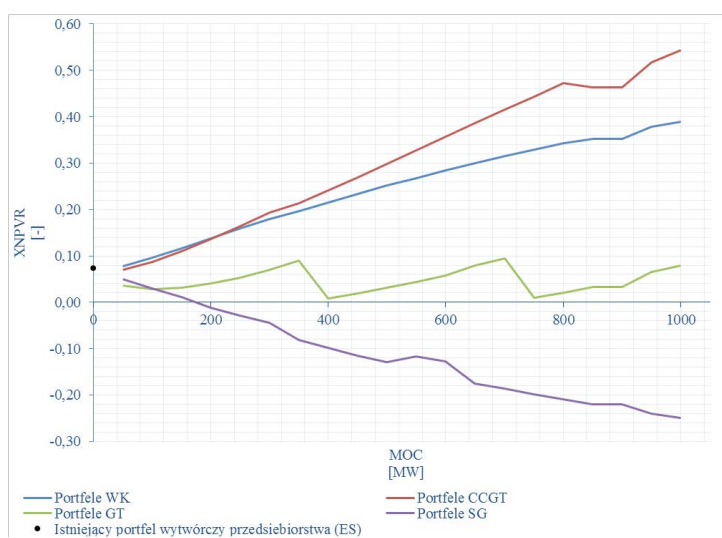
Rysunek 3.20 przedstawia mapę wartości oczekiwanej XNPVR analizowanych portfeli i CVaR (*Conditional Value at Risk*) wyznaczonych na podstawie rozkładów prawdopodobieństwa wartości XNPVR. Również w tym scenariuszu prezentowane krzywe mają kształt typowych dla teorii portfelowej granic minimalnego ryzyka. Wszystkie portfele dla każdej z technologii charakteryzują się niższą wartością CVaR niż istniejący portfel wytwórczy przedsiębiorstwa X, co wskazuje, że realizacja każdego z projektów obniża poziom jednostkowego ryzyka. W przypadku bloków gazowo-parowych największa redukcja jednostkowego ryzyka ma miejsce przy mocy jednostki wytwórczej równej 300 MW. Dla elektrociepłowni węglowej jest to wartość równa 650 MW. Najniższym ryzykiem charakteryzuje się portfel SG dla mocy 1000 MW. Natomiast najwyższą wartość XNPVR przyjmuje portfel CCGT dla mocy 1000 MW.

Analiza XNPVR/CVaR od mocy źródła energii (rys. 3.21) wskazuje, że przy małych mocach do 100 MW należy wybrać grupę portfeli WK. Przy większych planowanych mocach (od 150 do 1000 MW) najkorzystniej jest inwestować w bloki gazowo-parowe.



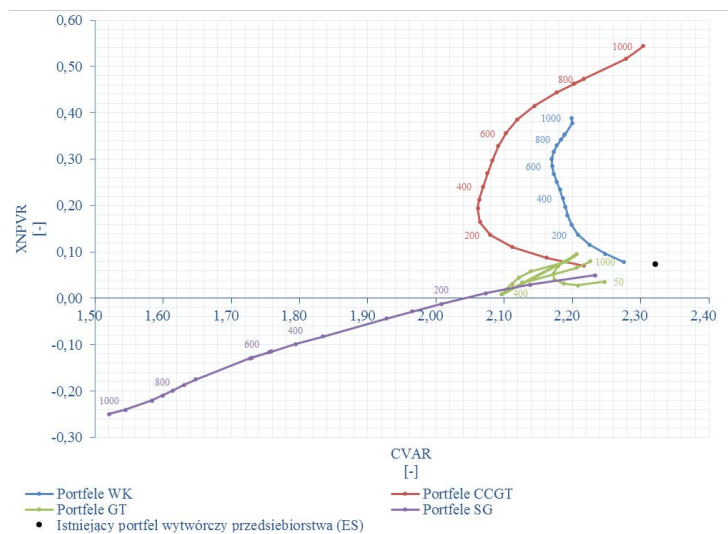
Rys. 3.18. Zależność XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) portfeli wytwórczych przedsiębiorstwa X od mocy źródeł energii rozważanych w scenariuszu niskich cen gazu
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.18. The relationship between the XNPV (expanded net present value) of generating portfolios of an X-company and the capacities to be installed in the Low Gas Price Scenario



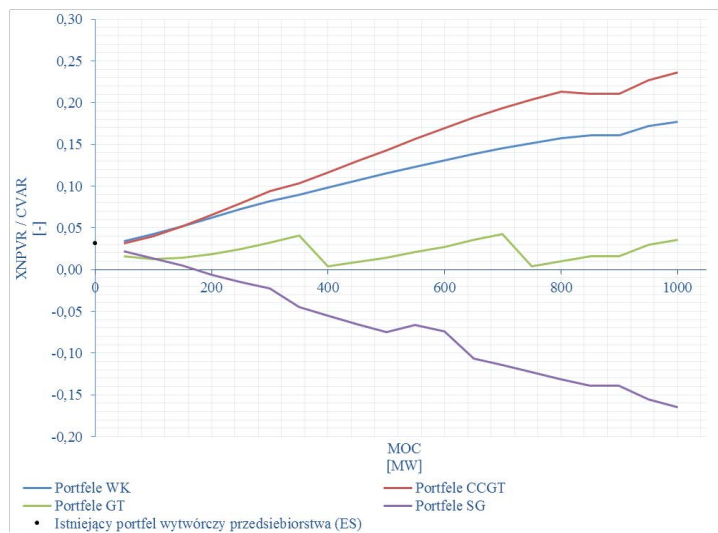
Rys. 3.19. Zależność XNPVR (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) portfela jednostek wytwórczych przedsiębiorstwa X od mocy źródeł energii rozważanych w scenariuszu niskich cen gazu
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.19. The relationship between the XNPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) of generating portfolios of an X-company and the capacities to be installed in the Low Gas Price Scenario



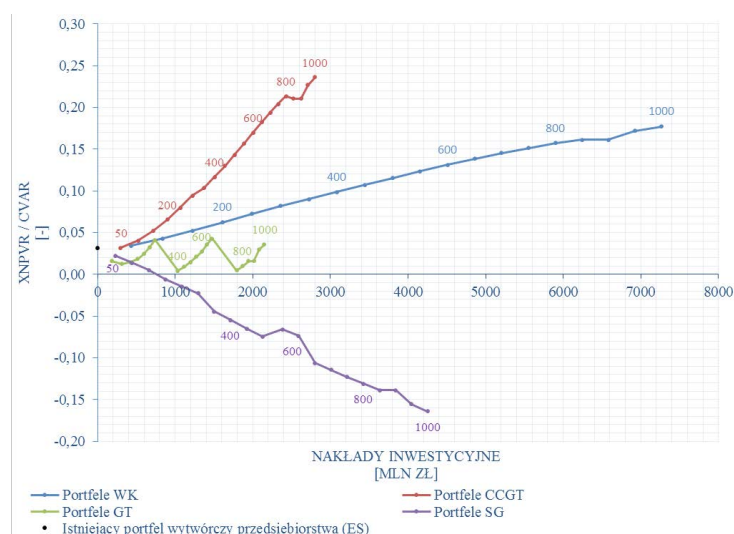
Rys. 3.20. Zależność XNPVR-CVaR dla poszczególnych portfeli dla scenariusza niskich cen gazu; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.20. The XNPVR-CVaR relationship for individual portfolios in the Low Gas Price Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation



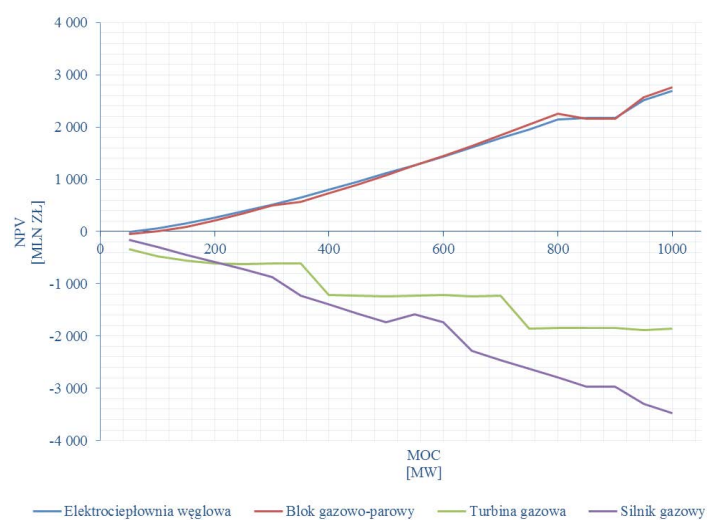
Rys. 3.21. Wartość XNPVR/CVaR dla scenariusza niskich cen gazu od mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach nowego projektu inwestycyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.21. The relationship between the XNPVR/CVaR and the capacities to be installed within the framework of the investment project in the Low Gas Price Scenario



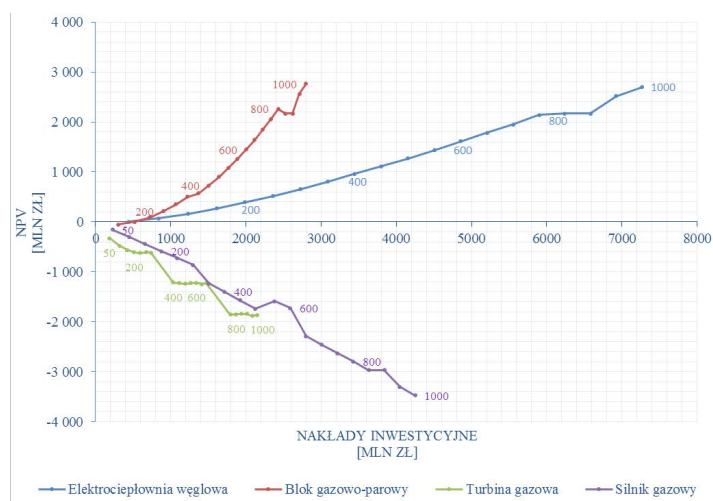
Rys. 3.22. Wartość XNPVR/CVaR dla scenariusza niskich cen gazu od nakładów inwestycyjnych poniesionych na zakup nowego aktywa wytwórczego; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.22. The relationship between the XNPVR/CVaR and the planned capital expenditures for generation assets in the Low Gas Price Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation



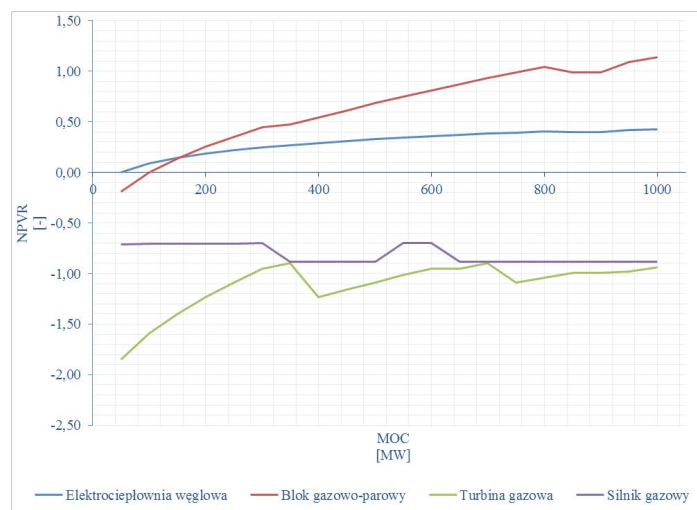
Rys. 3.23. Zależność NPV (wartości zaktualizowanej netto) projektów inwestycyjnych bazujących na analizowanych źródłach energii od źródeł energii rozważanych w scenariuszu niskich cen gazu
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.23. The relationship between the NPV (net present value) of the investment projects based on the analyzed energy sources and the capacities to be installed in the Low Gas Price Scenario



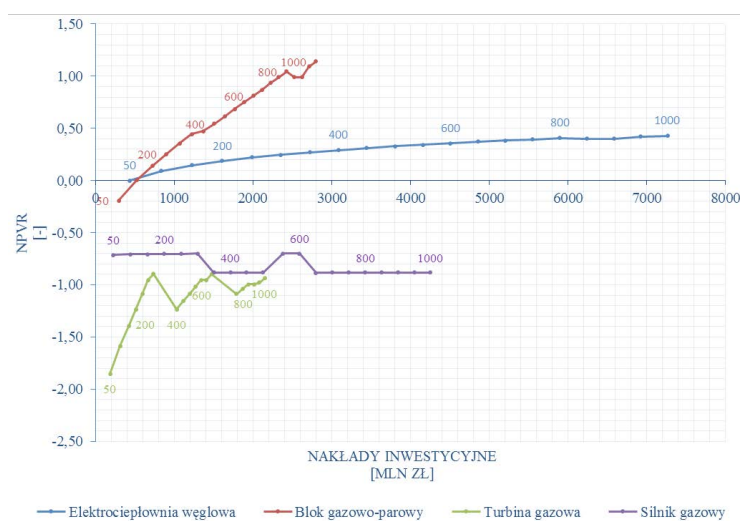
Rys. 3.24. Zależność NPV (wartości zaktualizowanej netto) projektów inwestycyjnych bazujących na analizowanych źródłach energii od nakładów inwestycyjnych dla scenariusza niskich cen gazu; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.24. The relationship between the NPV (net present value) of the investment projects based on the analyzed energy sources and the planned capital expenditures in the Low Gas Price Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation



Rys. 3.25. Zależność wartości NPVR (wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) dla scenariusza niskich cen gazu od mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach nowego projektu inwestycyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.25. The relationship between the NPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) and the capacities to be installed within the framework of the investment project for the Low Gas Price Scenario



Rys. 3.26. Zależność wartości NPVR (wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) dla scenariusza niskich cen gazu od nakładów inwestycyjnych poniesionych na zakup nowego aktywa wytwórczego; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych punktów informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji

Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.26. The relationship between the NPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) and the planned capital expenditures for generation assets in the Low Gas Price Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation

Rysunek 3.22 wskazuje, że bez względu na wielkość planowanego budżetu projektu należy wybrać do realizacji siłownię wyposażoną w bloki gazowo-parowe.

Na rysunku 3.23 przedstawiono wartości NPV (wartości zaktualizowanej netto) wyznaczone tradycyjną metodą dla analizowanych technologii przy wykorzystaniu deterministycznego modelu. Wraz ze wzrostem mocy elektrociepłowni węglowej i bloku gazowo-parowego wartość NPV wzrasta, przy czym wartości dla elektrociepłowni węglowej są nieco korzystniejsze w zakresie mocy do 550 MW. Wartości NPV obliczone dla turbin i silników gazowych wraz ze wzrostem mocy instalacji maleją.

Przy planowanym budżecie nie przekraczającym 631 mln zł korzystnie jest inwestować w elektrociepłownię węglową, a powyżej tej kwoty w bloki gazowo-parowe (rys. 3.24).

Analiza wartości NPVR (wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) od mocy wskazuje na zasadność inwestowania w elektrownie węglowe do mocy 150 MW, a powyżej tej mocy w bloki gazowo-parowe (rys. 3.25). Wartości NPVR od planowanych nakładów inwestycyjnych wskazują, że przy budżecie do 560 mln zł korzystnie jest inwestować w elektrociepłownię węglową, natomiast powyżej tej kwoty w elektrownię gazowo-parową.

Scenariusz wysokich cen energii elektrycznej

Na podstawie uzyskanych w tym scenariuszu rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wartości XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) i XNPVR (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) wyznaczono wartość oczekiwaną zmiennych objaśnianych i obliczono wartość CVaR (*Conditional Value at Risk*).

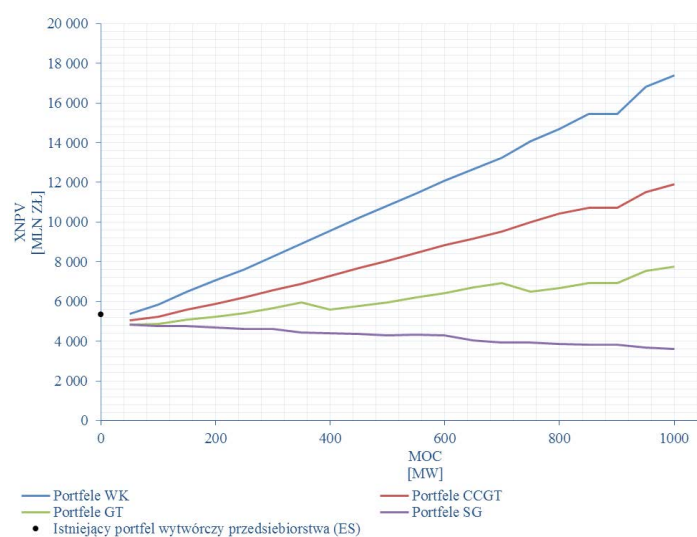
Na rysunkach 3.27 i 3.28 przedstawiono jak zmienia się wartość oczekiwana XNPV i NPVR poszczególnych portfeli od mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach nowego projektu inwestycyjnego. Wartości XNPV wskazują (rys. 3.27), że najkorzystniej wypada grupa portfeli zawierająca w składzie elektrociepłownię węglową. Drugim pod względem wartości XNPV jest grupa portfeli zawierających w swym składzie bloki gazowo-parowe.

Z punktu widzenia wartości XNPVR (rys. 3.28) dla mocy od 50 do 650 MW najkorzystniej wypada grupa portfeli WK, natomiast dla wartości mocy od 700 do 1000 MW portfel zawierający w składzie bloki gazowo-parowe.

Porównując wartość istniejącego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa X z wartościami portfeli uzyskanych po włączeniu analizowanych technologii do struktury wytwórczej przedsiębiorstwa można stwierdzić, że włączenie elektrociepłowni węglowej do struktury wytwórczej przedsiębiorstwa buduje jego wartość w całym zakresie mocy. Portfele zawierające w swym składzie blok gazowo-parowy charakteryzują się wyższą wartością XNPV w stosunku do istniejącego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa X dopiero przy mocy bloku gazowo-parowego większej od 150 MW. Pozostałe technologie nie wpływają korzystnie na wartość przedsiębiorstwa X. Potwierdza to również analiza wyników XNPVR.

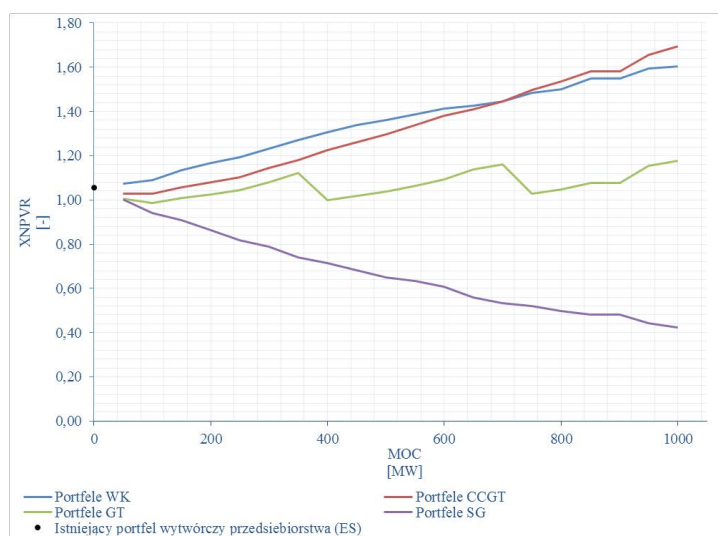
Rysunek 3.29 przedstawia mapę wartości oczekiwanej XNPVR analizowanych portfeli i CVaR (*Conditional Value at Risk*) wyznaczonych na podstawie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wartości XNPVR. Porównując wartości CVAR portfeli dla każdej z technologii z wartością CVaR istniejącego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa X można stwierdzić, że redukcja poziomu ryzyka jednostkowego w przypadku grupy portfeli WK następuje tylko dla instalacji o mocy poniżej 700 MW. W przypadku grupy portfeli CCGT jest to wartość równa 750 MW. Również turbiny gazowe pozwalają zredukować ryzyko budując jednocześnie wartość przedsiębiorstwa. W przypadku bloków gazowo-parowych największa redukcja ryzyka jednostkowego ma miejsce przy mocy instalacji równej 200 MW. Dla elektrociepłowni węglowej jest to wartość równa 150 MW. Najniższym ryzykiem charakteryzuje się portfel SG dla mocy 1000 MW. Natomiast najwyższą wartość XNPVR przyjmuje portfel CCGT dla mocy 1000 MW.

Wielkość XNPVR na jednostkę CVaR (*Conditional Value at Risk*) (XNPVR/CVaR) pozwala dokładnie prześledzić, jak zmienia się ranking portfeli wraz ze zmianą planowanej mocy i nakładów inwestycyjnych (rys. 3.30 i 3.31). Rysunek 3.30 wskazuje, że dla planowanej mocy jednostki wytwórczej w zakresie do 550 MW oraz od 850 do 900 MW nieco korzystniejszym wyborem są portfele WK. W pozostałych zakresach mocy należy decydować się na portfele CCGT. Jeżeli budżet planowanego projektu nie przekracza 594 mln zł



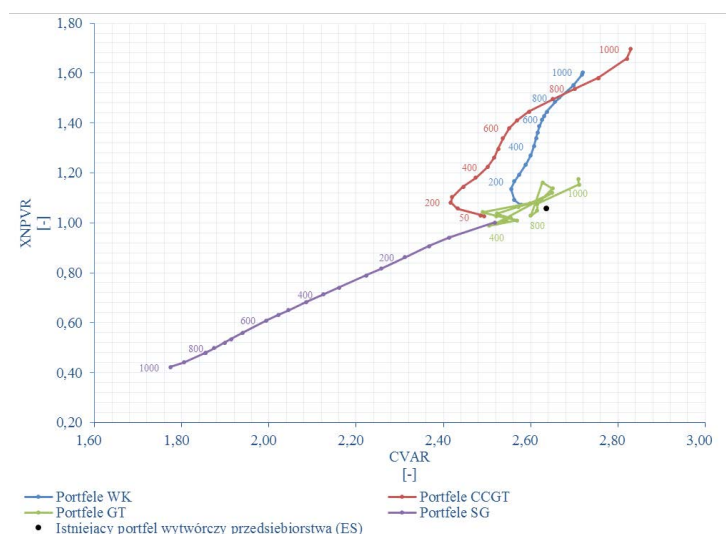
Rys. 3.27. Zależność XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) wytwórczych przedsiębiorstwa X od planowanej mocy dla scenariusza wysokich cen energii elektrycznej
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.27. The relationship between the XNPV (expanded net present value) of generating portfolios of an X-company and the capacities to be installed in the High Energy Price Scenario



Rys. 3.28. Zależność XNPVR portfela jednostek wytwórczych przedsiębiorstwa X od mocy dla scenariusza wysokich cen energii elektrycznej
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.28. The relationship between the XNPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) of generating portfolios of an X-company and the capacities to be installed in the High Energy Price Scenario



Rys. 3.29. Zależność XNPVR-CVaR dla poszczególnych portfeli dla scenariusza wysokich cen energii elektrycznej; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

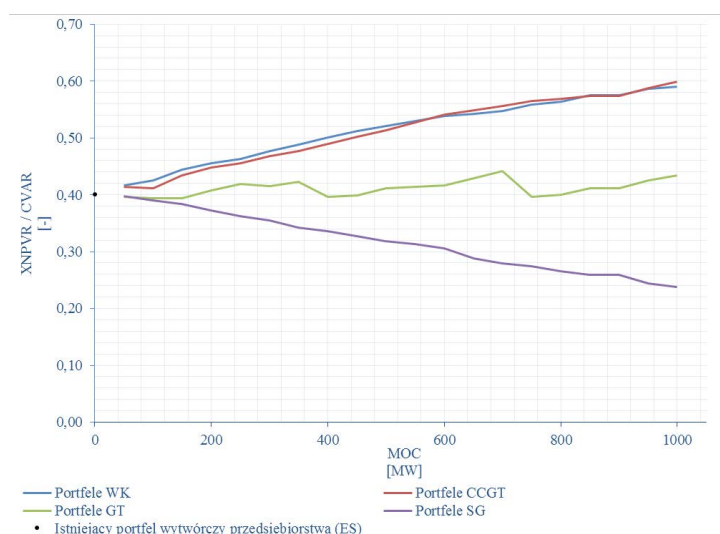
Fig. 3.29. The XNPVR-CVaR relationship for individual portfolios in the High Energy Price Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation

to technologią preferowaną powinna być elektrownia węglowa (rys. 3.31). Przy większym budżecie racjonalnym wyborem są bloki gazowo-parowe.

Na rysunku 3.32 przedstawiono wartości NPV (wartości zaktualizowanej netto) wyznaczonych dla analizowanych technologii przy wykorzystaniu deterministycznego modelu. Wraz ze wzrostem mocy elektrowni węglowej i bloku gazowo-parowego wartość NPV rośnie, przy czym wartości dla elektrowni węglowej są korzystniejsze. W niektórych przedziałach planowanej mocy instalacji rośnie wartość zaktualizowana netto projektu bazującego na turbinach gazowych. Dla silników gazowych wraz ze wzrostem mocy wartość NPV maleje.

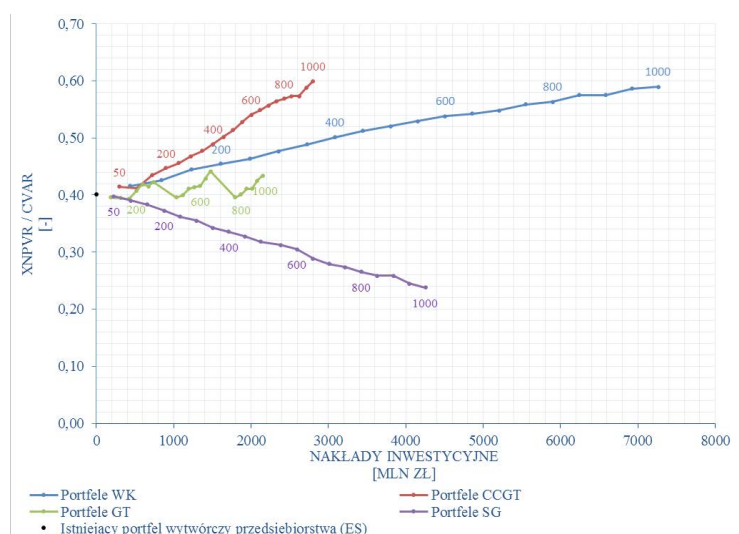
Wyniki analiz wartości NPV i NPVR (wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) od mocy nie są zgodne ze sobą. Z punktu widzenia NPVR do mocy 350 MW preferowaną technologią jest elektrownia węglowa, powyżej tej mocy należy decydować się na budowę bloku gazowo-parowego (rys. 3.32 i 3.33).

Wartość NPV od nakładów inwestycyjnych wskazuje, że przy planowanym budżecie do 1120 mln zł korzystnie jest inwestować w elektrownię węglową, natomiast powyżej tej kwoty w elektrownię gazowo-parową (rys. 3.34). Wyniki te potwierdza analiza wartości NPVR od planowanych nakładów inwestycyjnych, gdzie budżet graniczny powyżej którego warto wybrać bloki gazowo-parowe wynosi 1180 mln zł (rys. 3.35).



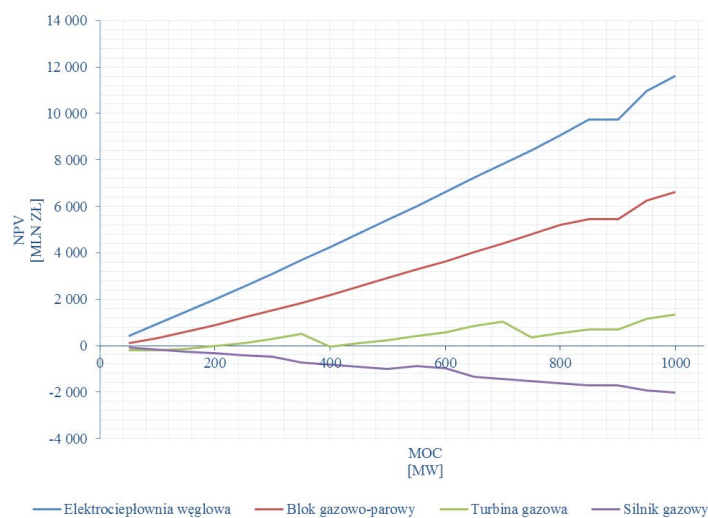
Rys. 3.30. Zależność wartości XNPVR/CVaR dla scenariusza wysokich cen energii elektrycznej od mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach planowanego projektu inwestycyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.30. The relationship between the XNPVR/CVaR and the capacities to be installed within the framework of the investment project in the High Energy Price Scenario



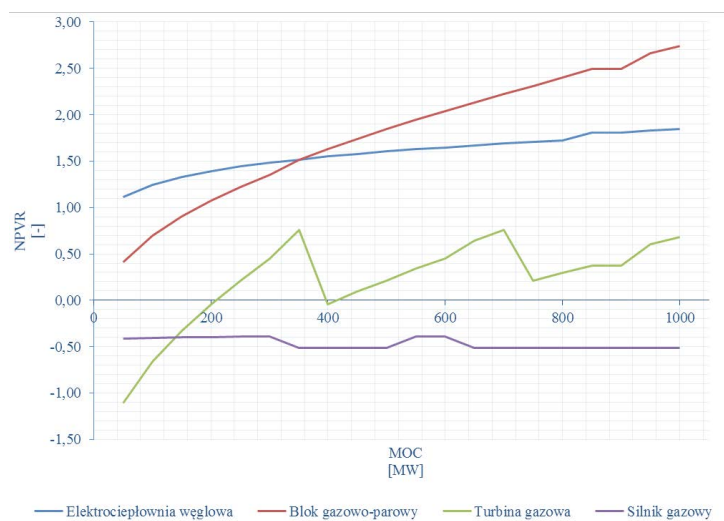
Rys. 3.31. Zależność wartości XNPVR/CVaR dla scenariusza wysokich cen energii elektrycznej od nakładów inwestycyjnych poniesionych na zakup nowego aktywa wytwórczego; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.31. The relationship between the XNPVR/CVaR and the planned capital expenditures for generation assets in the High Energy Price Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation



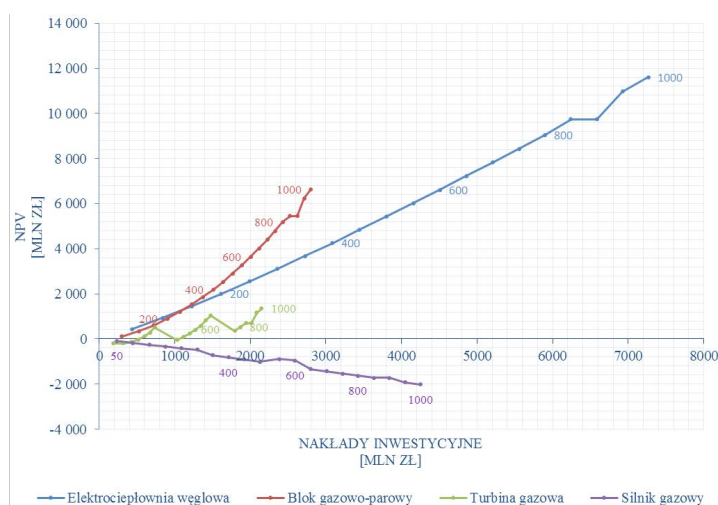
Rys. 3.32. Zależność NPV (wartość zaktualizowana netto) projektów inwestycyjnych bazujących na analizowanych źródłach energii od mocy źródeł rozważanych w scenariuszu wysokich cen energii elektrycznej
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.32. The relationship between the NPV (net present value) of the investment projects based on the analyzed energy sources and the capacities to be installed in the High Energy Price Scenario



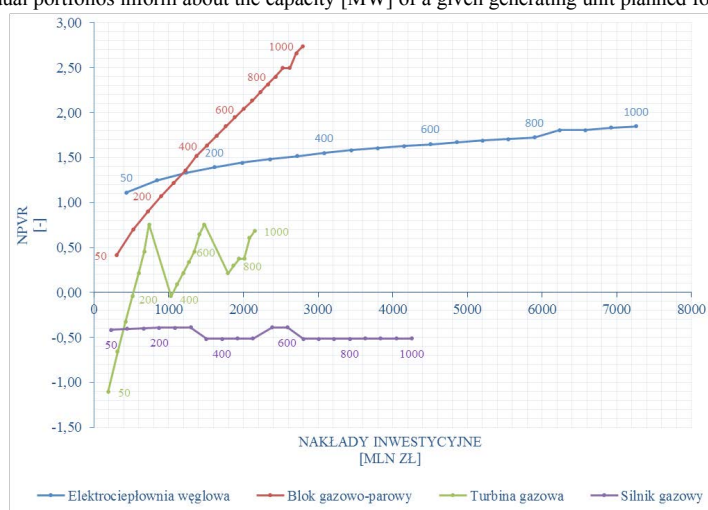
Rys. 3.33. Zależność wartości NPVR (wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) dla scenariusza wysokich cen energii elektrycznej od mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach planowanego projektu inwestycyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.33. The relationship between the NPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) and the capacities to be installed within the framework of the investment project in the High Energy Price Scenario



Rys. 3.34. Zależność NPV (wartość zaktualizowana netto) projektów inwestycyjnych bazujących na analizowanych źródłach energii od planowanych nakładów inwestycyjnych dla scenariusza wysokich cen energii elektrycznej; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.34. The relationship between the NPV (net present value) of the investment projects basing on renewable energy sources and the planned capital expenditures in the High Energy Price Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation



Rys. 3.35. Zależność wartości NPVR (rozszerzona wartość zaktualizowana netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) dla scenariusza wysokich cen energii elektrycznej od planowanych nakładów inwestycyjnych poniesionych na zakup nowego aktywa wytwórczego; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych punktów informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.35. The relationship between the NPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) and the planned capital expenditures for generation assets in the High Energy Price Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation

Scenariusz bez korelacji

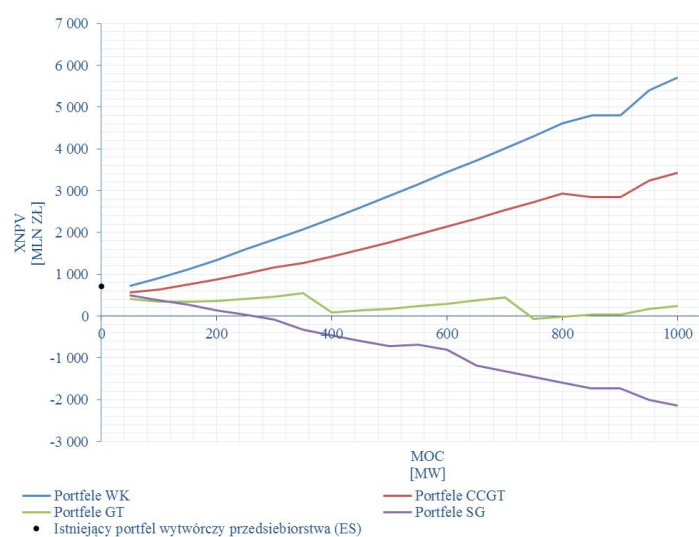
Symulacja modelu przeprowadzona dla wartości zmiennych objaśniających charakterystycznych dla scenariusza bez korelacji pozwoliła uzyskać rozkłady gęstości prawdopodobieństwa wartości XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) i XNPVR (rozszerzona wartość zaktualizowana netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) liczone w ramach czterech grup portfeli wytwórczych przedsiębiorstwa X. Na podstawie tych rozkładów wyznaczono wartość oczekiwaną zmiennych objaśnianych oraz obliczono CVaR (*Conditional Value at Risk*).

Na rysunkach 3.36 i 3.37 przedstawiono jak zmienia się wartość oczekiwana XNPV i XNPVR poszczególnych grup portfeli od planowanych mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach nowego projektu inwestycyjnego. Wartości XNPV wskazują (rys. 3.36), że najkorzystniej wypada grupa portfeli zawierających w składzie elektrociepłownię węglową. Drugim pod względem wartości XNPV jest grupa portfeli zawierających w swym składzie bloki gazowo-parowe.

Z punktu widzenia wartości XNPVR (rys. 3.37), w całym zakresie analizowanej mocy, najkorzystniej wypadają portfele WK. Drugą w rankingu grupą portfeli są portfele zawierające bloki gazowo-parowe. Porównując wartość istniejącego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa X z wartościami portfeli uzyskanych po włączeniu analizowanych technologii do struktury wytwórczej przedsiębiorstwa można stwierdzić, że włączenie elektrociepłowni węglowej do struktury wytwórczej przedsiębiorstwa korzystnie wpływa na jego wartość w całym zakresie mocy. Portfele zawierające w swym składzie bloki gazowo-parowe charakteryzują się wyższą wartością XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) w stosunku do istniejącego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa X dopiero przy mocy bloku gazowo-parowego większej od 150 MW. Pozostałe technologie nie budują wartości przedsiębiorstwa. Potwierdza to również analiza wyników XNPVR.

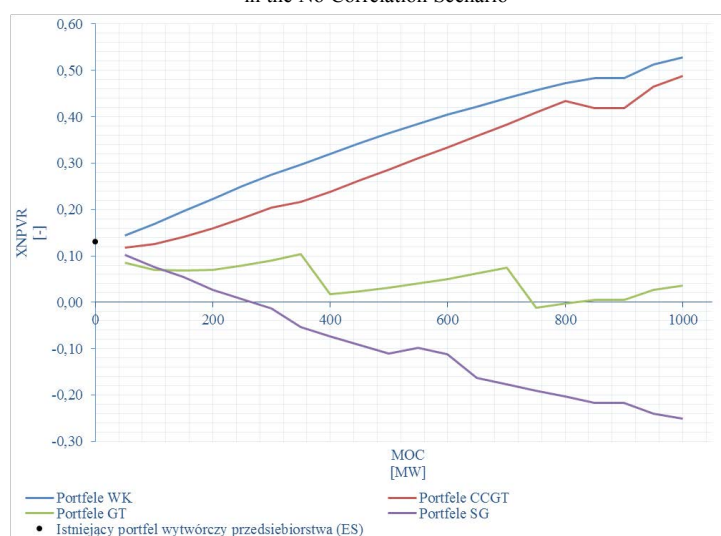
Rysunek 3.38 przedstawia mapę wartości oczekiwanej XNPVR analizowanych portfeli i CVaR (*Conditional Value at Risk*) wyznaczonych na podstawie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wartości XNPVR. Wszystkie portfele dla każdej z technologii charakteryzują się niższą wartością CVaR niż istniejący portfel wytwórczy przedsiębiorstwa X, co wskazuje, że realizacja każdego z projektów zredukuje poziom jednostkowego ryzyka. W przypadku bloków gazowo-parowych największa redukcja jednostkowego ryzyka ma miejsce dla jednostki wytwórczej o mocy 500 MW. Dla elektrociepłowni węglowej jest to wartość równa 600 MW. Najniższym ryzykiem charakteryzuje się portfel SG dla mocy 1000 MW. Natomiast najwyższą wartość XNPVR przyjmuje portfel WK dla mocy 1000 MW.

Analiza XNPVR/CVaR od mocy źródła energii (rys. 3.39) wskazuje, że w całym zakresie planowanej mocy jednostki wytwórczej należy wybrać grupę portfeli WK. Jeżeli budżet planowanego projektu nie przekracza 940 mln zł, to technologią preferowaną powinna być elektrociepłownia węglowa (rys. 3.40). Przy większym budżecie racjonalnym wyborem są bloki gazowo-parowe.



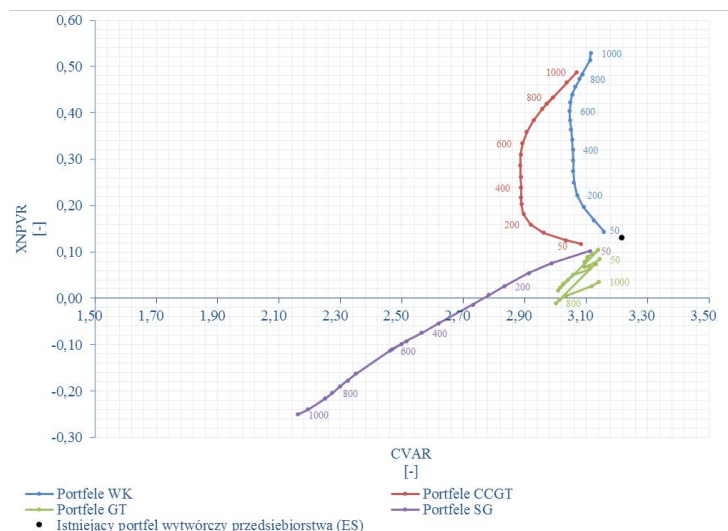
Rys. 3.36. Zależność XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) portfeli wytwórczych przedsiębiorstwa X od mocy źródeł energii rozważanych w scenariuszu bez korelacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.36. The relationship between the XNPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) of generating portfolios of an X-company and the capacities to be installed in the No Correlation Scenario



Rys. 3.37. Zależność XNPVR (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) portfela jednostek wytwórczych przedsiębiorstwa X od mocy źródeł energii rozważanych w scenariuszu bez korelacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.37. The relationship between the XNPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) of generating portfolios of an X-company and the capacities to be installed in the No Correlation Scenario



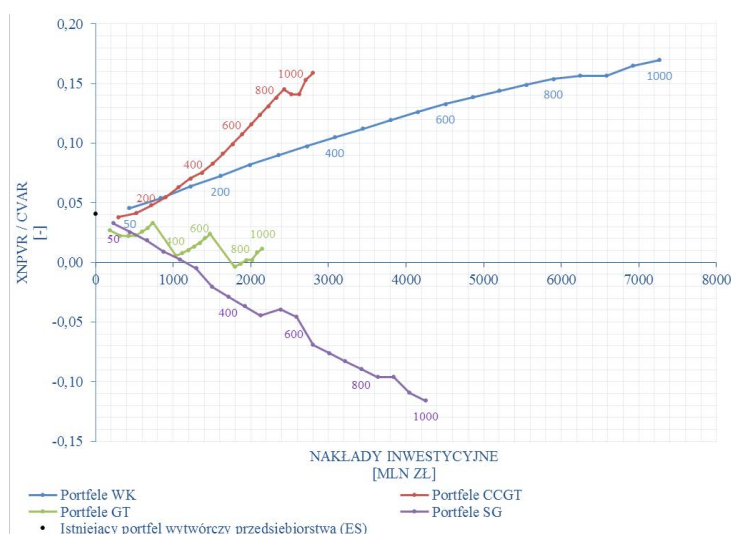
Rys. 3.38. Zależność XNPVR-CVaR dla poszczególnych portfeli dla scenariusza bez korelacji; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.38. The XNPVR-CVaR relationship for individual portfolios in the No Correlation Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation



Rys. 3.39. Zależność wartości XNPVR/CVaR dla scenariusza bez korelacji od mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach planowanego projektu inwestycyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.39. The relationship between the XNPVR/CVaR and the capacities to be installed within the framework of the investment project in the No Correlation Price Scenario



Rys. 3.40. Zależność wartości XNPVR/CVaR dla scenariusza bez korelacji od nakładów inwestycyjnych poniesionych na zakup nowego aktywa wytwórczego; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

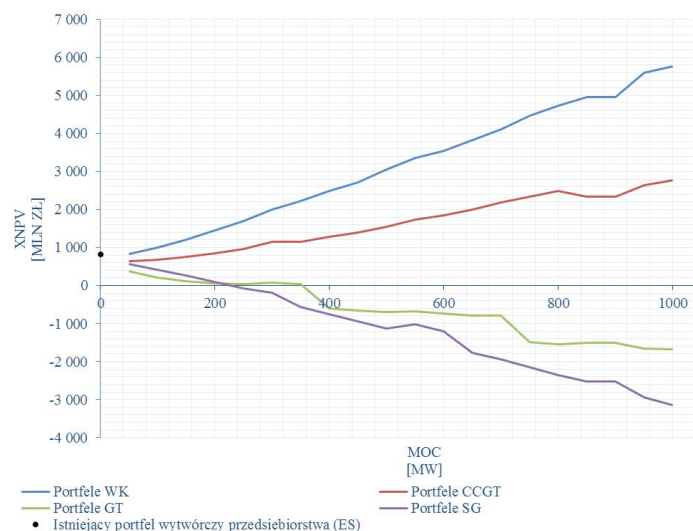
Fig. 3.40. The relationship between the XNPVR/CVaR and the planned capital expenditures for generation assets in the No Correlation Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation

Scenariusz ciągłej pracy źródła

Efektom symulacji modelu przeprowadzonej dla scenariusza ciągłej pracy źródła są rozkłady gęstości prawdopodobieństwa wartości XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) i XNPVR (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) liczone w ramach czterech grup portfeli wytwórczych przedsiębiorstwa X. Na podstawie tych rozkładów wyznaczono wartość oczekiwaną zmiennych objaśnianych oraz obliczono CVaR (*Conditional Value at Risk*).

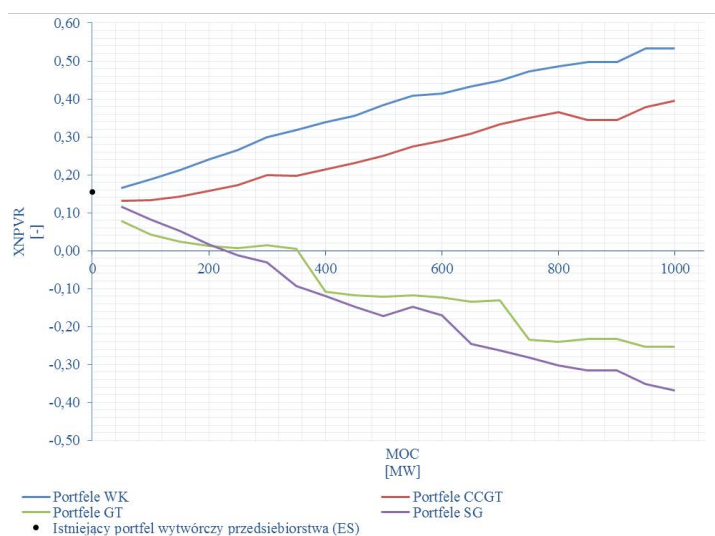
Na rysunkach 3.41 i 3.42 przedstawiono jak zmienia się wartość oczekiwana XNPV i XNPVR poszczególnych portfeli od planowanej mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach nowego projektu inwestycyjnego. Wartości XNPV wskazują (rys. 3.41), że najkorzystniej wypada grupa portfeli zawierających w składzie elektrociepłownię węglową. Drugą pod względem wartości XNPV jest grupa portfeli zawierających w swym składzie bloki gazowo-parowe.

Z punktu widzenia wartości XNPVR (rys. 3.42), w całym zakresie analizowanej mocy, najkorzystniej wypada grupa portfeli zawierających w składzie elektrociepłownię węglową. Drugą w rankingu grupą portfeli stanowią portfele zawierające bloki gazowo-parowe.



Rys. 3.41. Zależność XNPV (rozszerzona wartość zaktualizowana netto) portfeli wytwórczych przedsiębiorstwa X od mocy źródeł energii rozważanej w scenariuszu ciągłej pracy źródła
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.41. The relationship between the XNPV (expanded net present value) of generating portfolios of an X-company and the capacities to be installed in the Continuous Operation Scenario

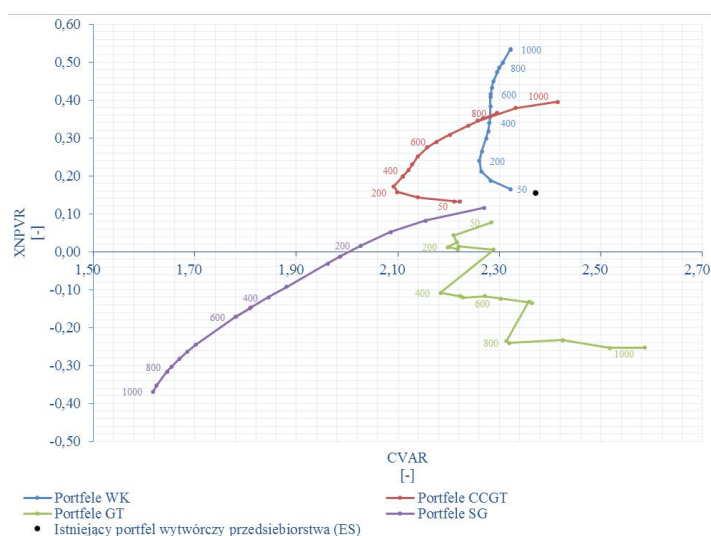


Rys. 3.42. Zależność XNPVR (rozszerzona wartość zaktualizowana netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) portfela jednostek wytwórczych przedsiębiorstwa X od mocy źródeł energii rozważanej w scenariuszu ciągłej pracy źródła
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.42. The relationship between the XNPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) of generating portfolios of an X-company and the capacities to be installed in the Continuous Operation Scenario

Porównując wartość XNPV istniejącego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa X z wartościami XNPV portfeli uzyskanych po włączeniu analizowanych technologii do struktury wytwórczej przedsiębiorstwa można stwierdzić, że włączenie elektrociepłowni węglowej do struktury wytwórczej przedsiębiorstwa korzystnie wpływa na jego wartość w całym zakresie planowanej mocy. Portfele zawierające w swym składzie bloki gazowo-parowe charakteryzują się wyższą wartością XNPV w stosunku do istniejącego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa X dopiero przy mocy bloku gazowo-parowego większej od 200 MW. Pozostałe technologie nie budują wartości przedsiębiorstwa. Potwierdza to również analiza wyników XNPVR.

Rysunek 3.43 przedstawia mapę wartości oczekiwanej XNPVR analizowanych portfeli i CVaR (*Conditional Value at Risk*) wyznaczonych na podstawie rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wartości XNPVR. Porównując wartości CVaR portfeli dla każdej z technologii z wartością CVaR istniejącego portfela wytwórczego przedsiębiorstwa X można stwierdzić, że redukcja poziomu ryzyka jednostkowego w przypadku grupy portfeli WK zachodzi w całym zakresie mocy. W przypadku bloków gazowo-parowych wyjątkiem jest portfel dla mocy źródła równej 1000 MW, a także portfele dla turbin gazowych w zakresie mocy od 900 do 1000 MW. W przypadku bloków gazowo-parowych największa redukcja jednostkowego ryzyka ma miejsce przy planowanej mocy jednostki wytwórczej równej 250 MW. Dla elektrociepłowni węglowej jest to wartość równa 200 MW. Najniższym ryzykiem charakteryzuje



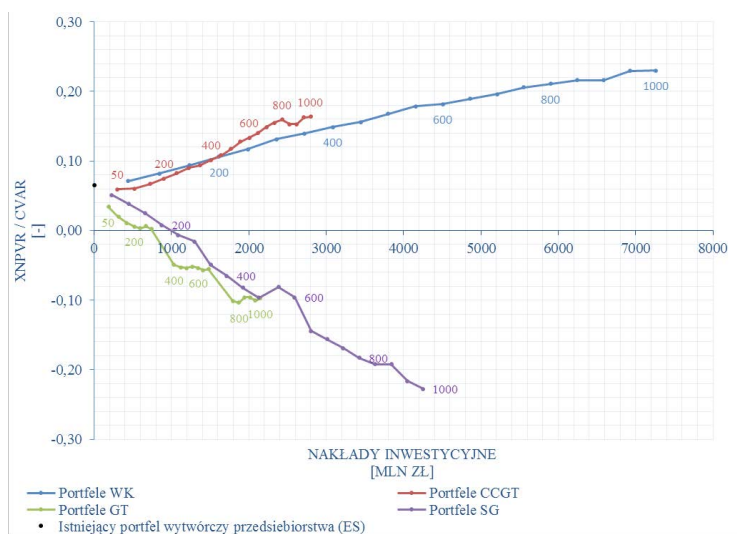
Rys. 3.43. Zależność XNPVR-CVaR dla poszczególnych portfeli dla scenariusza ciągłej pracy źródła; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.43. The XNPVR-CVaR relationship for individual portfolios in the Continuous Operation Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation



Rys. 3.44. Zależność wartości XNPVR/CVaR dla scenariusza ciągłej pracy źródła od mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach planowanego projektu inwestycyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.44. The relationship between the XNPVR/CVaR and the capacities to be installed within the framework of the investment project in the Continuous Operation Scenario



Rys. 3.45. Zależność wartości XNPVR/CVaR dla scenariusza ciągłej pracy źródła od nakładów inwestycyjnych poniesionych na zakup nowego aktywa wytwórczego; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.45. The relationship between the XNPVR/CVaR and the planned capital expenditures for generation assets in the Continuous Operation Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation

się portfel SG dla mocy 1000 MW. Natomiast najwyższą wartość XNPVR przyjmuje portfel CCGT dla mocy 1000 MW.

Wyniki analizy XNPVR/CVaR od mocy źródła energii (rys. 3.44) wskazują, że w całym zakresie planowanej mocy jednostki wytwórczej należy wybierać portfele WK. Jeżeli budżet planowanego projektu nie przekracza 1586 mln zł, to technologią preferowaną powinna być elektrownia węglowa (rys. 3.45). Przy większym budżecie racjonalnym wyborem jest blok gazowo-parowy.

3.1.12. Podsumowanie wyników badań symulacyjnych

Analiza wyników uzyskanych w trakcie badań symulacyjnych daje różne wskazania w zakresie wyboru projektu inwestycyjnego, a tym samym wyboru technologii wytwarzania energii elektrycznej. Na wybór mają wpływ dwa czynniki:

- rodzaj scenariusza, który inwestor przyjmuje jako najbardziej prawdopodobny,
- kryterium ograniczające, które inwestor przyjmuje przy wyborze projektu do realizacji.

Zwykle najbardziej prawdopodobnym scenariuszem jest scenariusz referencyjny, jednak z wielu względów nie musi tak być. Ponadto często wyniki uzyskane dla innych scenariuszy pełnią rolę pomocniczą w procesie podejmowania decyzji, potwierdzając wybór dokonany na podstawie scenariusza referencyjnego. Inwestor wybierając projekt inwestycyjny w zakresie wytwarzania energii może przyjąć różne kryterium ograniczające wybór np. planowaną wielkość mocy jednostki wytwórczej lub poziom planowanych nakładów inwestycyjnych. Przyjmując te kryteria dokonano zestawienia, dla planowanego do realizacji projektu inwestycyjnego, preferowanych technologii wytwarzania energii elektrycznej będących wynikiem wyceny portfeli wytwórczych przeprowadzonej przedstawioną metodą oraz wyceny projektów inwestycyjnych przeprowadzonej tradycyjną metodą. Zestawienia takie przygotowano w formie tabelarycznej dla każdego z badanych scenariuszy (tabele 3.40–3.45).

W przygotowanych zestawieniach ani raz nie są wymienione silniki gazowe i turbiny gazowe, co oznacza, że technologie te nie są tak atrakcyjne jak bloki gazowo-parowe i elektrownie węglowe. Wyniki w zakresie wyboru technologii różnią się od siebie w zależności od użytej metody wyceny. Zaproponowana w pracy metoda w porównaniu z tradycyjną metodą wyceny projektów inwestycyjnych często korzystniej postrzega wybór technologii gazowych. Mają na to wpływ dwa elementy: cechy technologii gazowych oraz cechy samej metody, która nie pomija ryzyka tak jak tradycyjna metoda wyceny projektów, oraz pozwala uwzględnić interakcje występujące pomiędzy aktywami portfela a także wziąć pod uwagę elastyczność operacyjną technologii gazowych.

Wpływ elastyczności operacyjnej na wybór technologii można określić porównując ze sobą wyniki uzyskane dla scenariusza referencyjnego i scenariusza ciągłej pracy źródła. Na rysunkach 3.46–3.50 przedstawiono jaki wpływ na wynik ma elastyczność operacyjna technologii gazowych.

Tabela 3.40

Preferowane technologie wytwarzania energii elektrycznej w zależności od poziomu planowanych nakładów inwestycyjnych dla scenariusza referencyjnego i wysokich cen energii elektrycznej

Table 3.40

The preferred electricity generation technologies, depending on the level of planned capital expenditures in the Reference Scenario and the High Energy Price Scenario

Nazwa scenariusza		Referencyjny			Wysokich cen energii elektrycznej		
Kryterium wyboru technologii		XNPVR/CVaR	NPV	NPVR	XNPVR/CVaR	NPV	NPVR
Nakłady inwestycyjne [mln zł]	do 594	WK	WK	WK	WK	WK	WK
	594,1–1 037	WK	WK	WK	CCGT	WK	WK
	1 037,1–1 120	CCGT	WK	WK	CCGT	WK	WK
	1 120,1–1 180	CCGT	WK	WK	CCGT	CCGT	WK
	1 180,1–2 031	CCGT	WK	WK	CCGT	CCGT	CCGT
	od 2 031	CCGT	CCGT	CCGT	CCGT	CCGT	CCGT

WK – elektrociepłownia opalana węglem kamiennym, CCGT – blok gazowo-parowy

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.41

Preferowane technologie wytwarzania energii elektrycznej w zależności od poziomu planowanych nakładów inwestycyjnych dla scenariusza referencyjnego i niskich cen gazu

Table 3.41

The preferred electricity generation technologies, depending on the level of planned capital expenditures in the Reference Scenario and the Low Gas Price Scenario

Nazwa scenariusza		Referencyjny			Niskich cen gazu		
Kryterium wyboru technologii		XNPVR/CVaR	NPV	NPVR	XNPVR/CVaR	NPV	NPVR
Nakłady inwestycyjne [mln zł]	do 560	WK	WK	WK	CCGT	WK	WK
	560,1–631	WK	WK	WK	CCGT	WK	CCGT
	631,1–940	WK	WK	WK	CCGT	CCGT	CCGT
	940,1–1037	WK	WK	WK	CCGT	CCGT	CCGT
	1 037,1–1 586	CCGT	WK	WK	CCGT	CCGT	CCGT
	1 586,1–2 031	CCGT	WK	WK	CCGT	CCGT	CCGT
	od 2 031,1	CCGT	CCGT	CCGT	CCGT	CCGT	CCGT

WK – elektrociepłownia opalana węglem kamiennym, CCGT – blok gazowo-parowy

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.42

Preferowane technologie wytwarzania energii elektrycznej w zależności od poziomu planowanych nakładów inwestycyjnych dla scenariusza referencyjnego, bez korelacji i ciągłej pracy źródła

Table 3.42

The preferred electricity generation technologies, depending on the level of planned capital expenditures in the Reference Scenario, No Correlation Scenario and the Continuous Operation Scenario

Nazwa scenariusza		Referencyjny			Bez korelacji	Ciągłej pracy źródła
Kryterium wyboru technologii		XNPVR/CVaR	NPV	NPVR	XNPVR/CVaR	XNPVR/CVaR
Nakłady inwestycyjne [mln zł]	do 940	WK	WK	WK	WK	WK
	940,1–1037	WK	WK	WK	CCGT	WK
	1 037,1–1 586	CCGT	WK	WK	CCGT	WK
	1 586,1–2 031	CCGT	WK	WK	CCGT	CCGT
	od 2 031,1	CCGT	CCGT	CCGT	CCGT	CCGT

WK – elektrociepłownia opalana węglem kamiennym, CCGT – blok gazowo-parowy

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.43

Preferowane technologie wytwarzania energii elektrycznej w zależności od poziomu mocy jednostki wytwórczej dla scenariusza referencyjnego i wysokich cen energii elektrycznej

Table 3.43

The preferred electricity generation technologies depending on the capacity of a given generating unit in the Reference Scenario and the High Energy Price Scenario

Nazwa scenariusza		Referencyjny			Wysokich cen energii elektrycznej		
Kryterium wyboru technologii		XNPVR/CVaR	NPV	NPVR	XNPVR/CVaR	NPV	NPVR
Moc [MW]	50–350	WK	WK	WK	WK	WK	WK
	350,1–550	WK	WK	WK	WK	WK	CCGT
	550,1–850	WK	WK	WK	CCGT	WK	CCGT
	850,1–900	WK	WK	WK	WK	WK	CCGT
	900,1–1 000	WK	WK	WK	CCGT	WK	CCGT

WK – elektrociepłownia opalana węglem kamiennym, CCGT – blok gazowo-parowy

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.44

Preferowane technologie wytwarzania energii elektrycznej w zależności od poziomu mocy jednostki wytwórczej dla scenariusza referencyjnego i niskich cen gazu

Table 3.44

The preferred electricity generation technologies depending on the capacity of a given generating unit in the Reference Scenario and the Low Gas Price Scenario

Nazwa scenariusza		Referencyjny			Niskich cen gazu		
Kryterium wyboru technologii		XNPVR/CVaR	NPV	NPVR	XNPVR/CVaR	NPV	NPVR
Moc [MW]	50–100	WK	WK	WK	WK	WK	WK
	100,1–150	WK	WK	WK	CCGT	WK	WK
	150,1–550	WK	WK	WK	CCGT	WK	CCGT
	550,1–1 000	WK	WK	WK	CCGT	CCGT	CCGT

WK – elektrownia opalana węglem kamiennym, CCGT – blok gazowo-parowy

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.45

Preferowane technologie wytwarzania energii elektrycznej w zależności od poziomu mocy jednostki wytwórczej dla scenariusza referencyjnego, bez korelacji i ciągłej pracy źródła

Table 3.45

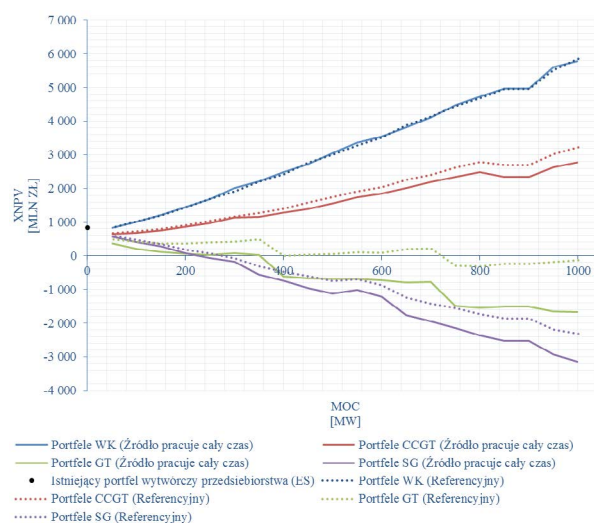
The preferred electricity generation technologies depending on the capacity of a given generating unit in the Reference Scenario, No Correlation Scenario and the Continuous Operation Scenario

Nazwa scenariusza		Referencyjny			Bez korelacji	Ciągłej pracy źródła
Kryterium wyboru technologii		XNPVR/CVaR	NPV	NPVR	XNPVR/CVaR	XNPVR/CVaR
Moc [MW]	50–1000	WK	WK	WK	WK	WK

WK – elektrownia opalana węglem kamiennym, CCGT – blok gazowo-parowy

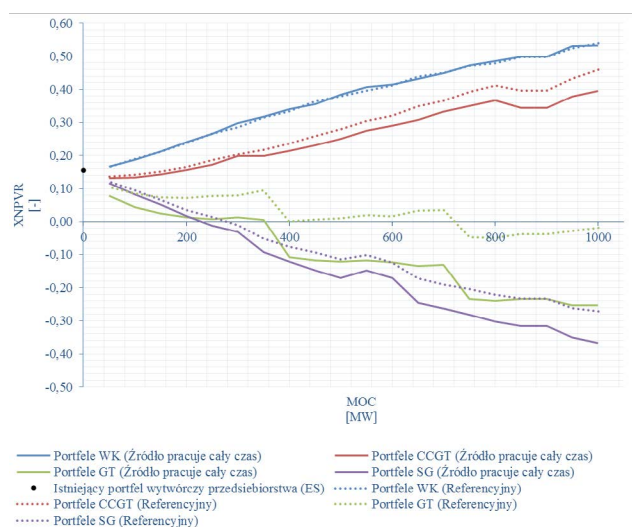
Źródło: opracowanie własne

Na powyższych rysunkach krzywe reprezentujące grupę portfeli zawierających w swym składzie elektrownie węglowe pokrywają się ze sobą. Wynika to z faktu, że w modelu dla technologii węglowej nie uwzględniono elastyczności operacyjnej uznając, że elektro-



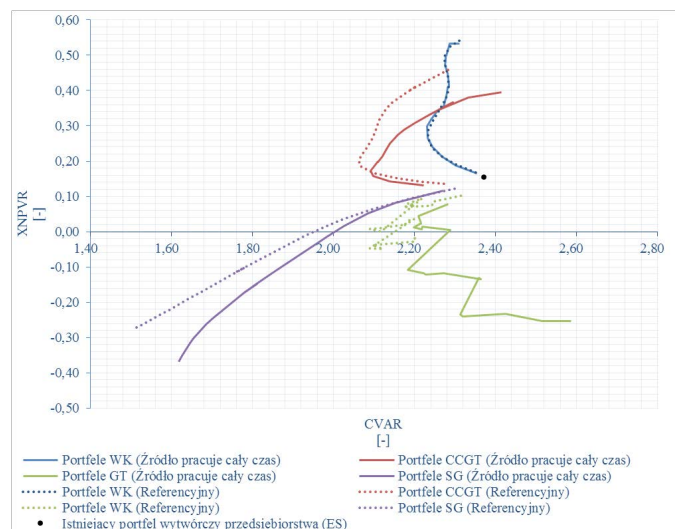
Rys. 3.46. Zależność XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) portfeli wytwórczych przedsiębiorstwa X od mocy źródeł energii rozważanej w scenariuszu ciągłej pracy źródła (linia ciągła) i scenariuszu referencyjnym (linia przerywana)
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.46. The relationship between the XNPV (expanded net present value) of generating portfolios of an X-company and the capacities to be installed in the Continuous Operation Scenario (solid line) and the Reference Scenario (dotted line)



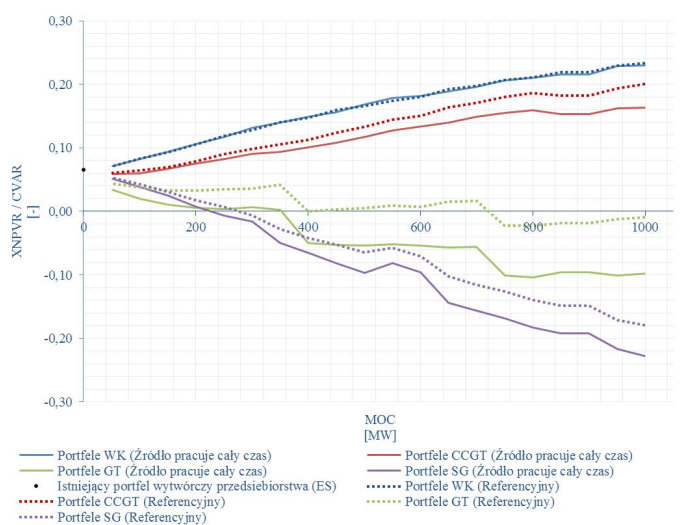
Rys. 3.47. Zależność XNPVR (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) portfeli wytwórczych przedsiębiorstwa X od mocy źródeł energii rozważanej w scenariuszu ciągłej pracy źródła (linia ciągła) i scenariuszu referencyjnym (linia przerywana)
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.47. The relationship between the XNPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) of generating portfolios of an X-company and the capacities to be installed in the Continuous Operation Scenario (solid line) and the Reference Scenario (dotted line)



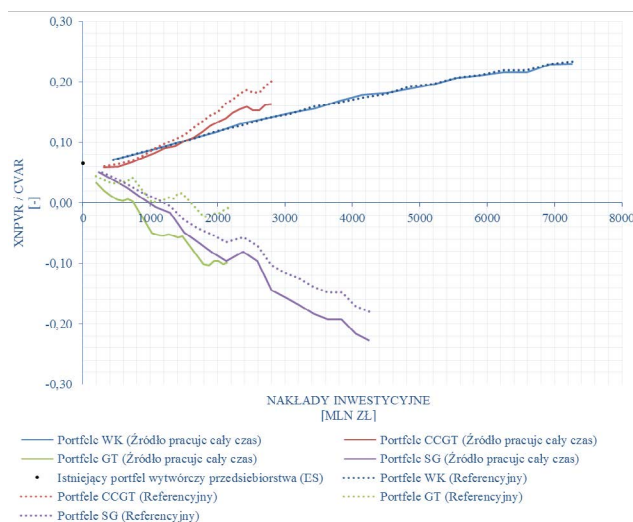
Rys. 3.48. Zależność XNPVR-CVaR dla poszczególnych portfeli dla scenariusza ciągłej pracy źródła (linia ciągła) i scenariusza referencyjnego (linia przerywana)
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.48. The XNPVR-CVaR relationship for individual portfolios in the Continuous Operation Scenario (solid line) and the Reference Scenario (dotted line)



Rys. 3.49. Zależność XNPVR/CVaR dla scenariusza ciągłej pracy źródła (linia ciągła) i scenariusza referencyjnego (linia przerywana) od mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach planowanego projektu inwestycyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.49. The relationship between the XNPVR/CVaR and the capacities to be installed within the framework of the investment project in the Continuous Operation Scenario (solid line) and the Reference Scenario (dotted line)



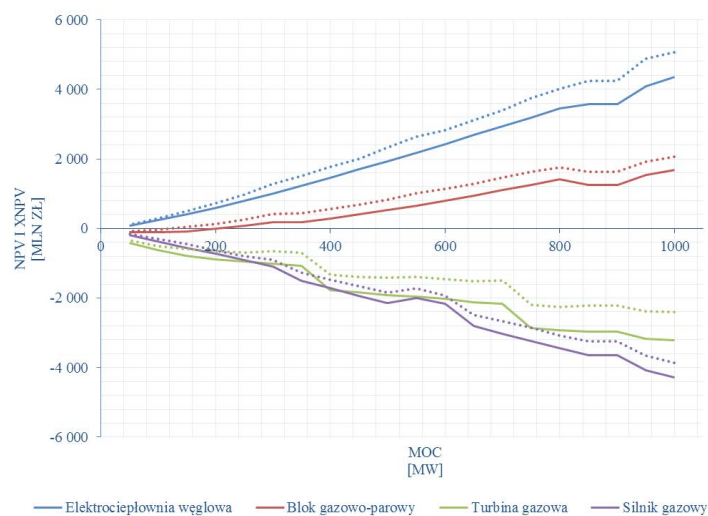
Rys. 3.50. Wartość XNPVR/CVaR dla scenariusza ciągłej pracy źródła (linia ciągła) i scenariusza referencyjnego (linia przerywana) od planowanych nakładów inwestycyjnych poniesionych na zakup nowego aktywa wytwórczego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.50. The relationship between the XNPVR/CVaR and the planned capital expenditures for generation assets in the Continuous Operation Scenario (solid line) and the Reference Scenario (dotted line)

ciepłownia opalana węglem kamiennym pracuje w sposób ciągły. Elastyczność operacyjna największy wpływ ma na grupę portfeli GT zawierających w swym składzie turbiny gazowe, a najmniejszy na grupę portfeli CCGT.

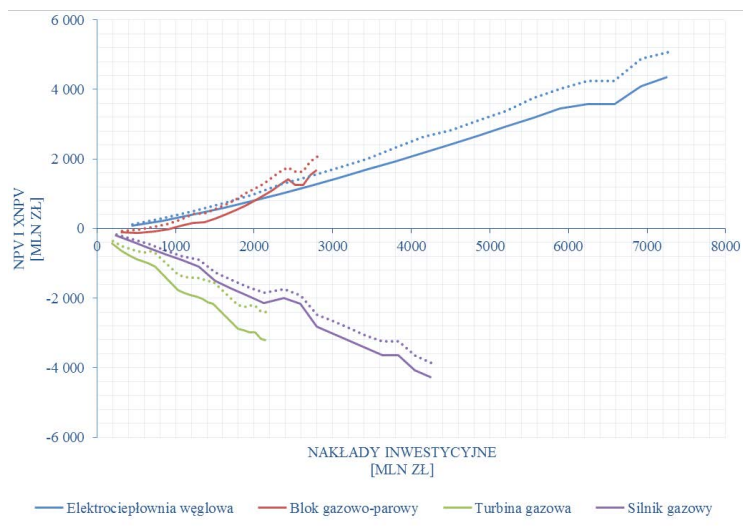
Aby określić znaczenie ujętego w modelu wpływu aktywa wytwórczego na inne aktywa portfela oraz zastosowania modelu stochastycznego konieczne jest porównanie wartości NPV (wartości zaktualizowanej netto) wyznaczonych tradycyjną metodą dla scenariusza referencyjnego i wartości XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) wyznaczonych autorską metodą dla scenariusza ciągłej pracy źródła. Wyniki przedstawione na rysunkach 3.51 i 3.52 potwierdzają, że uwzględnienie w modelu wpływu aktywa wytwórczego na inne aktywa w portfelu oraz zastosowanie modelu stochastycznego może mieć istotny wpływ na wycenę projektów i wybór technologii.

Uwzględnienie ryzyka w analizie może mieć wpływ na wybór technologii. Taki wniosek można wyciągnąć na podstawie analizy porównawczej rysunków 3.60 i 3.61. Rysunek 3.53 prezentuje wartości XNPVR (rozszerzona wartość zaktualizowana netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) grup portfeli WK i CCGT dla scenariusza Referencyjnego od wartości planowanych nakładów inwestycyjnych. W tym przypadku wartość nakładów inwestycyjnych przy których portfel CCGT zyskuje przewagę nad portfelem WK musi być wyższa od 1430 mln zł. Ponadto dopiero przy mocy bloku gazowo-parowego



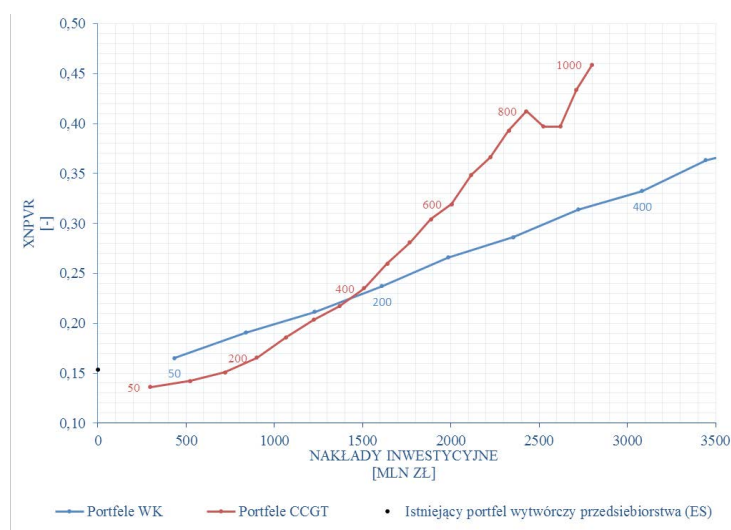
Rys. 3.51. Zależność wartości NPV (wartości zaktualizowanej netto) dla scenariusza referencyjnego (linia ciągła) i XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) dla scenariusza ciągłej pracy źródła (linia przerywana) od mocy źródeł energii rozważanych do realizacji w ramach planowanego projektu inwestycyjnego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.51. The relationship between the NPV (net present value) in the Reference Scenario (solid line) or the XNPV (net present value expanded to the discounted value of the investment) in the Continuous Operation Scenario (dotted line) and the capacities to be installed within the framework of the investment project



Rys. 3.52. Wartość NPV (wartości zaktualizowanej netto) dla scenariusza referencyjnego (linia ciągła) i XNPV (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto) dla scenariusza ciągłej pracy źródła (linia przerywana) od planowanych nakładów inwestycyjnych na zakup nowego aktywa wytwórczego
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.52. The relationship between the NPV (net present value) in the Reference Scenario (solid line) and the XNPV (expanded net present value) or the Continuous Operation Scenario (dotted line) and the planned capital expenditures for generation assets

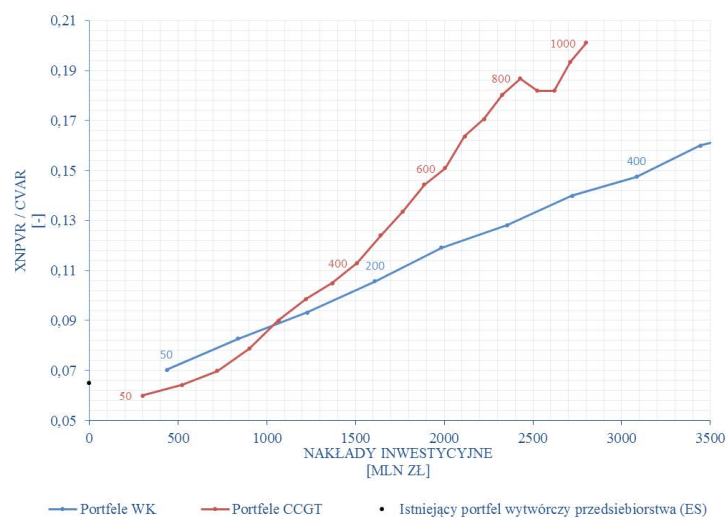


Rys. 3.53. Zależność wartości XNPVR (rozszerzonej wartości zaktualizowanej netto do zdyskontowanej wartości nakładów inwestycyjnych) grup portfeli WK i CCGT dla scenariusza referencyjnego od planowanych nakładów inwestycyjnych; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji

Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.53. The relationship between the XNPVR (net present value expanded to the discounted value of the investment) of the hard coal and CCGT portfolio groups and the planned capital expenditures in the Reference Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation

większej od 150 MW realizacja projektu bazującego na tej technologii zwiększy wartość przedsiębiorstwa X. Rysunek 3.54 prezentuje wartości XNPVR skorygowane o ryzyko wyrażone wartościami CVaR (*Conditional Value at Risk*). Z punktu widzenia XNPVR/CVaR minimalna wartość nakładów inwestycyjnych, dla których wybór bloków gazowo-parowych jest zasadny, wynosi 1037 mln zł. Jest to kwota o 393 mln zł niższa od kwoty wynikającej z analizy XNPVR. Zmienia się także minimalna moc jednostki wytwórczej, przy której projekt inwestycyjny bazujący na blokach gazowo-parowych buduje wartość przedsiębiorstwa. W tym przypadku jest to nieco ponad 100 MW.



Rys. 3.54. Zależność wartości XNPVR/CVaR grup portfeli WK i CCGT dla scenariusza referencyjnego od planowanych nakładów inwestycyjnych; wartości na wykresie przypisane do poszczególnych portfeli informują o mocy [MW] jednostki wytwórczej planowanej do realizacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.54. The relationship between the XNPVR/CVaR of the WK and CCGT portfolio groups and the planned capital expenditures in the Reference Scenario; values on the graph assigned to individual portfolios inform about the capacity [MW] of a given generating unit planned for installation

4. Podsumowanie i wnioski

Przedmiotem rozważań prezentowanej pracy jest metoda doboru technologii wytwarzania energii elektrycznej oparta na analizie ryzyka i wartości przedsiębiorstwa energetycznego. Przedsiębiorstwo energetyczne, chcąc zwiększyć swój potencjał produkcyjny, staje przed koniecznością doboru technologii wytwarzania energii do istniejącego portfela technologii. Właściwy wybór technologii ma kluczowe znaczenie dla powodzenia przedsięwzięcia inwestycyjnego i rozwoju przedsiębiorstwa. Przedstawiono w jaki sposób przedsiębiorstwo energetyczne powinno, na podstawie predefiniowanych kryteriów, dokonywać doboru technologii poprzez wybór projektu inwestycyjnego z pewnej liczby dostępnych do realizacji projektów wykorzystujących różne technologie, uwzględniając przy tym wpływ wybranego projektu na istniejący portfel wytwórczy przedsiębiorstwa, dostępną elastyczność decyzyjną oraz wartość przedsiębiorstwa i analizę ryzyka. Wymagało to uporządkowania podejścia do analizowanego zagadnienia, czego efektem było zaproponowanie algorytmu postępowania, który pozwala prowadzić modelowanie symulacyjne w zakresie wyboru projektu do realizacji. Skuteczność tego algorytmu została sprawdzona na przykładzie hipotetycznego problemu decyzyjnego z zakresu wyboru technologii wytwarzania energii elektrycznej. Uzyskane wyniki zostały porównane z wynikami tradycyjnej metody oceny ekonomicznej projektów wykorzystującej klasyczny rachunek dyskonta. Pozwoliło to ocenić korzyści, rozumiane jako wzrost wartości przedsiębiorstwa i zmniejszenie ryzyka jego funkcjonowania, wynikające z wdrożenia technologii energetycznych bazujących na gazie ziemnym na tle węglowej technologii wytwarzania energii elektrycznej.

Wyniki przeprowadzonych prac badawczych pozwoliły na sformułowanie następujących wniosków:

1. Wskazania w zakresie wyboru technologii dla realizacji planowanego projektu inwestycyjnego uzyskane w toku wykorzystania autorskiej metody mogą różnić się istotnie od wskazań będących wynikiem zastosowania tradycyjnej metody wyceny projektów energetycznych. Różnice te są wynikiem uwzględnienia w autorskiej metodzie: elastyczności operacyjnej źródeł energii, ryzyka i interakcji występujących pomiędzy aktywami portfela.
2. Elastyczność operacyjna jednostek wytwórczych w zakresie wytwarzania energii może redukować poziom ryzyka jednostkowego i wpływać na wzrost atrakcyjności ekonomicznej technologii energetycznych.

3. Dywersyfikacja struktury wytwórczej przedsiębiorstwa energetycznego poprzez łączenie bloków gazowo-parowych z istniejącymi węglowymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej może korzystnie wpływać na wartość przedsiębiorstwa oraz obniżyć poziom ryzyka, jakim obciążone są jednostkowe przepływy pieniężne przedsiębiorstwa.
4. Z punktu widzenia wyboru technologii do realizacji planowanego projektu inwestycyjnego turbiny i silniki gazowe są mniej atrakcyjne niż elektrociepłownie węglowe i bloki gazowo-parowe.
5. Względna atrakcyjność ekonomiczna projektów bazujących na blokach gazowo-parowych w porównaniu z projektami bazującymi na elektrociepłowniach węglowych maleje wraz ze wzrostem planowanej mocy jednostki wytwórczej dla rozważanego do realizacji projektu inwestycyjnego.
6. Względna atrakcyjność ekonomiczna projektów bazujących na blokach gazowo-parowych w porównaniu z projektami bazującymi na elektrociepłowniach węglowych pogłębia się wraz ze wzrostem poziomu planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację projektu budowy źródła energii.

Niniejsza praca nie wyczerpuje tematu, stanowiąc punkt wyjścia do dalszych badań nad rozwojem i zastosowaniem metod wyboru technologii wytwarzania energii dla planowanego do realizacji projektu inwestycyjnego. Przyszłe badania powinny dotyczyć:

- oceny wpływu wartości współczynników korelacji przyjmowanych dla poszczególnych par zmiennych na wyniki badań symulacyjnych,
- problematyki modelowania elastyczności operacyjnej źródeł energii,
- problematyki związanej z implementacją w modelu i wyceną innych opcji rzeczowych, w tym szczególnie możliwości wyceny opcji rzeczowych metodą Monte Carlo,
- oceny możliwości zastosowania zaproponowanej metody do optymalizacji krajowej struktury wytwórczej w kontekście maksymalizacji bezpieczeństwa energetycznego przy jednoczesnej minimalizacji kosztów wytwarzania energii,
- możliwości włączenia do analizy kolejnych kryteriów, na bazie których będzie dokonywany wybór technologii dla planowanego do realizacji projektu inwestycyjnego.

Literatura

- Abadie L.M., Chamorro J.M., 2008 – Valuing flexibility: The case of an Integrated Gasification Combined Cycle power plant. *Energy Economics*, vol. 30, issue 4/2008, p. 1850–1881.
- Adam i in. 2008 – Adam A., Houkari M., Laurent J.P., 2008 – Spectral risk measures and portfolio selection. *Journal of Banking and Finance*, vol. 32, no. 9/2008, p. 1870–1882.
- Afgan i in. 2007 – Afgan N.H., Pilavachi P.A., Carvalho M.G., 2007 – Multi-criteria evaluation of natural gas resources. *Energy Policy*, nr 35/2007, p. 704–713.
- Albanese C., Lawi S., 2004 – Spectral Risk Measures for Credit Portfolios. [In:] *Risk measures for the 21st century*. Wiley 2004, p. 209–226.
- Allan i in. 2011 – Allan G., Eromenko I., McGregor P., Swales K., 2011 – The regional electricity generation mix in Scotland: A portfolio selection approach incorporating marine technologies. *Energy Policy*, vol. 39 (1)/2011, p. 6–22.
- A mean-variance... 2007 – A mean-variance portfolio optimisation of California's generation mix to 2020: achieving California's 33 percent Renewable Portfolio Standard goal. Report for California Energy Commission, July 2007.
- Amram M., Kulatilaka N., 1999 – *Real options: managing strategic investment in an uncertain world*. Harvard Business School Press.
- Analiza... 1997 – Analiza kosztów i korzyści projektów inwestycyjnych. Przewodnik. Fundusz Strukturalny – EFRR, Fundusz Spójności i ISPA.
- Andersson i in. 1999 – Andersson F., Mausser H., Rosen D., Uryasev S., 1999 – Credit Risk Optimization with Conditional Value-at-Risk criterion. *Mathematical Programming, Series B*, no. 89/1999, p. 273–291.
- Arnesano i in. 2012 – Arnesano M., Carlucci A.P., Laforgia D., 2012 – Extension of portfolio theory application to energy planning problem – The Italian case. *Energy*, no. 39/2012, p. 112–124.
- Artzner i in. 1997 – Artzner P., Delbaen F., Eber J.M., Heath D., 1997 – Thinking Coherently. *Risk*, no. 10/1997, p. 68–71.
- Artzner i in. 1999 – Artzner P., Delbaen F., Eber J.M., Heath D., 1999 – Coherent Measures of Risk. *Mathematical Finance*, no. 9/1999, p. 203–220.
- Aspelund A., Gundersen T., 2009 – A liquefied energy chain for transport and utilization of natural gas for power production with CO₂ capture and storage – Part 1. *Applied Energy*, nr 86/2009, p. 781–792.
- Awerbuch S., 1993 – The surprising role of risk and discount rates in utility integrated-resource planning. *The Electricity Journal*, vol. 6, no. 3/1993, p. 20–33.

- Awerbuch S., 1995 – Market-based IRP: it's easy! *The Electricity Journal*, vol. 8, no. 3/1995, p. 50–67.
- Awerbuch i in. 1996 – Awerbuch S., Dillard J., Mouck, T., Preston A., 1996 – Capital budgeting, technological innovation and the emerging competitive environment of the electric power industry. *Energy Policy*, vol. 24, no. 2/1996, p. 195–202.
- Awerbuch S., 2000 – Investing in photovoltaics: risk, accounting and the value of new Technology. *Energy Policy*, no. 28/2000, p. 1023–1035.
- Awerbuch S., Berger M., 2003a – Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy-making. IEA/EET Working Paper, Paris (www.iea.org/textbase/papers/2003/port.pdf) [Dostęp: 15.06.2014].
- Awerbuch S., Berger M., 2003b – Energy Security and Diversity in the EU: A Mean–Variance Portfolio approach. IEA Research Paper, Paris.
- Awerbuch i in. 2005a – Awerbuch S., Beurskens L., Jansen J. C., Drennen T. E., 2005 – The cost of geothermal energy in the western US region: a portfolio-based approach a mean-variance portfolio optimization of the regions' generating mix to 2013. Sandia Report.
- Awerbuch i in. 2005b – Awerbuch S., Jansen, J.C., Beurskens, L.W.M., 2005 – Portfolio based capacity planning: how renewables really impact overall generating cost and energy security. Presentation to seminar "Portfolio-Based Electricity Generation Planning". Tunis.
- Awerbuch S., 2006a – The Role of Wind Generation in Enhancing Scotland's Energy Diversity and Security: A Mean-Variance Portfolio Optimization of Scotland's Generating Mix – Detailed Analysis and Conclusions, vol. II. Airtricity, Greenock, Scotland.
- Awerbuch S., 2006b – Portfolio-based electricity generation planning: policy implications for renewables and energy security. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, nr 11/2006, p. 693–710.
- Awerbuch S., Yang S., 2007 – Efficient electricity generating portfolios for Europe: maximising energy security and climate change mitigation. *EIB Papers*, nr 2/2007, p. 8–37.
- Awerbuch S., 2008 – The role of wind generation in enhancing Scotland's energy diversity and security. [In:] *Analytical Methods for Energy Diversity and Security*. Elsevier, Amsterdam.
- Awerbuch S., Yang M., 2008 – Efficient Electricity Generating Portfolios for Europe. [In:] *Analytical Methods for Energy Diversity and Security*. Elsevier, London.
- Balzer L., 2001 – Investment risk: a unified approach to upside and downside returns. [In:] *Managing downside risk in financial markets: Theory, practice and implementation*. Oxford Butterworth-Heinemann 2001, p. 103–105.
- Baran J., 2009 – Korzyści skali a wyniki ekonomiczno-finansowe przedsiębiorstw przetwórstwa mleka w latach 2004–2006. *Zeszyty Naukowe SGGW - Ekonomika i Org. Gosp. Żywnościowej*, nr 76/2009, s. 95–108.
- Bar-Lev D., Katz S., 1976 – A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry. *The Journal of Finance*, vol. 31, no. 3/1976, p. 933–947.
- Bartelj i in. 2010 – Bartelj L., Parevan D., Gubina A.F., Golob R., 2010 – Valuating a risk from sales contract offer maturity in electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, no. 2/2010, p. 147–155.
- Bartnik R., 2005 – Metodyka analizy i wyceny wartości prywatyzowanych, elektrowni i elektrociepłowni oraz rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego. *Energetyka*, nr 9/2005, s. 619–630.

- Bazilian M., Roques F., 2008 – Using portfolio theory to value power generation investments. [In:] Analytical Methods for Energy Diversity and Security. Elsevier, Amsterdam.
- Behrens W., Hawranek P.M., 2003 – Poradnik przygotowania przemysłowych studiów feasibility. United Nations Industrial Development Organization, Warszawa.
- Bertsimas i in. 2004 – Bertsimas D., Lauprete G.J., Samarov A., 2004 – Shortfall as a Risk Measure: Properties, Optimization and Applications. *Journal of Economic Dynamics & Control*, no. 28/2004, p. 1353–1381.
- Best P., 2000 – Wartość narażona na ryzyko. Oficyna Ekonomiczna, Kraków.
- Bhattacharya A., Kojima S., 2012 – Power sector investment risk and renewable energy: A Japanese case study using portfolio risk optimization method. *Energy Policy*, vol. 40/2012, p. 69–80.
- Bil J., Gąsiorowska E., Graczyk W., Guzik R., Maciuk-Grochowska A., Malec A., Smoleń P., 2010 – Analiza trendów rozwoju branży energetycznej: Raport. Związek Pracodawców Prywatnych Energetyki.
- Blanco C., 1998 – Value-at-Risk of Energy: Is VaR Useful to Manage Energy Price Risk. *Commodities-Now*, 1998, s. 62–71.
- Borchert J., Schemm R., 2007 – Einsatz der Portfolio theorie im Asset Allokation-Prozess am Beispiel eines fiktiven Anlagenraumes von Windkraftstandorten. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, vol. 31, no. 4/2007, p. 311–322.
- Botterud A., Korpås M., 2007 – A stochastic dynamic model for optimal timing of investments in new generation capacity in restructured power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, volume 29, issue 2/2007, p. 163–174.
- BP Statistical... 2015 – BP Statistical Review of World Energy (www.bp.com) [Dostęp: 25.08.2015].
- Brandão i in. 2005 – Brandão L.E., Dyer J.S., Hahn W.J., 2005 – Using Binomial Decision Trees to Solve Real-Option Valuation Problems. *Decision Analysis*, vol. 2, nr. 2/2005, p. 69–88.
- Brealey R., Myers S., 1991 – Principles of Corporate Finance. McGraw Hill.
- Bridges J.F.P., 2004 – Understanding the risks associated with resource allocation decisions in health: an illustration of the importance of portfolio theory. *Health, Risk & Society*, vol. 6, nr 3/2004, p. 257–275.
- Bruno S., Sagastizábal C., 2011 – Optimization of real asset portfolio using a coherent risk measure: application to oil and energy industries. *Optim. Eng.*, no. 12/2011, p. 257–275.
- Buckley i in. 2008 – Buckley I., Saunders D., Seco L., 2008 – Portfolio optimization when asset returns have the Gaussian mixture distribution. *European Journal of Operational Research*, vol. 185, no. 3/2008, p. 1434–1461.
- Bunn D.W., 2000 – Forecasting loads and prices in competitive power markets. *Proc IEEE*, vol. 88, no. 2/2000, p. 163–169.
- Calvi i in. 2008 – Calvi A., Żakowska L., D’Amico F., 2008 – Zaawansowane metody symulacji w rozwiązywaniu interdyscyplinarnych problemów planowania i projektowania przestrzeni transportu. *Czasopismo Techniczne. Architektura*, R. 105, z. 2-A/2008, s. 87–99.
- Caron i in. 2007 – Caron F., Fumagalli M., Rigamonti A., 2007 – Engineering and contracting projects: A value at risk based approach to portfolio balancing. *International Journal of Project Management*, nr 25/2007, p. 569–578.

- Chandra S., 2002 – A test of the regional growth-instability frontier using state data. *Land Economics*, vol. 78, no. 3/2002, p. 442–462.
- Chang i in. 2011 – Chang T.H., Su H.M., Chiu Ch.L., 2011 – Value-at-risk estimation with the optimal dynamic biofuel portfolio. *Energy Economics*, vol. 33, no. 2/2011, p. 264–272.
- Charnes J., 2007 – *Financial Modeling with Crystal Ball and Excel*. John Wiley & Sons.
- Chmurski P., Mielczarski W., 2001 – Rynek energii elektrycznej w Polsce. *Rynek Terminowy*, nr 11/2001, s. 78–81.
- Chaves-Schwintek P., 2011 – The Modern Portfolio Theory Applied to Wind Farm Financing. *DEWI Magazin* no. 38/2011, p. 6–11.
- Clarke R., Low A., 1993 – Risk Analysis in Project Planning: A Simple Spread-sheet Application using Monte Carlo Techniques. *Project Appraisal*. vol. 8, no. 3/1993, p. 141–146.
- Conroy M.E., 1975 – *Regional Economic Diversification*. Praeger Publishers, New York.
- Copeland T.E., Keenan P.T., 1998 – How much is exibility worth? *McKinsey Quartely*, nr 2/1998.
- Copeland T., Antikarov V., 2003 – *Real options: A practitioner's guide*. Cengage Learning. New York.
- Corless i in. 2011 – Corless V., Fjøsna E., Havlik J., Helseth J., Hoff E., Knudsen T., Taylor D., Tjeltland G., Zaborowski M., 2011 – Polisa na niezależność energetyczną. Mapa drogowa CCS dla Polski. Raport. Fundacja Bellona, Kraków.
- Costello K., 2005 – A Perspective on Fuel Diversity. *The Electricity Journal*, vol. 18, issue 4/2005, p. 28–47.
- de Oliveira i in. 2011 – de Oliveira F.A., de Paiva A.P., Lima J.W.M., Balestrassi P.P., Mendes R.R.A., 2011 – Portfolio optimization using Mixture Design of Experiments: Scheduling trades within electricity markets. *Energy Economics*, volume 33, issue 1/2011, p. 24–32.
- de Reyck i in. 2008 – de Reyck B., Degraeve Z., Vandenborre R., 2008 – Project options valuation with net present value and decision tree analysis. *European Journal of Operational Research*, vol. 184, no. 1/2008, p. 341–355.
- DeLaquil i in. 2005 – DeLaquil P., Awerbuch S., Stroup M.K., 2005 – A portfolio-risk analysis of electricity supply options in the commonwealth of Virginia. A report prepared for the Chesapeake Climate Action Network.
- Deng S.J., Xia Z., 2006 – A real options approach for pricing electricity tolling agreements. *International Journal of Information Technology & Decision Making*, no. 5/2006, p. 421–436.
- Deng S.J., Xu L., 2009 – Mean-risk efficient portfolio analysis of demand response and supply resources. *Energy*, vol. 34, no. 10/2009, p. 1523–1529.
- Directive... 1996 – Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity.
- Dixit A.K., Pindyck R., 1994 – *Investment under Uncertainty*. Princeton University Press, Princeton 1994.
- Doherty i in. 2008 – Doherty R., Outhred H., O'Malley M., 2008 – Generation portfolio analysis for a carbon constrained and uncertain future. [In:] *Analytical Methods for Energy Diversity and Security*. Elsevier, Amsterdam.
- Dulguerov M., 2009 – Real estate and portfolio risk: an analysis based on copula functions. *Journal of Property Research*, vol. 26, no. 3/2009, p. 265–280.
- Dymowa i in. 2014 – Dymowa L., Sewastinow P., Figat P., 2014 – Problemy metodologiczne wspomagania decyzji przy ocenie projektów inwestycyjnych oraz odpowiedni system komputerowy (<http://zsiie.icis.pcz.pl/artykuly/nowe/11a.pdf>) [Dostęp: 18.06.2014].

- Dyrektywa... 2001 – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw.
- Dyrektywa... 2009a – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę nr 2003/54/WE.
- Dyrektywa... 2009b – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę nr 2003/55/WE.
- Dyrektywa... 2009c – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę nr 2003/54/WE.
- Encyklopedia... 2014 – Encyklopedia Zarządzania. (mfiles.pl) [Dostęp: 18.06.2014].
- Engles M., 2004 – Portfolio Optimization: Beyond Markowitz. Master's thesis, Leiden University.
- Feretic D., Tomsic Z., 2005 – Probabilistic analysis of electrical energy costs comparing: production costs for gas, coal and nuclear power plants. *Energy Policy*, vol. 33, issue 1/2005, p. 5–13.
- Fernandes i in. 2011 – Fernandes B., Cunha J., Ferreira P., 2011 – The use of real options approach in energy sector investments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, issue 9/2011, p. 4491–4497.
- Flyvbjerg i in. 2003 – Flyvbjerg B., Bruzelius N., Rothengatter W., 2003 – Megaprojects and risk: An anatomy of ambition. Cambridge University Press, Cambridge.
- Fortin i in. 2007 – Fortin I., Fuss S., Hlouskova J., Khabarov N., Obersteiner M., Szolgayova J., 2007 – An Integrated CVaR and Real Options Approach to Investments in the Energy Sector. *Economics Series*, nr 209, Institute for Advanced Studies, Vienna.
- Fortin i in. 2008 – Fortin I., Fuss S., Hlouskova J., Khabarov N., Obersteiner M., Szolgayova J., 2008 – An integrated CVaR and real options approach to investments in the energy sector. *J Energy Mark*, nr 1/2008, p. 61–85.
- Frayer J., Uludere N.Z., 2001 – What Is It Worth? Application of Real Options Theory to the Valuation of Generation Assets. *The Electricity Journal*, vol. 13, nr 8/2001, p. 40–51.
- Frączkowski K., Mechliński T., 2003 – Realizacja projektów w warunkach rozmytego identyfikowania ryzyka – bezpieczeństwo dotrzymania terminu i założonego budżetu. IX Konferencja PLOUG, Kościelisko.
- Fuss i in. 2012 – Fuss S., Szolgayová J., Khabarov N., Obersteiner M., 2012 – Renewables and climate change mitigation: Irreversible energy investment under uncertainty and portfolio effects. *Energy Policy*, vol. 40/2012, p. 59–68.
- Galvani V., Plourde A., 2010 – Portfolio diversification in energy markets. *Energy Economics*, no. 32/2010, p. 257–268.
- Gampert M., Madlener R., 2011 – Pan-European management of electricity portfolios: Risks and opportunities of contract bundling. *Energy Policy*, volume 39, issue 5/2011, p. 2855–2865.
- Ganczarek A., 2008 – Metody statystyczne w analizie i zarządzaniu ryzykiem na polskim rynku energii elektrycznej, [W:] *Zastosowania metod statystycznych w badaniach naukowych III*. StatSoft Kraków, s. 103–112.

- Gao P., 2003 – Portfolio Construction and Risk Measurement: Practical Issues and Examples, 2003. (www.wpi.edu/Pubs/ETD/Available/etd-0430103-132754/unrestricted/gao.pdf) [Dostęp: 17.06.2014].
- Gardner D.T., 1996 – Flexibility in electric power planning: coping with demand uncertainty. *Energy*, no. 21/1996, p. 1207–1218.
- Gawlik i in. 2011 – Gawlik L., Kryzia D., Mokrzycki E., Uliasz-Bocheńczyk A., 2011 – Rozproszone zasoby energii w systemie elektroenergetycznym. Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Kraków.
- Gawlik (red.) i in. 2013 – Gawlik L. red., Grudziński Z., Kamiński J., Kaszyński P., Kryzia D., Lorenz U., Mirowski T., Mokrzycki E., Olkusi T., Ozga-Blaschke U., Pluta M., Sikora A., Stala-Szulagaj K., Suwała W., Szurlej A., Wyrwa A., Zyśk J., 2013 – Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe. Praca zrealizowana na zamówienie Górniczej Izby Przemysłowo-Handlowej w Katowicach. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków 2013, s. 300.
- Geiger A., 2011 – Strategic Power Plant Investment Planning under Fuel and Carbon Price Uncertainty. Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Karlsruhe.
- Gollier i in. 2005 – Gollier C., Proult D., Thais F., Walgenwitz G., 2005 – Choice of nuclear power investments under price uncertainty: Valuing modularity. *Energy Economics*, vol. 27, no. 4/2005, p. 667–685.
- Golmohammadi A., Pajoutan M., 2011 – Meta heuristics for dependent portfolio selection problem considering risk. *Expert Systems with Applications*, nr 38/2011, s. 5642–5649.
- Gotham i in. 2009 – Gotham D., Muthuraman K., Preckel P., Rardin R., Ruangpattana S., 2009 – A load factor based mean-variance analysis for fuel diversification. *Energy Economics*, no. 31/2009, p. 249–256.
- Gökgöz F., Atmaca M.E., 2012 – Financial optimization in the Turkish electricity market: Markowitz's mean-variance approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, issue 1/2012, p. 357–368.
- Graham J.R., Harvey C.R., 2001 – The theory and practice of corporate finance: evidence from the field. *Journal of Financial Economics*, vol. 60, no. 2–3/2001, p. 187–243.
- Gritsevskiy A., Nakicenovic N., 2000 – Modeling uncertainty of induced technological change. *Energy Policy*, no. 28/2000, p. 907–921.
- Gross i in. 2010 – Gross R., Blyth W., Heptonstall P., 2010 – Risks, revenues and investment in electricity generation: Why policy needs to look beyond costs. *Energy Economics*, vol. 32, no. 4/2010, p. 796–804.
- Grudziński Z., 2011 – Ceny energii elektrycznej w kontekście wdrożenia obligatoryjnego handlu na giełdzie energii. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, t. 14, z. 2/2011, s. 93–106.
- Gustafsson J., 2005 – Portfolio optimization models for project valuation. *Systems Analysis Laboratory Research Reports A92*. Helsinki University of Technology.
- Guta A.J., Slusariuc G.C., 2010 – Traditional and alternative approaches to quantify the risk for business. *Annals of the University of Petrosani – Economics*, vol. 10, no 2/2010, p. 149–156.
- Hammond G.P., 2000 – Energy, environment and sustainable development: a UK perspective. *Trans IChemE Part B: Process Safety and Environmental Protection*, vol. 78, no. 4/2000, p. 304–323.

- Hammond G.P., Ondo Akwe S.S., 2007 – Thermodynamic and related analysis of natural gas combined cycle power plants with and without carbon sequestration. *International Journal of Energy Research*, vol. 31, no. 12/2007, p. 1180–1201.
- Hammond G.P., Waldron R., 2008 – Risk assessment of UK electricity supply in a rapidly evolving energy sector. *Proc. Instn Mech. Engrs Part A: Journal of Power and Energy*, vol. 222, no. 7/2008, p. 623–642.
- Han i in. 2004 – Han S.H., Diekman J.E., Lee Y., Ock J.H., 2004 – Multicriteria financial portfolio risk management for international projects. *Journal of Construction and Engineering and Management*. ASCE, p. 346–356.
- Handbook... 2002 – Handbook for Integrating Risk Analysis in the Economic Analysis of Projects. Asian Development Bank. Manila.
- Henning i in. 2003 – Henning B., Sloan M., de Leon M., 2003 – Natural Gas and Energy Price Volatility. *Energy and Environmental Analysis*.
- Hishamuddin M.A., 2006 – Modern Portfolio Theory : is there any opportunity for Real Estate Portfolio? *Malaysian Journal of Real Estate*, vol. 1, no. 1/2006, p. 14–26.
- Hoffmann B.S., Szkło A., 2011 – Integrated gasification combined cycle and carbon capture: A risky option to mitigate CO₂ emissions of coal-fired power plants. *Applied Energy*, vol. 88, issue 11/2011, p. 3917–3929.
- Huang Y.H., Wu J.H., 2008 – A portfolio risk analysis on electricity supply planning. *Energy Policy*, volume 36, issue 2/2008, p. 627–641.
- Huisman R., Mahieu R., Schlichter F., 2009 – Electricity portfolio management: optimal peak/off-peak allocations. *Energy Economics*, no. 31/2009, p. 169–174.
- Humphreys H., McClain K., 1998 – Reducing the impacts of energy price volatility through dynamic portfolio selection. *The Energy Journal*, vol. 19, no. 3/1998, p. 107–131.
- Jaczewski M., 2002 – Światowe tendencje rozwoju elektroenergetyki. *Energetyka*, nr 2/2002, s. 68–72.
- Jajuga K., 2000a – Ryzyko w finansach. Ujęcie statystyczne. Współczesne problemy badań statystycznych i ekonometrycznych. AE, Kraków 2000, s. 197–208.
- Jajuga T., 2000b – Opcja rzeczowa – nowy instrument pochodny czy przełom w zarządzaniu finansami. *Rynek Terminowy*, nr 9 (3/2000), s. 88.
- Jansen i in. 2006 – Jansen J.C., Beurskens L.W.M., van Tilburg X., 2006 – Application of portfolio analysis to the dutch generating mix. Reference case and two renewables cases: year 2030 – SE and GE scenario. Energy research Centre of the Netherlands.
- Jansen J.C., Beurskens L., 2008 – Portfolio analysis of the future Dutch generating mix. [In:] *Analytical Methods for Energy Diversity and Security*. Elsevier, Amsterdam.
- Jarzynka P., 2003 – Opracowanie oprogramowania dla symulacji procesu technologicznego dla przedsiębiorstwa „HET-MARK”. Praca magisterska.
- Jensen S.G., Meibom P., 2008 – Investments in liberalised power markets: Gas turbine investment opportunities in the Nordic power system. *Electrical Power and Energy Systems*, nr 30/2008, p. 113–124.
- Jeong i in. 2008 – Jeong S.J., Kim K.S., Park J.W., Lim D.S., Lee S.M., 2008 – Economic comparison between coal-fired and liquefied natural gas combined cycle power plants considering carbon tax: Korean case. *Energy*, vol. 33, issue 8/2008, p. 1320–1330.

- Jeżowski P., 2011 – Koszty polityki klimatycznej UE dla polskich przedsiębiorstw energetycznych. Przedsiębiorstwa wobec zmian klimatu, 7–8 kwietnia 2011, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie.
- Jurdziak L., Wiktorowicz J., 2008 – Identyfikacja czynników ryzyka w bilateralnym monopolu kopalni i elektrowni. *Prace Naukowe Instytutu Górnictwa. Studia i Materiały*, vol. 123, nr 34, s. 97–111.
- Kadziński M., 2012 – Nowe kierunki w analizie odporności oraz modelowaniu preferencji w wielokryterialnym wspomaganii decyzji. Rozprawa doktorska. Poznań.
- Kaleta i in. 2002 – Kaleta M., Ogryczak W., Toczyłowski E., Żółtowska I., 2002 – Wielokryterialne wspomaganie decyzji wytwórców na hurtowym rynku energii elektrycznej. (http://ozyrys.ia.pw.edu.pl/docs/Kaleta_MiTAIiWD_2002.pdf) [Dostęp: 17.06.2014].
- Kalicki K., 2013 – Zarządzanie ryzykiem finansowym. Akademia Leona Koźmińskiego. (www.kozminski.edu.pl) [Dostęp: 12.11.2013].
- Kalina J., Skorek J., 2000 – Wybrane zagadnienia optymalizacji techniczno-ekonomicznej elektrociepłowni na paliwa gazowe. III Krajowa Konferencja Gazterm, s. 91–114.
- Kaliski i in. 2009 – Kaliski M., Siemek J., Sikora A., Staśko D., Janusz P., Szurlej A., 2009 – Wykorzystanie gazu ziemnego do wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i UE – szanse i bariery. *Rynek Energii*, nr 8/2009, s. 2–7.
- Kamiński J., 2010 – Modelowanie systemów energetycznych: ogólna metodyka budowy modeli. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, t. 13, z. 2/2010, s. 219–226.
- Kamrat W., Augusiak A., 2006 – Wpływ konkurencji na rynki paliw i energii – zagadnienia wybrane. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, t. 9, z. spec. 2006, s. 51–62.
- Kamrat W., 2007a – Ocena ryzyka przy realizacji inwestycji energetycznych. *Wokół Energetyki*, nr 5/2007.
- Kamrat W., 2007b – Paliwa gazowe dla energetyki – stagnacja czy rozwój. *Rynek Energii*, nr 4/2007.
- Kamrat W., 2007c – Perspektywy rozwoju energetyki w Polsce. *Wokół Energetyki*, nr 4/2007.
- Kamrat W., 2009 – Elektrownie gazowe szansą poprawy bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski. *Rynek Energii*, nr 8/2009, s. 14–20.
- Karandikar i in. 2007 – Karandikar R.G., Khaparde S.A., Kulkarni S.V., 2007 – Quantifying price risk of electricity retailer based on CAPM and RAROC methodology. *Electrical Power Energy Syst.*, vol. 29, no. 10/2007, p. 803–809.
- Kasprzyk i in. 2008 – Kasprzyk S., Muszkat K., Szynol K., Kaczorowski J., Poręba S., Trojanowska H., 2008 – Najważniejsze zagadnienia dotyczące funkcjonowania sektora elektroenergetycznego w Polsce.
- Kądzielawa A., 2004 – Konkurencyjność krajowych wytwórców na rynku energii. VII Międzynarodowa Konferencja „Nowoczesne urządzenia zasilające w energetyce” Elektrownia „Kozienice” S.A., 10–12 marca 2004.
- Kienzle i in. 2007 – Kienzle F., Koepfel G., Stricker P., Andersson G., 2007 – Efficient electricity production portfolios taking into account physical boundaries. Presented at the 27th USAEE/IAEE North American Conference, Houston, USA.
- Kienzle F., Andersson G., 2008 – Efficient multi-energy generation portfolios for the future. 4th Annual Carnegie Mellon Conference on the Electricity Industry, Pittsburgh (PA), USA.
- Kjaerland F., 2007 – A real option analysis of investments in hydropower — the case of Norway. *Energy Policy*, vol. 35, no. 11/2007, p. 5901–5908.

- Kleindorfer P.R., Li L., 2002 – Multi-Period VaR-Constrained Portfolio Optimization with Derivative Instruments and Applications to the Electric Power Sector. Risk Management and Decision Processes Center. The Wharton School, University of Pennsylvania, Philadelphia.
- Komunikat... 2011 – Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 8.03.2011 r. Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r.
- Korombel A., 2007 – Ryzyko w project finance na przykładzie projektów infrastrukturalnych w polskiej energetyce ciepłej. Wybrane Zagadnienia Funkcjonowania Podmiotów Gospodarczych, Szczecin 2007, s. 7–15.
- Kowalczyk M., 2002 – Zarządzanie ryzykiem w project finance. NBP, Warszawa.
- Kozłowski i in. 2003 – Kozłowski M., Piesiewicz T., Weron A., 2003 – Zarządzanie ryzykiem na rynku energii elektrycznej z uwzględnieniem segmentu bilansującego, giełdowego i pozagiełdowego. Energetyka, nr 12/2003, s. 804–808.
- Krey B., Zweifel P., 2006 – Efficient electricity portfolios for Switzerland and the United States. Working Paper No. 0602. University of Zurich, Socioeconomic Institute.
- Krokhmal i in. 2002 – Krokhmal P., Uryasev S., Palmquist J., 2002 – Portfolio optimization with conditional value-at-risk objective and constraints. Journal of Risk, no. 4/2002, p. 43–68.
- Krysiak F.C., 2009 – Technological diversity and cost uncertainty. Journal of Economic Analysis & Policy, vol. 9, no. 1/2009, p. 1–23.
- Krysiak Z., 2014 – Wycena spółki z wykorzystaniem opcji rzeczowych. Szkoła Główna Handlowa. (www.sgh.waw.pl/katedry/krm/sd/md/Wycena_spolki_opcje.pdf) [Dostęp: 18.06.2014].
- Kryzia D., 2011 – Ryzyko w energetyce. [W:] Materiały VI Krakowskiej Konferencji Młodych Uczonych, Sympozja i Konferencje KKMU nr 6, Grupa Naukowa Pro Futuro, Fundacja dla AGH, 2011, s. 915–924.
- Kryzia D., Kaliski M., 2012 – Znaczenie technologii wytwarzania energii elektrycznej bazujących na gazie ziemnym dla przedsiębiorstwa energetycznego w kontekście dywersyfikacji jego struktury produkcyjnej. AGH Drilling, Oil, Gas, t.29, z. 1/2012, s. 241–251.
- Kulatilaka N., Trigeorgis L., 1993 – The General Flexibility to Switch. Financial Management.
- Kupecki J.M., 2009 – Układy energetyczne wykorzystujące wysokotemperaturowe ogniwa paliwowe oraz gazyfikację paliwa. Praca magisterska.
- Kuper G.H., Soest D.P., 2006 – Does oil price uncertainty affect energy use? Energy Journal, vol. 27, no. 1/2006, p. 55–78.
- Kutner R., 2009a – Elementy teorii ryzyka. Szkic wykładu. Uniwersytet Warszawski. Warszawa.
- Kutner R., 2009b – Teoria ryzyka rynkowego. Teoria zdarzeń ekstremalnych. Warszawa. (www.fuw.edu.pl/tl_files/studia/materiały/ef/Teoria_Ryzyka.pdf) [Dostęp: 17.06.2014].
- Lang J., Madlener R., 2010 – Portfolio Optimization for Power Plants: The Impact of Credit Risk Mitigation and Margining. E.ON Energy Research Center. FCN Working Paper No. 11/2010.
- Laughton i in. 2003 – Laughton D., Hyndman R., Weaver A., Gillett N., Webster M., Allen M., Koehler J., 2003 – A Real Options Analysis of a GHG Sequestration Project.
- Laurikka H., Springer U., 2003 – Risk and return of project-based climate change mitigation: a portfolio approach. Global Environmental Change, no. 13/2003, p. 207–217.
- Laurikka H., 2006 – Option value of gasification technology within an emissions trading scheme. Energy Policy, vol. 34, no. 18/2006, p. 3916–3928.

- Leal R.P.C., Mendes B.V.M., 2010 – Incorporating tail dependence into markowitz mean-variance model. Unpublished Working Paper. Instituto Coppead de Administração/UFRJ.
- Lin i in. 2007 – Lin T.T., Ko C.C., Yeh H.N., 2007 – Applying real options in investment decisions relating to environmental pollution. *Energy Policy*, no. 35/2007, p. 2426–2432.
- Lior N., 1997 – Advanced energy conversion to power. *Energy Conver Manage*, vol. 38, no. 10–13/1997, p. 941–955.
- Lior N., 2002 – Thoughts about future power generation systems and the role of exergy analysis in their development. *Energy Conver Manage*, vol. 43, no. 9–12/2002, p. 1187–1198.
- Lior N., Chair P., 2007 – Brief summary of the ECOS'05 Panel on “Future Power Generation”. *Energy*, vol. 32, no. 4/2007, p. 254–260.
- Liszka M., 2006 – Optymalizacja struktury i parametrów pracy elektrociepłowni gazowo-parowej zintegrowanej z procesem metalurgicznym Corex. Praca doktorska, Gliwice.
- Liu M., Wu F.F., 2007a – Portfolio optimization in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, nr 77/2007, p. 1000–1009.
- Liu M., Wu F.F., 2007b – Risk management in a competitive electricity market. *Electrical Power and Energy Systems*, no. 29/2007, p. 690–697.
- Locatelli G., Mancini M., 2010 – Small-medium sized nuclear coal and gas power plant: A probabilistic analysis of their financial performances and influence of CO₂ cost. *Energy Policy*, volume 38, issue 10/2010, p. 6360–6374.
- Mackevicius J., Tomasevic V., 2010 – Evaluation of investment projects in case of conflict between the internal rate of return and the net present value methods. *Ekonomika*, vol. 89, nr 4/2010.
- Madlener R., Wenk C., 2008 – Efficient investment portfolios for the Swiss electricity supply sector. FCN Working Paper No. 2/2008. Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN). RWTH Aachen University, Aachen.
- Madlener R., Westner G., 2009a – Development of Cogeneration in Germany: A Dynamic Portfolio Analysis Based on the New Regulatory Framework. FCN Working Paper No. 4/2009. Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN). RWTH Aachen University, Aachen.
- Madlener R., Westner G., 2009b – The Benefit of Regional Diversification of Cogeneration Investments in Europe: A Mean-Variance Portfolio Analysis. FCN Working Paper No. 5/2009. Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN). RWTH Aachen University, Aachen.
- Mansfield E., 2002 – Podstawy mikroekonomii. Placet, Warszawa.
- Marasovic B., Babic Z., 2011 – Two-step multi-criteria model for selecting optimal portfolio. *International Journal of Production Economics*, vol. 134, no. 1/2011, p. 58–66.
- Markowitz H., 1952 – Portfolio selection. *The Journal of Finance*, vol. 7, no. 1/1952, p. 77–91.
- Markowitz H.M., 1959 – Portfolio Selection, Efficient Diversification of Investment. John Wiley & Sons. New York.
- Marreco J.M., Carpio L.G.T., 2006 – Flexibility valuation in the Brazilian power system – a real options approach. *Energy Policy*, vol. 34, no. 18/2006, p. 3749–3756.
- Marrero G.A., Ramos-Real F.J., 2010 – Electricity generation cost in isolated system: The complementarities of natural gas and renewables in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nr 14/2010, p. 2808–2818.

- Martin R., 2004 – Credit Portfolio Modeling Handbook. Credit Suisse.
- McLoughlin E., Bazilian M., 2006 – Application of portfolio analysis to the Irish electricity generating mix in 2020. Technical report. Sustainable Energy Ireland.
- Michalski G., 2004 – Leksykon zarządzania finansami. CH Beck, Warszawa.
- Michalski D., Krysta B., 2007 – Ryzyko na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej. Akademia Liderów Vattenfall, Katowice.
- Michalski G., 2011 – Pomiar ryzyka projektu inwestycyjnego. Certyfikowany Program Szkoleniowy KFE przygotowany dla pracowników Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie. Warszawa.
- Misiorek A., Weron R., 2012 – Heavy-Tailed Distributions in VaR Calculations. [In:] Handbook of Computational Statistics. Springer 2012, p. 1025–1059.
- Mitchell i in. 2006 – Mitchell C., Bauknecht D., Connor P., 2006 – Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. Energy Policy, vol. 34, no. 3/2006, p. 297–305.
- Muñoz i in. 2009 – Muñoz J.I., Sánchez de la Nieta A.A., Contreras J., Bernal-Agustín J.L., 2009 – Optimal investment portfolio in renewable energy: The Spanish case. Energy Policy, vol. 37, issue 12/2009, p. 5273–5284.
- Musiał K., 2014 – Porównanie technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. „Energoprojekt Katowice” S.A. (www.cyf.gov.pl/pdf/rej/rej6.pdf) [Dostęp: 18.06.2014].
- Myers S.C., 1977 – The determinants of corporate borrowing. Journal of Financial Economics, no. 5/1977, p. 147–175.
- Nadolska A., 2012 – System zarządzania ryzykiem. (www.prawo.univ.gda.pl/knpf/?page=publications) [Dostęp: 08.07.2012].
- Najważniejsze... 2011 – Najważniejsze trendy w światowej energetyce do 2020 roku. Frost & Sullivan.
- Naughten B., 2003 – Economic assessment of combined cycle gas turbines in Australia Some effects of microeconomic reform and technological change. Energy Policy, nr 31/2003, p. 225–245.
- Näsäkkälä E., Keppo J., 2005 – Electricity load patterns hedging with static forward strategies. Managerial Finance, vol. 31, no. 6/2005, p. 116–137.
- Nerć-Pelka A., 2009 – Obszary ryzyka w łańcuchach dostaw skroplonego gazu ziemnego. III Naukowa Konferencja Logistyczna WSL Forum 2009, Poznań. LogForum, vol. 5, issue 4, no. 2, s. 1–8.
- Newbery D.M., 2001 – Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities. MIT Press, Cambridge.
- Ney R., 2009 – Niektóre uwarunkowania polskiej polityki energetycznej. Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal, t. 12, z. 2/1, 2009, s. 5–17.
- Nita B., 2010 – Zarządzanie ryzykiem projektów inwestycyjnych. [W:] Rachunkowość w zarządzaniu ryzykiem w przedsiębiorstwie. PWE, Warszawa.
- Ogryczak W., 1997 – Wielokryterialna optymalizacja liniowa i dyskretna. Wyd. Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa.
- Oliveira i in. 2008 – Oliveira F.A., Queiroz A.R., Lima J.W.M., Balestrassi P.P., 2008 – The influence of operational marginal cost simulation methods on electricity contract portfolio strategies in Brazil. 16 th IEEE Power System Computation Conference. Glasgow.

- Ostrowska S., 2004 – Metody oceny ryzyka w projektach inwestycyjnych. Zeszyty Naukowe Akademii Ekonomicznej w Krakowie, nr 649, s. 127–142.
- Palmquist i in. 2002 – Palmquist J., Uryasev S., Krokmal P., 2002 – Portfolio Optimization with Conditional Value-at-Risk Objective and Constraints. *The Journal of Risk*, vol. 4, no. 2/2002, p. 1–26.
- Papla D., Piontek K., 2009 – Zastosowanie rozkładów α -stabilnych i funkcji powiązań (copula) w obliczaniu wartości zagrożonej (VaR). *Wyzwania współczesnych finansów*. UE Wrocław, s. 123–131.
- Pasztyła A., 2003 – Badania dochodu i ryzyka inwestycji za pomocą analizy rozkładów. [W:] *Zastosowania statystyki i data mining w finansach*. StatSoft Polska, Kraków, s. 17–27.
- Pedraz i in. 2009 – Pedraz C.G., Moreno M., Peña J.I., 2009 – Portfolio Selection with Energy Commodities: Unconditional and Conditional Methods. (https://editorialexpress.com/cgi-bin/conference/download.cgi?db_name=finanzas2009&paper_id=118) [Dostęp: 16.06.2014].
- Perło N., Rusak H., 2001 – Ryzyko w rzeczowych inwestycjach przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Konferencja Naukowo-Techniczna Aktualne problemy w elektroenergetyce, Jurata.
- Perruso i in. 2005 – Perruso L., Weldon R.N., Larkin S.L., 2005 – Predicting optimal targeting strategies in multispecies fisheries: a portfolio approach. *Marine Resource Economics*, nr 20/2005, p. 25–45.
- Peszko A., 2002 – Podstawy zarządzania organizacjami. Wydawnictwo AGH, Kraków.
- Pilavachi i in. 2009 – Pilavachi P.A., Stephanidis S.D., Pappas V.A., Afgan N.H., 2009 – Multi-criteria evaluation of hydrogen and natural gas fuelled power plant technologies. *Applied Thermal Engineering*, vol. 29, issues 11–12/2009, p. 2228–2234.
- Piontek K., 2001 – Heteroskedastyczność rozkładu stóp zwrotu a koncepcja pomiaru ryzyka metodą VaR. [In:] *Modelowanie preferencji a ryzyko*. Ustroń, 2001, s. 339–350.
- Piontek K., 2007 – Przegląd i porównanie metod oceny modeli VaR. [W:] *Matematyczne i ekonometryczne metody oceny ryzyka finansowego*. PN AE w Katowicach, s. 113–124.
- Pipitone G., Bolland O., 2009 – Power generation with CO₂ capture: Technology for CO₂ purification. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 3, issue 5/2009, s. 528–534.
- Pocheć R., 2007 – Identyfikacja ryzyka w przedsiębiorstwach energetycznych. V Ogólnopolska Konferencja nt. Systemów Zarządzania w Energetyce. Szczyrk.
- Popczyk J., 2009 – Innowacyjna energetyka. *Energetyka*, nr 7/2009, s. 409–418.
- Popławski T., Dąsal K., 2008 – Problematyka programowania rozwoju systemów elektroenergetycznych w Polsce. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, t. 11, z. 1/2008, s. 385–398.
- Porter R.B., 1974 – Semivariance and stochastic dominance: a comparison. *Am. Econ. Rev.*, no. 64/1974, p. 200–204.
- Poullikkas A., 2004 – Parametric study for the penetration of combined cycle technologies into Cyprus power system. *Applied Thermal Engineering*, nr 24/2004, p. 1697–1707.
- Prattleya i in. 2007 – Prattleya D.J., Morrisa R.S., Stevensona M.A., Thorntonb R., 2007 – Application of portfolio theory to risk-based allocation of surveillance resources in animal populations. *Preventive Veterinary Medicine*, vol 81, nr 1–3/2007, p. 56–69.
- Prądu... 2012 – Prądu zabraknie już za trzy lata? *Forbes* z dnia 08.05.2012. (www.forbes.pl) [Dostęp: 10.05.2012].
- Projected... 2005 – Projected Costs of Generating Electricity. International Energy Agency / Nuclear Energy Agency, Paris 2005.

- Projected... 2010 – Projected Cost of Generating Electricity, 2010 edition. OECD, 2010.
- Puelz A., 1999 – Value-at-Risk Based Portfolio Optimization. Working paper. Southern Methodist University.
- Pupka J., 2001 – Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w Polsce. *Energetyka*, nr 8/2001, s. 435–441.
- Quinet E., 1998 – Economic Principles of Transport. Economica, Paris.
- Rachev i in. 2005 – Rachev R., Ortobelli S., Stoyanov S., Fabozzi S., Biglova A., 2005 – Desirable properties of an ideal risk measure in portfolio theory. *International Journal of Theoretical and Applied Finance* (www.pstat.ucsb.edu/research/papers/Desproplv.pdf) [Dostęp: 17.06.2014].
- Report... 2010 – Report on progress in creating the internal gas and electricity market – COM 84. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. (http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/2010/com_2010_0084_f_en.pdf) [Dostęp: 17.06.2014].
- Rocha P., Kuhn D., 2012 – Multistage stochastic portfolio optimisation in deregulated electricity markets using linear decision rules. *European Journal of Operational Research*, nr 216/2012, p. 397–408.
- Rockafellar R., Uryasev S., 2000 – Optimization of Conditional Value at Risk. *Journal of Risk*, no. 2/2000, p. 21–41.
- Rockafellar R., Uryasev S., 2002 – Conditional value at risk for general loss distributions. *Journal of Banking and Finance*, no. 26/2002, p. 1443–1471.
- Roques F.A., 2008 – Technology choices for new entrants in liberalized markets: The value of operating flexibility and contractual arrangements. *Utilities Policy*, vol 16, nr 4/2008, p. 245–253.
- Roques i in. 2008 – Roques F.A., Newbery D.M., Nuttall W., 2008 – Fuel mix diversification incentives in liberalised electricity markets: a mean-variance portfolio theory approach. *Energy Economics*, vol. 30, no. 4/2008, p. 1831–1849.
- Roy A.D., 1952 – Safety first and the holding of assets. *Econometrica*, vol. 20, no. 3/1952, p. 431–449.
- Rozporządzenie... 2009a – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 713/2009 z dnia 13 lipca ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).
- Rozporządzenie... 2009b – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 714/2009 z dnia 13 lipca w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.
- Rozporządzenie... 2009c – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. sprawie warunków dostępu do sieci w przesyłowej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie nr 1775/2005.
- Rozporządzenie... 2011 – Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 lipca 2011 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji. *Dz.U.* 2011 nr 176 poz. 1052.
- Rozporządzenie... 2012 – Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczania opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych

- w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii. Dz.U. 2012 poz. 1229.
- Rubenstein M., 2002 – Markowitz's portfolio selection: a fifty-year retrospective. *Journal of Finance*, vol. 57, no. 3/2002, p. 1041–1045.
- Sagar A., Zwaan B., 2006 – Technological innovation in the energy sector: R&D, deployment and learning-by-doing. *Energy Policy*, vol. 34, no. 17/2006, p. 2601–2608.
- Salling K.B., 2007 – Risk Analysis and Monte Carlo Simulation within Transport Appraisal. Centre for Traffic and Transport, CTT-DTU Build. Lyngby.
- Saługa P., 2011 – Elastyczność decyzyjna w procesach wyceny projektów geologiczno-górnictw. Wyd. IGSMiE, Kraków.
- Schemm R., 2008 – Modell zur Untersuchung von Investitionsentscheidungen unter Unsicherheit in Stromerzeugungstechnologien. Dissertation, TU Berlin.
- Schilmoeller M., 2004 – Electric Power System Portfolio Risk Assessment For The Pacific Northwest. Proceedings of the 2004 Crystal Ball User Conference.
- Seidler i in. 1980 – Seidler J., Badach A., Molisz W., 1980 – Metody rozwiązywania zadań optymalizacji. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa.
- Seitz N., 1990 – Capital Budgeting and Long-Term Financing Decisions. The Dryden Press.
- Seitz N., Ellison M., 1995 – Capital Budgeting and Long-Term Financing Decisions. Dryden Press.
- Sekar C., 2005 – Carbon Dioxide Capture from Coal-Fired Power Plants: A Real Options Analysis. Massachusetts Institute of Technology. Cambridge.
- Sendi i in. 2003 – Sendi P., Al M.J., Gafni A., Birch S., 2003 – Optimizing a portfolio of health care programs in the presence of uncertainty and constrained resources. *Social Science and Medicine*, vol 57, nr 11/2003, p. 2207–2215.
- Sereda i in. 2010 – Sereda E.N., Bronshtein E.M., Rachev S.T., Fabozzi F.J., Wei S., Stoyanov S.V., 2010 – Distortion risk measures in portfolio optimization. [In:] *Handbook of Portfolio Construction: Contemporary Applications of Markowitz Techniques*, p. 649–673.
- Siddiqui i in. 2007 – Siddiqui A.S., Marnay C., Wiser R.H., 2007 – Real options valuation of US Federal Renewable Energy Research, development, demonstration, and development. *Energy Policy*, vol. 35, no. 1/2007, p. 265–279.
- Skorek J., Kalina J., 2002 – Technologie i efektywność ekonomiczna generacji rozproszonej w układach gazowych. Materiały seminarium pt. „Elektroenergetyka w okresie przemian – Generacja rozproszona”. Gliwice.
- Skorek J., Tańczuk M., 2005 – Optymalizacja energetyczna i ekonomiczna nadbudowy węglowej ciepłowni komunalnej turbiną gazową. *Energetyka gazowa. Międzynarodowa III konferencja naukowo-techniczna. Szczyrk 19–21 kwietnia 2005*, s. 249–270.
- Smith J.E., Nau R.F., 1995 – Valuing risky projects – Option pricing theory and decision-analysis. *Management Science*, vol. 41, no. 5/1995, p. 795–816.
- Spinney P.J., Watkins G.C., 1996 – Monte Carlo simulation technique and electric utility resource decisions. *Energy Policy*, vol. 24, no. 2/1996, p. 155–164.
- Springer U., Laurikka H., 2002 – Quantifying Risks and Risk Correlations of Investment in Climate Change Mitigation, IWOe Discussion Paper No. 101, University of St. Gallen.
- Stambaugh F., 1996 – Risk and value at risk. *European Management Journal*, vol. 14, no. 6/1996, p. 612–621.

- Standard... 2003 – Standard zarządzania ryzykiem. Federation of European Risk Management Associations. Bruksela.
- Stirling A., 1999 – On the economics and analysis of diversity. SPRU electronic working papers series. Paper no. 28/1999.
- Stós K., 2009 – Strategia a długofalowy rozwój przedsiębiorstwa energetycznego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, t. 12, z. 1/2009, s. 79–91.
- Suzuki K., Uchiyama Y., 2010 – Quantifying the risk of an increase in the prices of non-energy products by combining the portfolio and input–output approaches. *Energy Policy*, vol. 38, no. 10/2010, p. 5867–5877.
- System... 2005 – System adequacy forecast 2006–2015. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity.
- Szabó S., Jäger-Waldau A., 2008 – More competition: Threat or chance for financing renewable electricity? *Energy Policy*, vol. 36, issue 4/2008, p. 1436–1447.
- Szolgayova i in. 2008 – Szolgayova J., Fuss S., Obersteiner M., 2008 – Assessing the effects of CO₂ price caps on electricity investments – A real options analysis. *Energy Policy*, nr 36/2008, p. 3974–3981.
- Szolgayova i in. 2012 – Szolgayova J., Fuss S., Khabarov N., Obersteiner M., 2012 – Robust energy portfolios under climate policy and socioeconomic uncertainty. *Environmental Modeling and Assessment*, vol. 17, no. 01/2012, p. 39–49.
- Tackling... 2007 – Tackling Investment Challenges in Power Generation. International Energy Agency, Paris.
- Tarapata Z., 2014 – Optymalizacja decyzji inwestycyjnych, cz. I. Optymalizacja decyzji inwestycyjnych. (http://tarapata.strefa.pl/p_efektywnosc_systemow_informatycznych/download/optymalizacja_decyzji_inwestycyjnych_czI.pdf) [Dostęp: 17.06.2014].
- The special... 2011 – The special report: Are We Entering a Golden Age of Gas? World Energy Outlook 2011. International Energy Agency.
- Thoma M., Krysiak F.C., 2010 – Technological Diversity in Energy Markets: Combining Investment Models and Portfolio Theory. IEW 2010 – International Energy Workshop.
- Tolis A.I., Rentizelas A.A., 2011 – An impact assessment of electricity and emission allowances pricing in optimised expansion planning of power sector portfolios. *Applied Energy*, vol. 88, issue 11/2011, p. 3791–3806.
- Trigeorgis L., 1996 – Real options – Managerial flexibility and strategy resource allocation. The MIT Press.
- Twenty-second... 2000 – Twenty-second Report: Energy – The Changing Climate. Cm 4749. Royal Commission on Environmental Pollution. The Stationery Office. London.
- Uryasev S., Rockafellar R.T., 1999 – Optimization of Conditional Value-at-Risk. Research Report. Center for Applied Optimization at the University of Florida.
- Vehviläinen I., Keppo J., 2003 – Managing electricity market price risk. *European Journal of Operational Research*, vol. 145, no. 1/2003, p. 136–147.
- Verbruggen i in. 2011 – Verbruggen A., Al Marchohi M., Janssens B., 2011 – The anatomy of investing in energy efficient buildings. *Energy and Buildings*, nr 43/2011, p. 905–914.
- Vithayasrichareon i in. 2009 – Vithayasrichareon P., MacGill I., Wen F., 2009 – Monte-Carlo optimization framework for assessing electricity generation portfolios. Power Engineering Conference. AUPEC 2009. Australasian Universities, p. 1–6.

- Vithayasrichareon i in. 2010 – Vithayasrichareon P., MacGill I.F., Wen F., 2010 – Electricity generation portfolio analysis for coal, gas and nuclear plant under future uncertainties. The 4th IASTED Asian conference on power and energy systems AsiaPES 2010. Phuket.
- Vithayasrichareon P., MacGill I.F., 2012 – A Monte Carlo based decision – support tool for assessing generation portfolios in future carbon constrained electricity industries. *Energy Policy*, nr 41/2012, p. 374–392.
- Vose D., 2002 – *Risk Analysis - A Quantitative Guide*. 2 Edition, John Wiley & Sons Ltd., England.
- Walczak M., 2003 – *Analiza finansowa w zarządzaniu przedsiębiorstwem*. Wydawnictwo Difin, Warszawa.
- Wanielista K., 2009 – *Rachunek ekonomiczny w przedsiębiorstwach górniczych: ekonomiczne aspekty gospodarki zasobami złóż kopalin stałych*. Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN. Kraków.
- Weron A., Weron R., 2000 – *Giełda Energii*. Centrum Informacji Rynku Energii. Wrocław.
- Weron R., Przybyłowicz B., 2000 – Hurst analysis of electricity price dynamics. *Physica A*, no. 283/2000, p. 462–468.
- Weron R., 2008 – Korporacyjne spojrzenie na zarządzanie ryzykiem. *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, nr 4/2008.
- Weron R., 2004 – Power markets in Poland and worldwide. *Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu*, no. 1037/2004, p. 325–333.
- Westner G., Madlener R., 2011 – Development of cogeneration in Germany: A mean-variance portfolio analysis of individual technology's prospects in view of the new regulatory framework. *Energy*, vol. 36, no 8/2011, p. 5301–5313.
- Williams J.B., 1928 – *Theory of Investment Value*. North-Holland.
- Wiser i in. 2004 – Wiser R., Bachrach D., Bolinger M., Golove W., 2004 – Comparing the risk profiles of renewable and natural gas-fired electricity contracts. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. 8/2004, p. 335–363.
- Wiśniewski T., 2004 – Inwestycje kapitałowe z opcjami wykluczającymi się. *Przegląd Organizacji*, nr 7–8/2004.
- Wiśniewski T., 2005a – Symulacyjna metoda wyceny wieloczynnikowych opcji rzeczywistych. [W:] *Inwestycje finansowe i ubezpieczenia – tendencje światowe a polski rynek*. *Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego we Wrocławiu* nr 1088/2005, tom 2, s. 357–367.
- Wiśniewski T., 2005b – Czynniki ryzyka a wartość opcji rzeczywistych. [W:] *Innowacje, ryzyko, zarządzanie wiedzą, strategie przedsiębiorstw*. *Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego* nr 397, Uniwersytet Szczeciński, Szczecin 2005, s. 147–156.
- Woo i in. 2004 – Woo C., Horowitz I., Horii B., Karimov R., 2004 – The efficient frontier for spot and forward purchases: an application to electricity. *The Journal of the Operational Research Society*, vol. 55, no. 11/2004, p. 1130–1136.
- World... 2013 – *World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050*. World Energy Council.
- World Energy... 2003 – *World Energy Investment Outlook 2003*. International Energy Agency, Paris.
- World Energy... 2008 – *World Energy Outlook 2008*. International Energy Agency, Paris.
- Wróbel P., 2010 – *Opcje realne w wycenie projektów inwestycyjnych*. Praca magisterska.
- Wyman O., 2007 – *Corporate Portfolio Management. Capital allocation from a risk-return perspective*.

- Yang M., Blyth W., 2007 – Modeling Investment Risks and Uncertainties with Real Options Approach – A Working Paper for an IEA Book: Climate Policy Uncertainty and Investment Risk. International Energy Agency Working Paper Series.
(www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=305) [Dostęp: 17.06.2014].
- Yang i in. 2008 – Yang M., Blyth W., Bradley R., Bunn D., Clarke C., Wilson T., 2008 – Evaluating the power investment options with uncertainty in climate policy. *Energy Economics*, no. 30/2008, p. 1933–1950.
- Yu Z., 2002 – A spatial mean-variance MIP model for energy market risk analysis. *Energy Economy*, vol. 25, 2002, p. 255–268.
- Yu Z., 2007 – Spatial energy market risk analysis using the semivariance risk measure. *Electric Power and Energy Systems*, no. 29/2007, p. 600–608.
- Yu i in. 2009 – Yu J., Yang X., Li S., 2009 – Portfolio optimization with CVaR under VG process. *Res. Int. Business Finance*, vol. 23, no. 1/2009, p. 107–116.
- Zaporowski B., 2009 – Perspektywy rozwoju źródeł wytwórczych opalanych gazem ziemnym w polskiej elektroenergetyce. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 12, z. 2/2, 2009, s. 659–674.
- Zarządzanie... 2009 – Zarządzanie ryzykiem a controlling ryzyka w elektroenergetyce. *Wisła*, 18 grudnia.
- Zdanowicz R., 2003 – Podstawowe warunki udanego projektu symulacyjnego. [W:] Achievements in mechanical and materials engineering. Proceedings of the 12th international scientific conference, Gliwice-Zakopane, 07–10.12.2003.
- Zerka M., 2013a – Zarządzanie ryzykiem na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Część I: Ogólne zasady zarządzania ryzykiem przedsiębiorstw energetycznych. (www.cire.pl) [Dostęp: 22.11.2013].
- Zerka M., 2013b – Zarządzanie ryzykiem na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Część II: Narzędzia zarządzania ryzykiem przedsiębiorstw energetycznych. (www.cire.pl) [Dostęp: 22.10.2013].
- Zhu L., Fan Y., 2010 – Optimization of China's generating portfolio and policy implications based on portfolio theory. *Energy*, nr 35/2010, p. 1391–1402.
- Zoettl G., 2008 – Investment decisions in liberalized electricity markets: A framework of peak load pricing with strategic firms. University of Cologne. Working Paper Series in Economics, no. 38/2008, p. 1–48.

Wybór technologii wytwarzania energii elektrycznej w warunkach ryzyka

Streszczenie

Przedsiębiorstwo energetyczne chcąc zwiększyć swój potencjał produkcyjny staje przed koniecznością doboru technologii wytwarzania energii do istniejącego portfela technologii. Właściwy wybór technologii ma kluczowe znaczenie dla powodzenia przedsięwzięcia inwestycyjnego i rozwoju przedsiębiorstwa. W pracy zaproponowano sposób, w jaki przedsiębiorstwo energetyczne powinno, na podstawie predefiniowanych kryteriów, dokonywać doboru technologii poprzez wybór projektu inwestycyjnego z pewnej liczby dostępnych do realizacji projektów wykorzystujących różne technologie, uwzględniając przy tym wpływ wybranego projektu na istniejący portfel wytwórczy przedsiębiorstwa, dostępną elastyczność decyzyjną oraz wartość przedsiębiorstwa i analizę ryzyka. Zaprezentowano algorytm postępowania, który pozwala prowadzić modelowanie symulacyjne w zakresie wyboru projektu do realizacji. Skuteczność tego algorytmu sprawdzono na przykładzie hipotetycznego problemu decyzyjnego z zakresu wyboru technologii wytwarzania energii elektrycznej, który potwierdził hipotezę mówiącą, że technologie energetyczne bazujące na gazie ziemnym mogą być rozpatrywane przez przedsiębiorstwo energetyczne jako te, których wdrożenie buduje wartość przedsiębiorstwa i ogranicza ryzyko jego funkcjonowania. Uzyskane wyniki zostały porównane z wynikami tradycyjnej metody oceny ekonomicznej projektów wykorzystującej klasyczny rachunek dyskonta.

Selection of the electricity generation technology in the risk conditions

Abstract

When an energy company wants to increase their generation capacity, they have to choose their technology for electricity production from an existing technology portfolio. The technology selection is essential for the success of the project investment and the company development. This paper presents a method in which an energy company can make a technology selection by selecting from among the available investment project for the implementation of projects using various technologies. This method takes into account the impact of the project on the existing portfolio of generation companies, available flexibility in taking decisions and the value of the companies and risk analysis. The author presents an algorithm that allows make modeling simulation with the project selection. The effectiveness of this algorithm was tested on a hypothetical decision problem in the technology selection of electricity production. The research confirmed the hypothesis that energy technologies based on natural gas can be dealt with the energy company. The implementation of these technologies adds value to a company's activities and reduces the risk of the company's operations. The results were compared with the results obtained from traditional methods of economic evaluation of projects using classic account of the discountation.

STUDIA, ROZPRAWY, MONOGRAFIE

- 1** J. Dziewański (red.):
Oddziaływanie przemysłu siarkowego na środowisko przyrodnicze województwa tarnobrzckiego
- 2** M. Księżyk:
Racjonalne gospodarowanie pierwotnymi nośnikami energii w Polsce
- 3** E. Mokrzycki:
Metoda obliczania kosztów pozyskania sortymentów handlowych węgla kamiennego
- 4** I. Soliński:
Metoda wyznaczania kosztów przyrostu pozyskania nośników energii w aspekcie zapotrzebowania gospodarki
- 5** Z. Maciejewski i in.:
Określenie potrzeb energetycznych kraju na podstawie zmieniającego się w latach prognozy wskaźnika elastyczności zużycia energii względem dochodu narodowego wytworzonego

Z. Maciejewski i in.:
Koncepcja komputerowego systemu wspomaganie decyzji w zakresie kompleksu paliwowo-energetycznego
- 6** K. Wanielista, J. Kicki:
Sterowanie wykorzystaniem zasobów naturalnych kopalin w systemie nakazowym i w warunkach gospodarki rynkowej
- 7** I. Soliński i in.:
Opracowanie metodyki ustalania kompleksowych kosztów pozyskiwania i przetwarzania krajowych surowców mineralnych
- 8** J. Dziewański (red.):
Opracowanie kompleksowej metodyki badania oddziaływania górnictwa i przetwórstwa na środowisko oraz zasad i metod rekultywacji obszarów zdegradowanych (Synteza)
- 9** J. Dziewański, U. Józefko:
Budowa geologiczna doliny środkowego Sanu między Niewistką a Dynowem
- 10** J. Sokołowska:
Metodyka poszukiwania złóż kopalin płynnych
- 11** S. Węclawik:
Kompleksowa metodyka badań ochrony surowców balneologicznych przed oddziaływaniem przemysłu
- 12** R. Ney (red.) i in.:
Zwiększenie efektywności pozyskiwania i wykorzystania surowców mineralnych
- 13** W. Suwała i in.:
Pakiet modeli gospodarki surowcami mineralnymi
- 14** W. Blaschke i in.:
Metodyka optymalizacji wykorzystania surowców mineralnych w procesach przeróbki i przetwórstwa
- 15** K. Wanielista i in.:
Zasady racjonalnej gospodarki zasobami naturalnymi złóż kopalin stałych
- 16** E. Mokrzycki, S.A. Blaschke:
Metodyka liczenia kosztów wzbogacania węgla kamiennego

E. Mokrzycki, Z. Grudziński:
Metodyka liczenia kosztów przeróbki rud cynkowo-ołowiowych
- 17** J. Dziewański (red.):
Zasady badań środowiska przyrodniczego w aspekcie jego ochrony

- 18 S. Szukalski i in.:
Przegląd metod określania wpływu czynników ogólnogospodarczych na gospodarkę paliwowo-energetyczną kraju
- 19 M. Nieć, Z. Kokesz:
Metody geostatystyczne w rozpoznawaniu i dokumentowaniu złóż oraz w ochronie środowiska
- 20 E. Mokrzycki i in.:
Skutki oddziaływania zanieczyszczeń na środowisko przyrodnicze i metody szacowania strat
- 21 Z. Pilecki:
Statystyczna analiza emisji sejsmoakustycznej dla kontroli zagrożenia tąpniętami
- 22 Praca zbiorowa pod red. E. Mokrzyckiego
Problemy kompleksowego wykorzystania surowców mineralnych
- 23 K. Wanielista:
Wartość i metoda wyceny zasobów złóż kopalin stałych
- 24 J. Waclawski, J. Kicki:
Gospodarka zasobami złóż węgla kamiennego w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym w latach 1981–1990, cz. I
- 25 J. Dziewański:
Budowa geologiczna terenów i problemy geologiczno-inżynierskie zbudowanych i projektowanych stopni wodnych w dolinie Sanu
- 26 H. Gaj i in.
Model makroekonomiczny energia–ekologia–ekonomia. Podejście metodyczne
- 27 E. Pietrzyk-Sokulska:
Petrogeneza utworów skalnych okolicy Młotów w Górach Bystrzyckich
- 28 Praca zbiorowa pod red. I. Solińskiego:
Opłacalność pozyskiwania i wykorzystania wód geotermalnych w wybranych regionach Polski
- 29 Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Metodyka oceny walorów środowiska przyrodniczego na przykładzie województwa tarnobrzeskiego
- 30 J. Kicki, J. Waclawski:
Gospodarka zasobami złóż węgla kamiennego w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym w latach 1981–1990, cz. II
- 31 Praca zbiorowa pod red. W. Blaschke:
Koncepcja systemu cen na węgiel kamienny w warunkach przejściowych do gospodarki rynkowej
- 32 Praca zbiorowa pod red. R. Neya:
Energia odnawialna
- 33 W. Sroczyński:
Karpackie grunty pokrywowe (nieskaliste) i ich rola w budownictwie wodnym
- 34 Praca zbiorowa pod red. I. Solińskiego:
Prognozy kosztów oraz konkurencyjność odnawialnych i nieodnawialnych nośników energii w Polsce
- 35 Praca zbiorowa pod red. E. Mokrzyckiego:
Technologie czystego węgla na etapie przeróbki i przygotowania węgla do procesu użytkowania
- 36 M. Kudelko:
*Koszty ekologiczne w strukturze kosztów polskiego przemysłu węglowego
Projekt badawczy nr 0789/P1/93/05*
- 37 Praca zbiorowa pod red. W. Blaschke i E. Mokrzyckiego:
Węgiel koksowy na rynkach światowym i krajowym
- 38 W. Suwała:
Badania modelowe perspektyw górnictwa i rynku węgla kamiennego w Polsce

- 39 E. Pietrzyk-Sokulska:
Wpływ podziemnej eksploatacji i przeróbki węgla kamiennego na środowisko przyrodnicze w Polsce
- E. Panek:
Wpływ eksploatacji i spalania węgla brunatnego na środowisko przyrodnicze w Polsce
- 40 Praca zbiorowa pod red. J.J. Hycnara i E. Mokrzyckiego:
Technologie czystego węgla – odsiarczanie i demineralizacja za pomocą silnych zasad
- 41 J. Dziewański, Z. Olszamowski:
Likwidacja filtracji wody przez masyw skalny prawego przyczółka zapory Wisła-Czarne
- 42 J. Dziewański, E. Gąsiorowska, A. Mirosławska:
Zagadnienia geologiczno-inżynierskie rejonu stopnia wodnego Sromowce Wyżne na Dunajcu
- 43 Praca zbiorowa pod red. K. Ślizowskiego:
Występowanie i rozkład jodu w biosferze rzeki Wisły
- 44 S. Siewierski
Strategiczne i operacyjne modele optymalizacji, eksploatacji i przeróbki rud metali nieżelaznych
- 45 Praca zbiorowa pod red. I. Solińskiego:
Wybrane zagadnienia metodyki badań efektywności górnictwa węgla kamiennego
- 46 J. Jarosz:
Sposób wyznaczania zasięgu strefy spękań i lokalizacji odspojień w stropie wyrobisk górniczych za pomocą metody sejsmicznej
- 47 Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Denudacja stoków w górnych odcinkach zlewni rzek karpackich
- 48 B. Kępińska:
Model geologiczno-geotermalny niecki podhalańskiej
- 49 K. Wanielista, S. Siewierski, J. Kicki, J. Butra:
Ekonomiczne aspekty eksploatacji zasobów złóż rud miedzi
- 50 E. Pietrzyk-Sokulska:
Zagadnienia zoologiczne eksploatacji surowców skalnych (na przykładzie województwa nowosądeckiego)
- 51 W. Suwała, M. Kudęko:
Analiza rynku paliw w Polsce w aspekcie wprowadzania instrumentów rynkowych w dziedzinie ochrony środowiska
- 52 G. Gawrońska:
Metoda szacowania strat w rolnictwie i leśnictwie spowodowanych zanieczyszczeniem atmosfery
- 53 W. Sroczyński:
Karpackie pokrywy czwartorzędowe w świetle wyników standardowych badań laboratoryjnych dla budownictwa wodnego (obiekty: Dobczyce, Krempna, Niewistka)
- 54 J. Kicki, E. J. Sobczyk:
Zasoby przemysłowe węgla kamiennego kopalń Górnośląskiego Zagłębia Węglowego w latach 1981–1994
Analiza i trend zmian
- 55 J. Binder, J. Dziewański:
Budownictwo wodne a ochrona środowiska przyrodniczego
System wodny Gabczikowo na Dunaju
- 56 W. Dziurzyński:
Prognozowanie procesu przewietrzania kopalni głębinowej w warunkach pożaru podziemnego
- 57 Praca zbiorowa pod red. W. Blaschke i R. Neya:
Formuły sprzedażne węgla kamiennego zmodyfikowane do wymogów sprawozdawczości Unii Europejskiej
- 58 A. Sroka:
Dynamika eksploatacji górniczej w punktu widzenia szkód górniczych

- 59 Z. Pilecki:
Modelowanie zachowania się masywu skalnego na podstawie badań empirycznych in-situ
- 60 Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Warunki geologiczno-inżynierskie podłoża Zespołu Zbiorników Wodnych Czorsztyn-Niedzica i Sromowce Wyżne im. Gabriela Narutowicza na Dunajcu
- 61 Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Określenie podatności stoków i brzegów potoków na erozję na przykładzie zlewni Ropy
- 62 Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Sozologiczne problemy w budownictwie wodnym
- 63 Z. Grudziński:
System cenowy w górnictwie węgla brunatnego
- 64 U. Lorenz:
Metoda oceny wartości węgla kamiennego energetycznego uwzględniająca skutki jego spalania dla środowiska przyrodniczego
- 65 P. Dobak:
Rola czynnika filtracyjnego w badaniach jednoosiowej konsolidacji gruntów
- 66 Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Prognoza oddziaływania projektowanego zbiornika wodnego Krempna na środowisko przyrodnicze
- 67 J. Topolnicki:
Wyrzuty skalno-gazowe w świetle badań laboratoryjnych i modelowych
- 68 B. Uliasz-Misiak:
Technologia opróbowania poziomów wodonośnych rurowym próbnikiem złoża
- 69 M. Kudelko, W. Suwała:
Analiza wpływu wprowadzenia w Polsce opłat produktowych i depozytów na koszty funkcjonowania podmiotów gospodarczych i gospodarstw domowych oraz poziom inflacji
- 70 K. Czajka:
Geochemiczna i petrologiczna charakterystyka kontaktów złoża siarczkowego rud Zn–Pb ze skałami otaczającymi, w rejonie bytomskim
- 71 S. Stryczek, A. Gonet:
Geoinżynieria
- 72 M. Kudelko:
Model oceny funkcjonowania instrumentów zarządzania procesami redukcji emisji dwutlenku siarki w elektroenergetyce
- 73 J. Dziewański, D. Grodecki:
Przesłona przeciwfiltracyjna pod lewym skrzydłem zapory w Myczkowcach na Sanie
- 74 Praca zbiorowa pod red. R. Neya:
Energia odnawialna w ochronie środowiska
- 75 Praca zbiorowa pod red. S. Rychlickiego:
Metody wykrywania zanieczyszczeń ropopochodnych w środowisku gruntowo-wodnym
- 76 Praca zbiorowa pod red. W. Bujakowskiego:
Wybrane problemy wykorzystania geotermii – I
- 77 W. Blaschke:
System cen energetycznego węgla kamiennego
- 78 E.J. Sobczyk:
Wpływ zmian modelu gospodarczego na gospodarkę zasobami złóż węgla kamiennego w górnictwie węgla kamiennego
- 79 E. Panek:
Metale śladowe w glebach i wybranych gatunkach roślin obszaru polskiej części Karpat

- 80 A. Uliasz-Bocheńczyk:
Wpływ wybranych dodatków mineralnych na właściwości mieszanin uszczelniających i wypełniających stosowanych w górnictwie podziemnym
- 81 E. Pietrzyk-Sokulska, E. Panek:
Podstawy strategii ekorozwoju w aspekcie zmian administracyjnych kraju – wybrane elementy
- 82 U. Lorenz:
Parytet importowy węgla kamiennego energetycznego
- 83 J. Dziewański, J. Dudek, Z. Olszamowski:
Nowa przesłona przeciwfiltracyjna w podłożu lewego skrzydła i przyczółka zapory Wisła–Czarne
- 84 Z. Pilecki, E. Popiołek:
Wpływ eksploatacji rud na zagrożenie powierzchni deformacjami nieciągłymi i jego badanie za pomocą metod geofizycznych
- 85 J. Darski, J. Kicki, E.J. Sobczyk:
Raport o stanie gospodarki zasobami złóż węgla kamiennego
- 86 J. Kwaśniewski:
Zastosowanie wybranych metod analizy sygnałów niestacjonarnych w diagnozowaniu lin i rur stalowych
- 87 E. Mokrzycki:
Ceny węgla energetycznego oferowanego w latach 1990–1999 w portach głównych eksporterów
- 88 L. Pająk:
Model numeryczny rozwoju strefy przemarzania gruntu w warunkach eksploatacji energii cieplnej
- 89 J. Butra:
Metoda doboru systemu eksploatacji złóż rud miedzi w polach o jednorodnej charakterystyce geologicznej
- 90 Praca zbiorowa pod red. S. Plewy:
Rozpoznanie pola ciepłego ziemi w obszarze Górnoląskiego Zagłębia Węglowego dla potrzeb górnictwa i ciepłownictwa
- 91 Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Tematyka prac naukowo-badawczych realizowanych w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w XV-letnim okresie
- 92 Praca zbiorowa pod red. W. Neya:
Wybrane problemy wykorzystania geotermii – II
- 93 B. Kępińska:
Warunki hydrotermalne i termiczne podhalańskiego systemu geotermalnego w rejonie otworu Biały Dunajec PAN-1
- 94 E. Mokrzycki:
Ceny węgla koksowego oferowanego w latach 1990–1999 w portach głównych eksporterów
- 95 W. Suwała, M. Kudęko, J. Kamiński:
Rynek węgla kamiennego w Polsce
- 96 J. Dziewański, Z. Pilecki, W. Sroczyński:
Zagadnienia badań geologiczno-inżynierskich w projektowaniu tuneli komunikacyjnych w utworach fliszu karpackiego – na przykładzie tunelu w Lalikach
- 97 W. Dziurzyński, T. Pałka:
Komputerowy system monitoringu zagrożenia pożarowego i wyznaczania dróg ucieczkowych w warunkach pożaru w kopalni podziemnej
- 98 E. Pietrzyk-Sokulska:
Waloryzacja obszarów występowania i eksploatacji złóż związanych surowców skalnych na przykładzie Beskidów Zachodnich
- 99 W. Sroczyński, A.K. Wota:
Prognozowanie oddziaływania karpackich zbiorników wodnych na środowisko geologiczne i powierzchnię ziemi

- 100** U. Ozga-Blaschke:
Parytet importowy węgla koksowego
- 101** P. Czaja:
Analiza nośności segmentowej obudowy szybów upodatnionej materiałem nieliniowo sprężystym
- 102** J. Dziewański, J. Starowicz:
Zastosowanie kruszywa z miejscowych złóż materiałów budowlanych do betonów hydrotechnicznych (na przykładzie zapory w Solinie)
- 103** A. Wójcik:
Otrzymywanie pochodnych poliwinylkarbazolu o właściwościach elektroluminescencyjnych
- 104** M. Giergiel:
Komputerowe wspomaganie w projektowaniu maszyn wibracyjnych
- 105** P. Batko:
Wpływ właściwości strzelniczych materiału wybuchowego na efekt sejsmiczny strzelania
- 106** L. Gawlik, I. Grzybek
Szacowanie emisji metanu w polskich zagłębiach (system węgla kamiennego)
- 107** M. Wójcik
Awaryjne hamowanie górniczych wyciągów szybowych urządzeniami ciernymi – teoria, badania i aplikacje przemysłowe
- 108** J. Mucha
Struktura zmienności zawartości [Zn] i [Pb] w śląsko-krakowskich złożach rud Zn-Pb
- 109** J. Dziewański, Z. Pilecki
Ocena warunków geologiczno-inżynierskich na terenie powierzchniowych ruchów masowych na przykładzie osuwiska w Zgłobicach
- 110** Praca zbiorowa pod redakcją E. Pietrzyk-Sokulskiej:
Uwarunkowania przyrodniczo-kulturowe funkcjonowania turystyki zrównoważonej w Beskidach Zachodnich
- 111** W. Suwała, M. Kudęłko, J. Kamiński:
Rynek węgla kamiennego w Polsce w latach 1991–2001
- 112** U. Lorenz, W. Blaschke, Z. Grudziński:
Propozycja nowej formuły sprzedaży węgla energetycznego przeznaczonego dla energetyki zawodowej
- 113** B. Kępińska, A. Łowczowska:
Wody geotermalne w lecznictwie, rekreacji i turystyce
- 114** J. Cieślak:
Metody natężeniowe w analizie elementów konstrukcyjnych
- 115** Praca zbiorowa pod redakcją W. Sroczyńskiego:
Uwarunkowania geologiczne realizacji zbiornika przeciwpowodziowego Racibórz Dolny na Odrze
- 116** Z. Blaschke, W. Blaschke:
Ocena celowości wzbogacania węgla na potrzeby energetyki w samodzielnych zakładach przerobczych
- 117** B. Kłojzy-Karczmarczyk:
Zastosowanie odpadów energetycznych w ograniczaniu transportu zanieczyszczeń ze składowisk odpadów górniczych
- 118** J. Dziewański, A.K. Wota, D. Limanówka, E. Cebulak, S. Michalik:
Katastrofalny spływ wodno-gliniasty w Muszynie w lipcu 2002 roku
- 119** U. Ozga-Blaschke:
Metoda powiązania parametrów jakościowych węgla koksowego z jego wartością użytkową
- 120** J. Dziewański, Z. Pilecki:
Problemy rozpoznania geologiczno-inżynierskiego w projektowaniu tuneli drogowych Węgierska Górka i Milówka

- 121** M. Kudelko:
Efektywna alokacja zasobów w krajowym systemie energetycznym
- 122** Praca zbiorowa pod redakcją W. Blaschke:
Funkcjonowanie górnictwa węgla kamiennego na podstawie uregulowań prawnych Unii Europejskiej w latach 1993–2002
- 123** Praca zbiorowa pod redakcją W. Blaschke:
Możliwości funkcjonowania kopalń węgla kamiennego w Polsce w świetle przepisów UE dotyczących zasad świadczenia pomocy państwa dla górnictwa w latach 2002–2010
- 124** T. Olkusiński:
Straty energii chemicznej w procesach energetycznego wykorzystania węgla kamiennego
- 125** A.P. Barbacki:
Zbiorniki wód geotermalnych niecki miechowskiej i środkowej części zapadliska przedkarpackiego
- 126** J. Sałacki:
Model złoża rud miedzi dla potrzeb projektowania i prowadzenia eksploatacji
- 127** Suwała W., Kudelko M., Kamiński J.:
The primary energy market in Poland in 1993–2002
- 128** Nieć M., Matł K., Wyrwicki R., Wiśniewski J.:
Iły turowskie mit kopalni towarzyszących
- 129** K. Ślizowski, J. Köhsling, L. Lankof:
Uwarunkowania podziemnego składowania odpadów niebezpiecznych w Polsce
- 130** Publikacja zbiorowa pod redakcją E. Panek:
Uwarunkowania przyrodniczo-kulturowe rozwoju turystyki zrównoważonej w Bieszczadach
- 131** E. Pietrzyk-Sokulska:
Kryteria i kierunki adaptacji terenów po eksploatacji surowców skalnych. Studium dla wybranych obszarów Polski
- 132** R. Tarkowski:
Geologiczna sekwestracja CO₂
- 133** D. Grodecki:
Zależność wodo- i cementochłonności od budowy geologicznej podłoża zapory w Myczkowcach
- 134** J. Kicki, E.J. Sobczyk:
Restrukturyzacja górnictwa w Polsce a struktura i wystarczalność zasobów węgla kamiennego
- 135** B. Kępińska:
Warunki termiczne i hydrotermalne podhalańskiego systemu geotermalnego
- 136** Praca zbiorowa pod red. B. Uliasz-Misiak:
Badania mikrobiologiczne wycieków CO₂ w rejonie Muszyny w celu opracowania metod biomonitoringu
- 137** J. Ślizowski:
Geomechaniczne podstawy projektowania komór magazynowych gazu ziemnego w złożach soli kamiennej
- 138** M. Kaliski, D. Staśko:
Bezpieczeństwo energetyczne w gospodarce paliwowej Polski
- 139** M. Kudelko, W. Suwała, J. Kamiński:
Koszty zewnętrzne w energetyce – zastosowanie w badaniach modelowych
- 140** L. Zawisza:
Hydrodynamiczne modelowanie basenów naftowych dla oceny ich perspektyw złożowych
- 141** U. Ozga-Blaschke:
Międzynarodowy rynek węgla koksowego

- 142** B. Uliasz-Misiak:
Pojemność podziemnego składowania CO₂ dla wybranych mezozoicznych poziomów wodonośnych oraz złóż węglowodorów w Polsce
- 143** Praca zbiorowa pod red. M. Kudelko:
Scenariusze rozwoju krajowego sektora węgla kamiennego do 2020 roku – foresight technologiczny
- 144** E. Pilecka:
Indukowane podziemną działalnością górniczą wysokoenergetyczne wstrząsy górotworu a lineamenty na obrazach satelitarnych
- 145** A.K. Wota:
Optymalizacja wyboru lokalizacji składowisk odpadów komunalnych z wykorzystaniem metody AHP (Analytic Hierarchy Process)
- 146** M. Filipowicz:
Experimental investigations of m-atomic and m-molecular processes in muon catalysis of nuclear fusion reactions
- 147** A. Szurlej:
Rola gazu ziemnego w bilansie paliwowo-energetycznym kraju ze szczególnym uwzględnieniem energetyki, w aspekcie wymogów ochrony środowiska
- 148** L. Gawlik:
Wpływ poziomu wydobycia węgla kamiennego na koszty jego pozyskania w kopalniach
- 149** H. Woźniak:
Osiadanie gruntów zwałowanych w świetle badań modelowych
- 150** E.J. Sobczyk:
Uciążliwość geologiczno-górnictwowych warunków eksploatacji węgla kamiennego i jej wpływ na gospodarkę złożem
- 151** R. Skrzypczak:
Jednostki przyrodniczo-kulturowe Beskidów w aspekcie turystyki zrównoważonej
- 152** P. Saługa:
Ocena ekonomiczna projektów i analiza ryzyka w górnictwie
- 153** A. Uliasz-Bocheńczyk:
Mineralna sekwestracja CO₂ w wybranych odpadach
- 154** A. Malinowska:
Ocena zagrożenia uszkodzeniami obiektów budowlanych na terenach górniczych z wykorzystaniem wnioskowania rozmytego
- 155** Praca zbiorowa pod red. W. Suwały:
Analiza problemu relokacji źródeł energii elektrycznej dla polskiego systemu elektroenergetycznego i przedsiębiorstw w wyniku polityki klimatycznej UE
- 156** U. Lorenz, Z. Grudziński:
Międzynarodowe rynki węgla kamiennego energetycznego
- 157** Praca zbiorowa pod red. K. Galosa:
Waloryzacja bazy zasobowej piasków szklarskich i ocena perspektyw złożowych w świetle współczesnych wymagań przemysłu szklarskiego
- 158** B. Tomaszewska:
Transformations of soil and aquatic environment under the impact of anthropogenic factors – examples from the selected area in Skawina
- 159** M. Kopacz:
Metoda wyceny projektów inwestycyjnych w polskim górnictwie rud miedzi z wykorzystaniem symulacji stochastycznej
- 160** M. Nieć:
Kryteria geologiczne złoża (kryteria bilansowości)

- 161** K. Galos:
Wpływ składu mineralnego wybranych itów na właściwości tworzyw gresowych
- 162** T. Danek, A. Leśniak, A. Pięta:
Numerical modeling of seismic wave propagation in selected anisotropic media
- 163** E. Lewicka:
Ocena kopaliny skaleniowo-kwarcowej ze Sławniowic (Sudety Wschodnie) jako potencjalnego surowca ceramicznego
- 164** Praca zbiorowa pod redakcją R. Tarkowskiego:
Potencjalne struktury geologiczne do składowania CO₂ w utworach mezozoiku Niżu Polskiego (charakterystyka oraz ranking)
- 165** W. Suwała, J. Kamiński, P. Kaszyński, M. Kudelko:
The primary energy tendencies in Poland
- 166** L. Lankof:
Analiza odkształcalności i utraty masy zubrów brunatnych w aspekcie składowania odpadów promieniotwórczych w środkowopolskich wysadach solnych
- 167** P. Saługa:
Elastyczność decyzyjna w procesach wyceny projektów geologiczno-górnictwowych
- 168** J. Ślizowski, K. Urbańczyk, D. Wiewiórka, M. Kowalski, K. Serbin:
Stateczność wyrobisk w pokładach ewaporatów LGOM w aspekcie budowy podziemnego laboratorium badawczego
- 169** J. Kulczycka:
Ekoelektywność projektów inwestycyjnych z wykorzystaniem koncepcji cyklu życia produktu
- 170** W.M. Bajdur:
Eko-polielektrolity syntetyczne redukujące ładunki zanieczyszczeń w ściekach i wodach przemysłowych
- 171** H. Wirth:
Wieloczynnikowa wycena złóż i ich zasobów na przykładzie przemysłu metali nieżelaznych
- 172** B. Rajpolt, B. Tomaszewska:
Zanieczyszczenie środowiska gruntowo-wodnego fluorem na przykładzie Huty Aluminium w Skawinie
- 173** M. Kudelko, W. Suwała, J. Kamiński, P. Kaszyński:
Modelowanie rynków energii dla różnych systemów dystrybucji uprawnień do emisji dwutlenku węgla
- 174** T. Olkusi:
Analiza produkcji węgla kamiennego i jego wykorzystanie w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce
- 175** J. Kamiński:
Siła rynkowa w krajowym sektorze wytwarzania energii elektrycznej
- 176** Praca zbiorowa pod redakcją A. Uliasz-Bocheńczyk:
Zaczyny cementowe w technologiach wiertniczych geologicznego składowania CO₂
- 177** Praca zbiorowa pod redakcją E. Lewickiej:
Innowacyjne technologie pozyskiwania najważniejszych surowców ceramicznych i szklarskich
- 178** M. Kudelko, W. Suwała, J. Kamiński, P. Kaszyński:
Handel uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla w Unii Europejskiej
- 179** K. Stala-Szlugaj:
Polish imports of steam coal from the East (CIS) in the year 1990–2011
- 180** Z. Grudziński:
Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej
- 181** D. Foszcz:
Zasady określania optymalnych rezultatów wzbogacania wieloskładnikowych rud miedzi

- 182** T. Niedoba:
Wielowymiarowe charakterystyki zmiennych losowych w opisie materiałów uziarnionych i procesów ich rozdziału
- 183** U. Lorenz, U. Ozga-Blaschke, K. Stala-Szlugaj, Z. Grudziński:
Węgiel kamienny w kraju i na świecie w latach 2005–2012
- 184** Z. Pilecki:
Uzdatnienie podłoża autostrady A-1 na terenach pogórnich płytkiej eksploatacji rud metali
- 185** R. Tarkowski, L. Dziewińska, S. Marek:
The characteristics of selected potential geological structures for CO₂ underground storage in Mesozoic deposits of the Szczecin–Mogilno–Uniejów Trough
- 186** Praca zbiorowa pod redakcją E. Lewickiej:
Market analysis of selected raw materials for the ceramic and glass industries in Poland over the years 1990–2012
- 187** M. Nieć, M. Młynarczyk:
Gospodarowanie zasobami węgla kamiennego w Polsce
- 188** U. Lorenz:
Ocena oddziaływania zmian cen węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych na krajowy rynek węgla
- 189** A. Kot-Niewiadomska:
Uwarunkowania geologiczne zagospodarowania terenu przemysłowego Zakładów Metalurgicznych „Trzebinia” w Trzebinie
- 190** B. Tomaszewska:
Ocena możliwości efektywnego wykorzystania schłodzonych wód termalnych
- 191** I. Baic:
Analiza wielokierunkowego wykorzystania depozytów mułów węglowych wraz z oceną ich oddziaływania na środowisko
- 192** M. Kudelko, J. Kamiński, P. Kaszyński, M. Malec:
Analiza wrażliwości sektora wytwarzania energii elektrycznej i ciepła
- 193** W. Bujakowski:
Geologiczne, środowiskowe i techniczne uwarunkowania projektowania i funkcjonowania zakładów geotermalnych w Polsce
- 194** T. Ratajczak, E. Hycnar, P. Bożęcki:
Kryterium mineralogiczne jako element oceny przydatności niektórych polskich surowców ilastych do budowy przesłon hydroizolacyjnych

WSKAZÓWKI DLA AUTORÓW DOTYCZĄCE OPRACOWANIA I PRZYGOTOWANIA DO DRUKU PUBLIKACJI W DZIALE WYDAWNICZYM: STUDIA, ROZPRAWY, MONOGRAFIE

1. Treść merytoryczna publikacji i sposób ich ujęcia powinny odpowiadać poziomowi działu i powinny odnosić się do tytułu działu: Studia, Rozprawy, Monografie.
2. Układ publikacji powinien być przejrzysty, zwarty, a jego treść podzielona na rozdziały tworzące zamkniętą całość. Objętość publikacji nie powinna być mniejsza od 5 arkuszy wydawniczych i nie powinna przekraczać 10 arkuszy wydawniczych (ok. 120 stron).
3. Każda publikacja powinna zawierać streszczenie w języku angielskim w objętości 1,5–2 strony maszynopisu. Tabele i rysunki zawarte w publikacji powinny również zawierać podpisy w języku angielskim.

WSKAZÓWKI DLA AUTORÓW DOTYCZĄCE PRZYGOTOWANIA TEKSTU NA DYSKIETCE

Wskazówki techniczne (przygotowanie elektronicznej wersji artykułu)

Kompletny materiał do druku powinien zawierać (wersja elektroniczna):

- tekst zasadniczy,
- tytuł w języku polskim i angielskim,
- tytuły naukowe Autorów, miejsca pracy oraz adres e-mail do korespondencji,
- tabele i rysunki,
- podpisy pod tabele i rysunki w języku polskim oraz angielskim,
- streszczenia i słowa kluczowe w obu językach,
- podziękowania, jeśli występują,
- oświadczenie o źródłach finansowania (jeśli inne niż domyślne).

Autorzy spoza Polski, zgłaszający artykuł do druku w języku angielskim nie muszą przedstawiać polskiej wersji językowej – zostanie ona uzupełniona w Redakcji.

Dostarczenie elektronicznej wersji artykułu jest obowiązkowe.

Tekst powinien być zapisany w programie WORD FOR WINDOWS.

Zaleca się zastosowanie czcionki Times Roman 12 lub Arial 12.

Całkowita objętość artykułu nie powinna przekraczać 15 stron.

W trakcie wpisywania tekstu prosimy o przestrzeganie następujących zasad:

- nie dzielić ręcznie wyrazów,
- nie justować poszczególnych linii akapitu za pomocą klawisza spacji,
- nie spacjaować wyrazów (np. t y t u ł),
- nie podkreślać wyrazów, zdań (np. podkreślony).

Streszczenia w obu językach powinny zawierać co najmniej 1900 znaków ze spacjami i powinny odzwierciedlać merytoryczną zawartość artykułu.

Tytuły i podtytuły należy oddzielić od tekstu odstępem górnym i dolnym. Przy podziale tekstu na rozdziały i podrozdziały należy stosować numerację cyfrową wielorzędową:

- rozdziały – 1, 2, ...
- podrozdziały pierwszego stopnia – 1.1, 1.2, ..., 2.1, 2.2, ...
- podrozdziały drugiego stopnia – 1.1.1, 1.1.2, ..., 1.2.1, 1.2.2, ...
- podrozdziały trzeciego stopnia i ewentualnie inne tytuły pozostawia się zazwyczaj nienumerowane.

Tabele i rysunki należy umieścić w tekście po powołaniach. Zaleca się numerować je od 1 do *n* w obrębie całej publikacji.

Rysunki prosimy dostarczać również w wersji elektronicznej w osobnych plikach w formatach obsługiwanych przez program Corel DRAW 16 (np. *.CDR, *.CGM, *.TIF, *.JPG, *.PCX, *.IMG, *.XLS).

Wzory matematyczne numeruje się podając numer ujęty w nawiasy okrągłe na prawym marginesie (jeśli jest ich mało, nie wymagają numeracji). **Wszelkie symbole we wzorach** i powołaniach na nie w tekście prosimy pisać pismem pochylonym. Ważne jest, by 0 (zero) wpisane było przez klawisz cyfrowy, w celu odróżnienia go od litery O(o).

Powołania na cytowaną literaturę w tekście artykułu są obowiązkowe. W powołaniach na literaturę podajemy w nawiasie okrągłym nazwisko autora i rok wydania, np. (Rysiowa 1969) – jeden autor; (Nowakowski, Kapinos 1992) – dwóch autorów; (Kluz i in. 1972) – więcej niż dwóch autorów.

W przypadku prac zbiorowych posiadających redaktorów w nawiasie okrągłym podajemy nazwisko redaktora z adnotacją red. i rok wydania, np. (Zdun, red. 2004) – jeden redaktor; (Nowak, Kopa, red. 2003) – dwóch redaktorów; (Krus i in., red. 2000) – więcej niż dwóch redaktorów.

W przypadku prac zbiorowych nie posiadających redaktorów w nawiasie okrągłym podajemy początek tytułu i rok wydania, np. (Poradnik... 1971).

Literatura powinna być umieszczona na końcu pracy z oznaczeniem „LITERATURA”. Autor sporządza jeden wykaz literatury dla całej pracy, w której znajdują się tylko te pozycje, na które powołano się w tekście artykułu. Kolejność pozycji cytowanej literatury powinna być alfabetyczna (wg tekstów powołań).

Prawidłowy zapis bibliograficzny powinien zawierać:

- Książki jednego lub dwóch autorów:
Nazwisko i inicjały imion autora, rok wydania: Tytuł. Oznaczenie kolejności wydania (Wyd. 1, 2, ...).
Miejsce wyd., nazwa wydawcy, np.:
Rysiowa H., 1969 – Wstęp do matematyki współczesnej. Wyd. 2. Warszawa, PWN.
Rysiowa H., Nowakowski J., 1969 – Wstęp do matematyki współczesnej. Wyd. 2. Warszawa, PWN.
- Książki kilku autorów (powyżej dwóch):
Powołanie plus prawidłowy zapis bibliografii:
Rysiowa i in. 1969 – Rysiowa H., Nowakowski J., Kapinos J., 1969 – Wstęp do matematyki współczesnej. Wyd. 2. Warszawa, PWN.
- Artykuły z czasopism i innych wydawnictw ciągłych (jeden lub dwóch autorów):
Nazwisko i inicjały imion autora, rok wydania: Tytuł artykułu. Pełny tytuł czasopisma (nie skrót), numer rocznika (tomu), numer zeszytu, strony, np.:
Nowakowski J., Kapinos J., 1992 – Przemysł aluminiowy – stan obecny i tendencje zmian. Gospodarka Surowcami Mineralnymi t. 23, z. 1, s. 17–28.
- Artykuły z czasopism i innych wydawnictw ciągłych (powyżej dwóch autorów):
Powołanie plus prawidłowy zapis bibliograficzny:
Rysiowa i in. 1992 – Rysiowa H., Nowakowski J., Kapinos J., 1992 – Przemysł aluminiowy – stan obecny i tendencje zmian. Gospodarka Surowcami Mineralnymi t. 23, z. 1, s. 17–28.
- Prace zbiorowe (pod redakcją jednego lub dwóch redaktorów):
Nazwisko i inicjały imion redaktora naukowego (z zaznaczonym skrótem red.), rok wydania: Tytuł. Oznaczenie kolejności wydania. Numer tomu (części, jeżeli jest). Wydawca, miejsce wydania, liczba stron, np.:
Paszowski B., red., 1971 – Poradnik inżyniera. Elektronika. Wyd. 2, t. 1. WNT, Warszawa, s. 256.
Pasikowski T., Gdowski A., red., 1994 – Zarys krystalografii. Wyd. 1, Wydawnictwo Praca i Płaca, Wrocław, s. 145.
- Prace zbiorowe (pod redakcją więcej niż dwóch redaktorów):
Powołanie plus prawidłowy zapis bibliografii:
Jackowski i in., red. 2007 – Jackowski T., Kryza O., Pasikow R., red., 2007 – Analiza gospodarki wodnej. Wyd. 1, WNT, Warszawa, s. 55.
- Prace zbiorowe nie posiadające redaktorów:
Powołanie plus pełny zapis bibliografii: Tytuł. Oznaczenie kolejności wydania, Numer tomu (jeśli bibliografia wielotomowa). Wydawca, miejsce wydania, strony lub liczba stron, specyficzne oznaczenia, np.
Decyzja... 2003 – Decyzja nr 1230/2003/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. przyjmująca wieloletni program działania w dziedzinie energii: Inteligentna Energia – Europa (2003–2006). Dziennik Urzędowy L 176, 15/07/2003 s. 0029–0036; 32003D1230.
Program... 2007 – Program rozwoju elektroenergetyki w latach 2007–2010. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, s. 68.

IGSMiE PAN – Wydawnictwo, Kraków 2015

Nakład 150 egz.

Objętość ark. wyd. 18,9; ark. druk. 26,5 (×8)

Druk i oprawa: Agencja Reklamowo-Wydawnicza „Ostoja” Maciej Hubert Krzemień,
Cianowice, ul. Niebyła 17, 32-043 Skała