METODY STATYSTYCZNE W ANALIZIE I ZARZĄDZANIU RYZYKIEM NA POLSKIM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Alicja Ganczarek
Katedra Statystyki, Akademia Ekonomiczna im Karola Adamieckiego, Katowice

1 WPROWADZENIE

Zmiany technologiczne i organizacyjne, które odwróciły efekt skali w produkcji energii elektrycznej, dostęp do nowych nośników energii (np. gazu ziemnego), rozwój technik teleinformatycznych oraz rozwój międzynarodowego handlu energią elektryczną wpłynęły między innymi na ukształtowanie się nowych warunków na rynkach energii elektrycznej. Liberalizacja rynku energii elektrycznej przyczyniła się do dynamicznego rozwoju tego sektora. Zainicjowała procesy prywatyzacji, decentralizacji, a tym samym wzrostu konkurencyjności, zmieniła znacznie sytuację uczestników rynku energii elektrycznej. W okresie centralizacji sektora energetycznego w rzeczywistości tylko odbiorcy energii elektrycznej byli narażeni na efekty ryzyka ponoszonego przez przedsiębiorstwa energetyczne. W ramach nowej organizacji rynku energii odbiorca nabywa nowe możliwości. Obok nowych możliwości i uprawnień pojawia się również nowe ryzyko rynkowe ściśle związane z kształtującą się sytuacją.

W ramach niezakontraktowanych w kontraktach długoterminowych (KDT) mocy uczestnicy konkurencyjnego rynku energii elektrycznej zawierają kontrakty bilateralne na fizyczną dostawę energii elektrycznej. Przełomowym momentem w liberalizacji polskiego rynku energii elektrycznej było powstanie giełdy energii. Towarowa Giełda Energii S.A. (TGE) fizycznie zaistniała na polskim rynku w lipcu 2000 roku. Pierwsze transakcje zrealizowano na Rynku Dnia Następnego (RDN). RDN jest rynkiem natychmiastowym (rynek spot). Cena 1 MWh energii elektrycznej ustalana jest na RDN odrębnie dla każdej godziny dzień przed realizacją dostawy. Jest to cena równowagi złożonych ofert kupna i sprzedaży.

Od października 2002 roku na TGE pojawił się Rynek Terminowy (RT) z kontraktami futures na dostawę energii elektrycznej miesięczną, tygodniową i w godzinach szczytowych od 19 do 22.

W listopadzie 2003 roku na parkiecie TGE zaistniał Parkiet Jednodniowy (PJ). Kurs rozliczeniowy kontraktu, polegającego z jednej strony na dostarczeniu przez sprzedającego odpowiedniej ilości energii elektrycznej w każdej godzinie dnia dostawy, a z drugiej na dokonaniu zapłaty za otrzymaną energię elektryczną przez nabywcę, określany jest jako ważona wolumenem obrotu średnia kursów wszystkich transakcji zawartych podczas sesji giełdowej.

TGE jest pierwszą i do tej pory jedyną licencjonowaną giełdą towarową działającą na terenie Polski. Istotnie na kształtowanie się cen oraz wolumenu obrotu energią elektryczną na TGE wpływają zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego (RB) z Ceną Rozliczeniową Odchyleń (CRO), który od września 2001 roku równoważy popyt i podaż na energię elektryczną w każdej godzinie doby. Pierwszego dnia lipca 2002 roku RB wprowadził dodatkowe ceny: Cenę Rozliczeniową Odchyleń sprzedaży (CROs) oraz Cenę Rozliczeniową Odchyleń zakupu (CROz), co spowodowało wyraźny wzrost obrotów na RDN.[16]

[16] „Procent energii przepływającej przez TGE stanowi około 15% handlu konkurencyjnego w Polsce, (...) gdzie większość obrotu odbywa się jeszcze w drodze KDT". Rozmowa z G. Onichimowskim – Prezesem Zarządu TGE S.A, Warszawa, 28 sierpnia 2003).

Oprócz RDN na TGE oraz RB, na których notowania są ogólnodostępne, transakcje zakupu i sprzedaży energii elektrycznej dokonywane są poprzez Kantor Energii, na którym generowane są ceny zakupu i sprzedaży energii elektrycznej na każdą godzinę dnia następnego w sesji porannej oraz na każdą godzinę dwa dni do przodu w sesji popołudniowej. Klienci składający oferty godzą się na cenę ustaloną przez Kantor Energii. Na Internetowej Platformie Obrotu Energią Elektryczną (*POEE*) istnieje również: Rynek Dobowo-Godzinny Rynku Energii Konwencjonalnej, Rynek Terminowy Rynku Energii Konwencjonalnej na dostawę miesięczną, Rynek Terminowy Rynku Energii Odnawialnej na dostawę miesięczną, Rynek Niegrafikowy Rynku Energii Odnawialnej na dostawę miesięczną. Jednak w porównaniu z TGE oraz RB udział wyżej wymienionych rynków w polskim konkurencyjnym rynku energii elektrycznej jest niewielki.

W marcu 2005 roku została podpisana umowa między TGE S.A. a szwedzką spółką OMX na opracowanie i wdrożenie systemu CONDICO do obsługi odbioru i rozliczenia transakcji giełdowych. Umowa dotyczy sprzedaży licencji na system obsługi obecnie funkcjonującego i przyszłego rynku giełdy: RDN, rynku gazu, rynku transakcji typu forward, rynku instrumentów pochodnych, przygotowanie projektu i pięcioletnia obsługa systemu. „Polski rynek energetyczny, znajduje się na stosunkowo wczesnym etapie liberalizacji, już teraz wymaga wprowadzenia zaawansowanych technologii, mogących zachęcić uczestników do korzystania z wszelkich możliwych narzędzi, oferowanych przez bieżące (spotowe) i finansowe rynki energii elektrycznej i gazu."[17] Zawiązana umowa z właścicielem, operatorem największej platformy obrotu papierami wartościowymi w Europie Północnej oraz dostawcą usług i rozwiązań rynkowych dla rynków finansowych i energetycznych OMX jest wielką szansą na rozwój niezależnego energetycznego rynku giełdowego w Polsce.

Każdy uczestnik rynku energii, pragnąc zminimalizować ryzyko swojej decyzji, dokonuje racjonalnego wyboru pozycji na rynku, bez względu na to, czy jest to producent, odbiorca czy inwestor. Ryzyko na rynku jest tym większe, im szybsze i znaczniejsze są zmiany cen i popyt. Na polskim rynku energii zmienność cen w ciągu jednej doby może przekraczać nawet 50%. Proces obrotu energią elektryczną oraz związane z nim ryzyko uwarunkowane jest wieloma czynnikami. Cena energii elektrycznej zależy w znacznym stopniu od: temperatury powietrza, siły wiatrów, zachmurzenia, opadów, wielkości obrotu oraz ilości wyprodukowanej energii. Ze względu na niemożliwość magazynowania energii elektrycznej jej cena zależy również od zapotrzebowania na nią w danej chwili. Analizując notowania cen o dziennym oraz tygodniowym horyzoncie czasu, można zauważyć zależności cen od pory doby oraz dnia tygodnia. W ciągu doby występują dwa szczyty: poranny i wieczorny oraz dolina nocna i południowa. W soboty oraz niedziele ceny są znacznie niższe od cen notowanych w ciągu tygodnia. Złożoność procesu obrotu energią elektryczną wpływa w dużym stopniu na znaczne i szybkie zmiany cen energii elektrycznej. Wśród uczestników rynku energii elektrycznej istnieje zatem potrzeba zabezpieczenia się przed ryzykiem zmian cen.

W niniejszej dysertacji został podjęty problem analizy i zarządzania ryzykiem rynkowym na polskim rynku energii elektrycznej z wykorzystaniem metod statystycznych.

2 CELE PRACY

Głównym celem niniejszej dysertacji jest analiza i zarządzanie ryzykiem na polskim rynku energii elektrycznej. Analiza i zarządzanie ryzykiem zjawisk ekonomicznych wspomagane są metodami statystycznymi. Realizacji podjętego problemu służyły następujące etapy:

- klasyfikacja polskiego rynku energii elektrycznej,
- modelowanie zmiennych opisujących rynek obrotu energią elektryczną w Polsce,
- wybór metod statystycznych efektywnie opisujących polski rynek energii elektrycznej,
- opracowanie metod pomiaru ryzyka i zarządzania ryzykiem na polskim rynku energii elektrycznej,
- weryfikacja statystyczna zaproponowanych metod.

[17] Grzegorz Onichimowski – Prezes Zarządu TGE S.A Warszawa, 31 marca 2005 (www.polpx.pl).

3 NAJWAŻNIEJSZE ZAŁOŻENIA BADAWCZE

Oferta sprzedaży na rynku energii elektrycznej dotyczy warunków związanych z dostawą energii elektrycznej, określa cenę oraz czas, przez jaki oferta obowiązuje. Pozostałe towary, zwane usługami systemowymi, zapewniające bezpieczeństwo pracy systemu, obejmują regulacje częstotliwości i mocy wymiennej, regulację poziomów napięć, gotowości do dostarczenia mocy na żądanie [9, 13, 14]. Efektywność usług systemowych względem podstawowej funkcji obrotu energią elektryczną w znacznym stopniu wpływa na kształtowanie się ceny energii elektrycznej. Powszechnie jednak oddzielnie rozpatruje się funkcje obrotu energią elektryczną oraz funkcje regulacji usług systemowych [13, 14]. W niniejszej rozprawie analizie poddano ryzyko związane z transakcjami odnoszącymi się do energii elektrycznej jako towaru.

Energia elektryczna jako produkt może być poddana warunkom rynkowym. Przeprowadzone w niniejszej dysertacji analizy bazują na założeniu, że polski rynek energii elektrycznej zapewnia:

- równe prawa uczestnikom rynku,
- swobodny dostęp do rynku,
- swobodne kształtowanie się ceny energii elektrycznej w wyniku zrównoważenia zapotrzebowania i produkcji.

Niemniej jednak rynek energii elektrycznej różni się od pozostałych rynków towarowych tym, że: [2]

- nie istnieją metody efektywnego magazynowania energii elektrycznej,
- produkcja energii i jej zużycie musi być zrównoważone w każdej chwili,
- energia elektryczna ma fundamentalne znaczenie dla gospodarki kraju oraz warunków życia społecznego – zasilanie energią elektryczną powinno być centralnie sterowane,
- istnieje naturalny monopol sieci przesyłowych i rozdzielczych,
- energia elektryczna jest produktem „trudno identyfikowalnym” – z tego powodu rynek energii jest rynkiem finansowym.

W niniejszej pracy ryzyko było rozpatrywane jako zagrożenie stratą spowodowane nieosiągnięciem zamierzonych celów w wyniku zamierzonego działania lub zachowania istniejącego stanu rzeczy w horyzoncie czasu.

Do realizacji celów pracy zostały wykorzystane metody statystyczne: statystyki wielowymiarowe, w tym klasyfikacji i analizy danych, analizy szeregów czasowych z okresowością, modelowania autoregresyjnego, inżynierii finansowej, analizy stochastycznej oraz statystyczne metody pomiaru ryzyka i zarządzania ryzykiem. Każda z wymienionych metod bazuje na określonych założeniach, których niespełnienie może zniekształcić ocenę sytuacji oraz diagnozę ryzyka rynkowego na konkurencyjnym polskim rynku energii elektrycznej. Wśród najważniejszych założeń prezentowanych metod można wymienić: współzależność zmiennych, niezależność składników losowych, stacjonarność modeli, zgodność rozkładów empirycznych z analizowanymi w pracy rozkładami teoretycznymi.

4 HIPOTEZY BADAWCZE

Główne hipotezy badawcze będące przedmiotem analizy niniejszej dysertacji oparte są na stwierdzeniach, że:

- Kwantylowe miary zagrożenia efektywnie opisują ryzyko na rynku energii elektrycznej.
- Sezonowość energii elektrycznej wpływa na dobór metod szacowania wartości zagrożonej na rynku energii elektrycznej.
- Instrumenty pochodne są korzystnym narzędziem do zabezpieczenia pozycji na rynku energii elektrycznej.
- Strategie inwestycyjne, ustalane równocześnie uwzględniając horyzont czasu, poziom tolerancji błędu oraz preferencje inwestorów, są korzystnym narzędziem w zarządzaniu ryzykiem na rynku energii elektrycznej.

5 NAJWAŻNIEJSZE WNIOSKI

Podstawą analizy empirycznej problemu są dane zaczerpnięte z Centrum Informacji Rynku Energii (CIRE). Badania empiryczne na polskim rynku energii elektrycznej przeprowadzono zarówno dla zmiennych losowych, jak i szeregów czasowych z RDN oraz RB w okresie od 30.03.2003 roku do 26.03.2005 roku (dane w każdej godzinie w ciągu 728 dni, 17 472 obserwacje zmiennych).

Wybrany okres badawczy podzielono na cztery części odpowiadające kalendarzowym

zmianom czasu letniego na czas zimowy oraz zimowego na letni:

1 od 30.03.2003 roku do 25.10.2003 roku – okres letni (210 dni),
2 od 26.10.2003 roku do 27.03.2004 roku – okres zimowy (154 dni),
3 od 28.03.2004 roku do 30.10.2004 roku – okres letni (217 dni),
4 od 31.10.2004 roku do 26.03.2005 roku – okres zimowy (147 dni).

W zależności od przeprowadzanych analiz notowania rynków dobowo-godzinnych traktowano jako:

– zmienne losowe w każdej godzinie doby (24 zmienne losowe) lub odpowiednich grupach godzin z dzienną częstotliwością notowań,
– zmienne losowe w każdym dniu tygodnia (7 zmiennych losowych) z godzinną częstotliwością notowań,
– zmienne losowe i szeregi czasowe z godzinną częstotliwością notowań, cen i wolumenu obrotu energią elektryczną, jak również logarytmicznych przyrostów względnych łańcuchowych cen i wolumenu obrotu energią elektryczną w badanym okresie.

5.1 *Klasyfikacja cen oraz wolumenu obrotu energią elektryczną*

Rozwój rynków finansowych i towarowych prowadzi do powstawania nowych zależności w otoczeniach tych rynków. Złożoność kształtujących się procesów wymaga szerszego spojrzenia na analizowane problemy. Metody statystyki jednowymiarowej stają się niewystarczające do pełnej analizy tych procesów. W pracy na bazie metod statystyki wielowymiarowej dokonano między innymi klasyfikacji danych z rynku energii elektrycznej.

W teorii mnogościowej definiuje się klasyfikację jako niepustą rodzinę podzbiorów $\mathbf{K}_i$ $i=(1,\ldots,k)$, określoną na zbiorze obiektów $\mathbf{K}$ i spełniającą warunki [6, 7]:

$$\mathbf{K}_i \cap \mathbf{K}_j = \theta \quad (i \neq j; \quad i,j=1,\ldots,k),$$

$$\bigcup_{i=1}^{k} \mathbf{K}_i = \mathbf{K}.$$

Jest wiele różnych metod klasyfikacji, w pracy przedstawiono klasyfikację polskiego rynku dobowo godzinnego z fizyczną dostawą energii elektrycznej z wykorzystaniem analizy głównych składowych. Klasyfikacji poddano zmienne notowane na Rynku Dnia Następnego (RDN) oraz Rynku Bilansującego (RB). Klasyfikacji dokonano niezależnie dla ceny i wolumenu obrotu energią elektryczną, jak również dla ich względnych zmian – logarytmicznych stóp zwrotu cen oraz logarytmicznych przyrostów łańcuchowych wolumenu.

Tabela 1. Wektory własne składowych głównych cen energii elektrycznej wyznaczone dla 24 zmiennych godzinowych z okresu od 30.03.2003 r. do 26.03.2005 r.

CENY	RDN		CRO		CROs		CROz	
Godzina	U_1	U_2	U_1	U_2	U_1	U_2	U_1	U_2
1	-0,10	**0,80**	0,06	**0,77**	0,26	**0,93**	0,05	**0,89**
2	-0,10	**0,89**	0,10	**0,84**	0,26	**0,94**	0,04	**0,94**
3	-0,02	**0,92**	0,13	**0,86**	0,28	**0,94**	-0,04	**0,94**
4	0,02	**0,91**	0,16	**0,86**	0,31	**0,93**	-0,01	**0,93**
5	0,10	**0,85**	0,16	**0,81**	0,32	**0,93**	-0,03	**0,93**
6	0,35	0,66	0,31	0,65	0,32	**0,93**	0,06	**0,87**
7	0,63	0,48	0,51	0,38	0,39	**0,84**	0,37	0,69
8	**0,71**	0,46	0,65	0,22	0,56	0,63	0,69	0,30
9	**0,72**	0,49	**0,80**	0,16	**0,79**	0,42	**0,80**	0,11
10	**0,73**	0,50	**0,84**	0,19	**0,86**	0,33	**0,83**	0,10
11	**0,71**	0,51	**0,86**	0,17	**0,87**	0,32	**0,85**	0,07
12	**0,72**	0,48	**0,87**	0,14	**0,88**	0,32	**0,86**	0,07
13	**0,75**	0,45	**0,87**	0,15	**0,88**	0,31	**0,87**	0,06
14	**0,73**	0,50	**0,86**	0,17	**0,86**	0,32	**0,89**	0,06
15	**0,72**	0,49	**0,85**	0,20	**0,87**	0,31	**0,91**	0,10
16	**0,76**	0,38	**0,85**	0,16	**0,88**	0,31	**0,90**	0,13
17	**0,80**	-0,13	**0,78**	0,11	**0,88**	0,29	**0,88**	0,07
18	**0,77**	-0,21	**0,77**	0,15	**0,85**	0,34	**0,84**	0,07
19	**0,72**	-0,22	**0,77**	0,12	**0,86**	0,29	**0,82**	0,04
20	**0,72**	-0,16	**0,75**	0,10	**0,84**	0,25	**0,83**	0,07
21	0,65	0,02	**0,75**	0,13	**0,85**	0,27	**0,82**	0,03
22	0,39	0,48	**0,72**	0,16	**0,82**	0,29	**0,75**	0,17
23	0,22	0,55	0,57	0,26	0,62	0,53	0,43	0,54
24	0,27	0,60	0,35	0,02	0,49	0,69	0,28	0,70
w_j [%]	0,35	0,31	0,44	0,19	0,50	0,35	0,46	0,27
$\sum_{j=1}^{2} w_j$ [%]	0,19	**0,66**	0,19	**0,63**	0,19	**0,85**	0,19	**0,73**

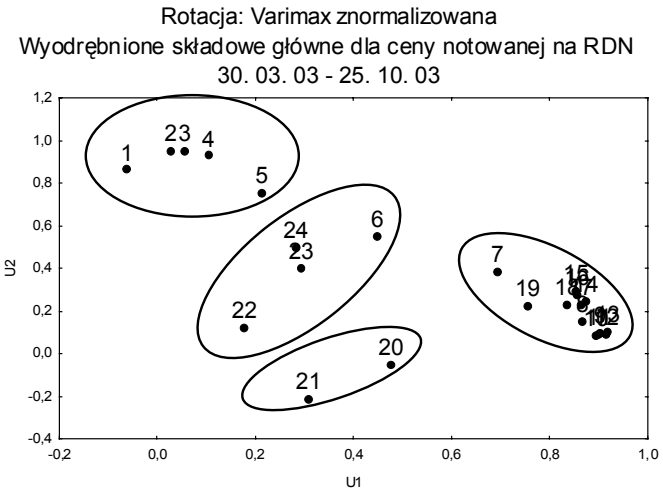
Czynniki otrzymane w wyniku analizy głównych składowych oznaczono symbolem U_i, natomiast udział czynnika w wyjaśnianiu zmienności cen odpowiednio w_i.

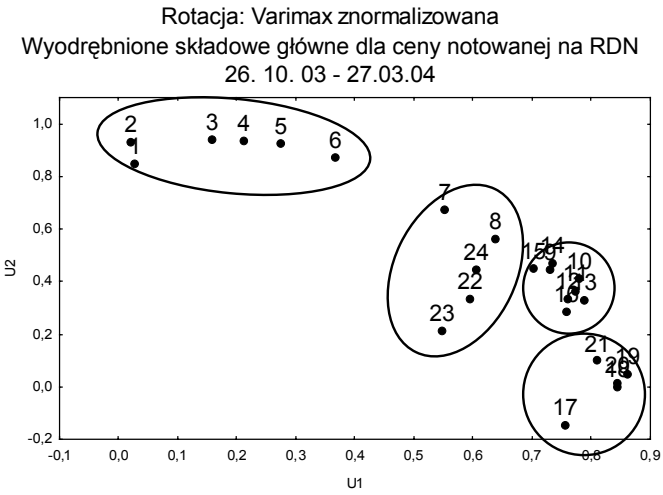
W tabeli 1 zaprezentowano wyniki analizy głównych składowych wykorzystane do klasyfikacji cen energii elektrycznej w badanym okresie. Dwie główne składowe w znacznym stopniu wyjaśniają zmianę wariancji poszczególnych cen (wariancję ceny na RDN w 66%, wariancję CRO w 63%, wariancję CROs w 85%, wariancję CROz w 73%).

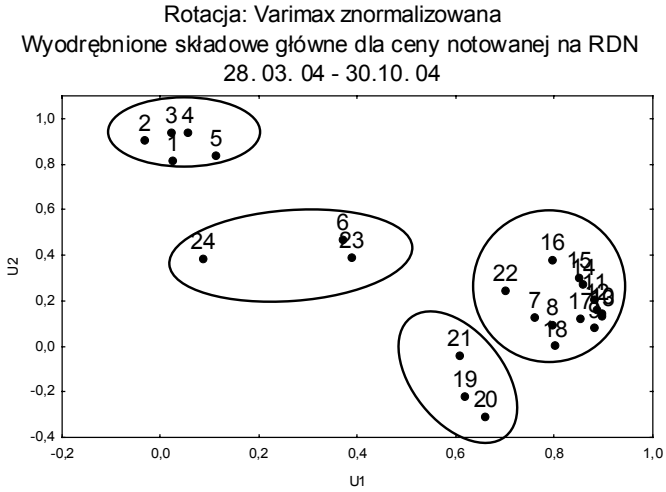
Ceny energii elektrycznej na rynkach kształtują się podobnie, ale nie identycznie. Pierwszy czynnik bardzo silnie skorelowany jest z cenami

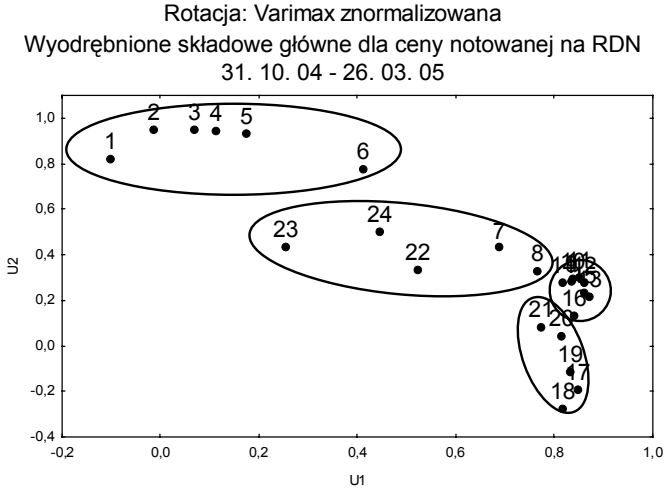
energii z obrotu w godzinach pracy, drugi z cenami we wczesnych godzinach rannych i nocą. Na RB można wyróżnić również cztery grupy cen dla CRO, CROs oraz CROz.

W analizie kształtowanie się zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu roku pojawia się pytanie, czy zmiana okresu badawczego ze względu na roczną sezonowość towaru, jakim jest energia elektryczna, może wpłynąć na wyniki klasyfikacji na rynku dobowym. W celu uzyskania odpowiedzi na to pytanie przeprowadzono analizę głównych składowych w oparciu o okresy związane ze zmianą czasu letniego na zimowy. Wyniki klasyfikacji przedstawiono na rys. 1. W przypadku cen notowanych na RDN można zauważyć prawidłowości powtarzające się w okresach letnich i zimowych. Otrzymane grupy nie są identyczne, ale wyraźnie widoczne jest wydłużenie okresu nocnego zimą (rys. 1). Na rysunku wykorzystano oznaczenia składowych wektora cen odpowiednio przez numer odpowiadający poszczególnym godzinom i = 1, ..., 24.









Rys. 1. Wyodrębnione składowe główne cen energii elektrycznej na RDN w poszczególnych okresach.

Podsumowując uzyskane w rozprawie wyniki analiz wielowymiarowych (analizy głównych składowych, analizy korelacji kanonicznej), można stwierdzić, że:

- Sezonowość towaru, jakim jest energia elektryczna, umożliwia wyodrębnienie rozłącznych grup zmiennych oraz rozłącznych grup względnych zmian zmiennych na rynku dobowym i rynku tygodniowym.
- Pomimo dobowo-godzinnego charakteru RDN jak również RB, nie należy utożsamiać ze sobą struktury zmiennych notowanych na tych rynkach.
- Roczna sezonowość towaru, jakim jest energia elektryczna, wpływa na klasyfikacje zmiennych oraz względnych zmian zmiennych na rynku dobowym.
- Istnieją istotne zależności między ceną a wolumenem obrotu energią elektryczną na rynku dobowym. Wolumen RB w większym stopniu determinuje ceny na RB, dlatego jego udział

w wyjaśnianiu współczynników korelacji kanonicznej jest znacznie większy niż udział wolumenu notowanego na RDN.
- Istnieją istotne zależności między ceną na RDN i cenami na RB. Ceny notowane na RDN w dużym stopniu są determinowane wolumenem obrotu RDN, ale również CROz, w mniejszym stopniu zależą od wolumenu RB, CRO oraz CROs.
- Wielkość obrotów w poszczególnych godzinach zależy od obrotów w analogicznych godzinach wcześniejszych okresów, wraz ze wzrostem rzędu opóźnienia zależność ta maleje.

5.2 *Cykliczność energii elektrycznej*

Uwzględniając sezonowy charakter towaru, jakim jest energia elektryczna, do opisania wahań regularnych wykorzystano analizę wskaźników okresowości, model Kleina oraz szeregi Fouriera. Dla analizowanych zmiennych porównano efektywność omawianych metod analizy sezonowości. Deterministyczne szeregi Fouriera cen oraz wolumenu obrotu są niewątpliwie największym źródłem informacji dotyczących regularnych wahań cyklicznych.

W oparciu o wyniki analizy harmonicznej można nie tylko określić wielkość amplitud, ale wyznaczyć częstość ich pojawiania się oraz określić długości cykli. W tabeli 2 zaprezentowano wyniki analizy harmonicznej ceny energii elektrycznej dla 24 najistotniejszych zmiennych.

Wśród najistotniejszych amplitud znajdują się wahania powtarzające się: co 12 godzin, co 24 godziny oraz co tydzień. W tej grupie znalazły się również wahania powtarzające się dwa razy w tygodniu, co cztery tygodnie, co 14 tygodni oraz dwa cykle o małej częstotliwości powtarzające się, co 341 oraz 273 dni. Wszystkie $T/2 = 16384$ harmoniki wyjaśniają 100% zmienności ceny, 24 wyróżnione w tabeli 2 jedynie w 28,79%.

Na podstawie przeprowadzonych empirycznych analiz nie ma podstaw do odrzucenia hipotez, że:
- Szeregi czasowe z RDN charakteryzują się sezonowością na rynku dobowym.
- Szeregi czasowe z RDN charakteryzują się sezonowością na rynku tygodniowym.
- Szeregi czasowe z RDN charakteryzują się sezonowością w rocznym obrocie energią elektryczną.

Tabela 2. 24 najistotniejsze harmoniki szeregu cen notowanych na RDN w okresie 30.03.03-26.03.05.

Nr harmoniki	Częstość	Okres wahań w godzinach	Okres wahań w dniach	Amplituda		Przesunięcie fazowe	Moment wystąpienia amplitudy
i						v_i	t_{A_i}
1365	0,042	24	1,0	-	5,15	0	9
1366	0,042	24	1,0	+	3,33	-1	-24
1364	0,042	24	1,0	-	2,71	-1	-31
2730	0,083	12	0,5	-	2,69	1	10
2731	0,083	12	0,5	+	2,68	-1	-8
1362	0,042	24	1,0	+	2,08	1	34
195	0,006	168	7,0	-	2,02	0	39
2733	0,083	12	0,5	+	1,49	-1	-7
390	0,012	84	3,5	-	1,42	1	52
4	0,000	8192	341	-	1,23	-1	-11168
2734	0,083	12	0,5	+	1,20	1	11
194	0,006	169	7,0	-	1,19	-1	-246
5	0,000	6554	273	-	1,18	1	4078
1363	0,042	24	1,0	-	1,13	0	-4
1370	0,042	24	1,0	+	1,08	-1	-27
196	0,006	167	7,0	+	1,07	-1	-192
391	0,012	84	3,5	+	0,94	-1	-62
1369	0,042	24	1,0	-	0,93	0	4
14	0,000	2341	97,5	-	0,89	-1	-3416
389	0,012	84	3,5	-	0,84	-1	-87
2726	0,083	12	0,5	-	0,81	1	11
585	0,018	56	2,3	-	0,80	1	61
49	0,002	669	27,9	-	0,79	-1	-376
2729	0,083	12	0,5	-	0,75	-1	-12

5.3 *Autokorelacja na rynku energii elektrycznej*

W pracy zaprezentowano klasyfikację wybranych modeli autoregresyjnych z uwzględnieniem podziału na autoregresyjne modele liniowe oraz autoregresyjne modele nieliniowe. Na przykładzie logarytmicznych stóp zwrotu cen na rynku energii elektrycznej oddzielnie omówiono modele liniowe, które uwzględniają autokorelację wartości oczekiwanej, oraz modele nieliniowe, uwzględniające autoregresyjny charakter zmienności. Na podstawie autoregresyjnego modelowania logarytmicznych stóp zwrotu cen energii elektrycznej pokazano, że:
- Szeregi czasowe logarytmicznych stóp zwrotu cen energii elektrycznej charakteryzują się autokorelacją wartości oczekiwanej.
- Szeregi czasowe logarytmicznych stóp zwrotu cen energii elektrycznej charakteryzują się autokorelacją wariancji.

5.4 *Analiza ryzyka na rynku energii elektrycznej*

W analizie i zarządzaniu ryzykiem niezbędny jest jego pomiar. Równocześnie z kształtowaniem się koncepcji ryzyka, wraz z rozwojem finansów, rozwijały się metody pomiaru ryzyka. W drugiej połowie XX wieku finanse z dyscypliny opisowej przeobraziły się w dyscyplinę analityczną. W głównej mierze przyczyniły się do tego osiągnięcia matematyków i statystyków. Jeżeli ryzyko jest postrzegane jako oczekiwany efekt decyzji inwestycyjnej, to odzwierciedleniem ryzyka jest oczekiwana stopa zwrotu z inwestycji. Zwiększenie ryzyka (zwiększenie liczby rodzajów ryzyka) powoduje zwiększenie oczekiwanej stopy zwrotu z inwestycji [8] Większość uczestników rynku charakteryzuje się awersją do ryzyka. Z drugiej strony każdemu rodzajowi ryzyka odpowiada premia za ryzyko, o którą zwiększa się oczekiwana stopa dochodu z inwestycji. Zatem w tych samych warunkach niepewności natury, różne podmioty mogą podejmować decyzje o różnym natężeniu ryzyka. Tak określone subiektywne ryzyko mierzone jest na gruncie teorii użyteczności. Uogólniona koncepcja ryzyka łącząca ryzyko obiektywne i subiektywne charakteryzuje się tym, że inwestor z awersją do ryzyka wybierze tę spośród inwestycji o takiej samej wartości oczekiwanej, która jest obarczona mniejszym ryzykiem.

W niniejszej pracy skupiono uwagę na obiektywnej analizie ryzyka rynkowego. W literaturze przedmiotu miary ryzyka rynkowego dzieli się ogólnie na trzy grupy [8, 13]:

1 miary zmienności *(ang. volatility measures)* – odzwierciedlające zmiany rozpatrywanych na rynku zmiennych lub stóp zwrotu,
2 miary wrażliwości *(ang. sensitivity measures)* – odzwierciedlające wpływ czynników ryzyka na kształtowanie się zmiennych rynkowych,
3 miary zagrożenia *(ang. downside risk measures)* – odzwierciedlające możliwe niekorzystne odchylenia od oczekiwanych wartości zmiennych rynkowych oraz ich stóp zwrotu.

Miary zagrożenia służą do pomiaru niekorzystnych odchyleń od oczekiwanych cen lub stóp zwrotu. Na rynku energii elektrycznej, na którym zachodzą znaczne i szybkie zmiany wolumenu obrotu, jak również ceny, zdają one lepiej egzamin w pomiarze ryzyka w porównaniu z miarami zmienności i wrażliwości. Najpopularniejszą z tych miar jest wartość narażona na ryzyko *(ang. Value-at-Risk (VaR))*. *VaR* zaczęto stosować w końcu lat osiemdziesiątych do pomiaru ryzyka portfelowego. W okresie dużej zmienności stóp zwrotu i rozwoju instrumentów pochodnych rozwijała się również koncepcja *VaR*. Jako moment, który nadał szczególnego tempa rozwoju tej koncepcji, uważa się zaproponowanie w styczniu 1996 roku przez Bazylejski Komitet do Spraw Nadzoru Bankowego bankom europejskim wykorzystanie własnych modeli *VaR* do pomiaru ryzyka rynkowego [7].

Wartość narażona na ryzyko (ang. *Value-at-Risk (VaR))* jest to taka strata wartości, która z zadanym prawdopodobieństwem $\alpha \in (0,1)$ nie zostanie przekroczona w określonym czasie [8, 13]:

$$P(X_{t+1} \le X_t - VaR_\alpha) = \alpha$$

gdzie:

X_t – obecna wartość waloru w chwili t,

X_{t+1} – zmienna losowa, wartość waloru na końcu trwania inwestycji.

Oznaczając przez Z_α kwantyl rzędu α stóp zwrotu rozpatrywanego waloru (w postaci liniowej lub logarytmicznej), VaR_α można zapisać odpowiednio:

$$VaR_\alpha = \mathrm{Z}_\alpha X_\mathrm{t} \qquad \text{lub} \qquad VaR_\alpha = (\mathrm{e}^{Z_\alpha} - 1) X_t$$

Najczęściej wartość *VaR* szacowana jest jedną z metod [8,13]:

1 wariancji-kowariancji (ang. *Variance-covariance approach*),
2 symulacji historycznych (ang. *historical simulation*),
3 symulacji Monte Carlo (ang. *Monte Carlo simulation*).

Oprócz klasycznych metod szacowania *VaR* wymienionych powyżej w pracy przedstawiono metodę szacowania *VaR* w oparciu o wielowymiarowy model głównych składowych *PC-VaR* [3] oraz modele autoregresyjne.

Value at Risk jest standardową miarą ryzyka wyznaczaną w praktyce finansowej, odpowiada na pytanie, jak wiele można stracić w określonym czasie z zadanym prawdopodobieństwem? Definicja *Value at Risk* potencjalnej straty zależy od dwóch parametrów:

– horyzontu trwania inwestycji, podczas którego wyznaczana jest potencjalna strata, wraz z wydłużaniem horyzontu czasu rośnie wartość potencjalnej straty *VaR*,

– ustalonego prawdopodobieństwa (poziomu tolerancji), z którym wartość potencjalnej straty nie przekroczy wartości *VaR* (zamiennie poziomu ufności, z którym wartość potencjalnej straty będzie mniejsza niż *VaR*).

W przypadku pozycji krótkiej Z_α jest kwantylem wyznaczanym z lewego ogona rozkładu rozpatrywanych stóp zwrotu. Wówczas VaR_α informuje o maksymalnej stracie wynikającej ze spadku cen. W przypadku pozycji długiej Z_α jest kwantylem wyznaczanym z prawego ogona rozkładu rozpatrywanych stóp zwrotu. Wówczas VaR_α informuje o maksymalnej stracie wynikającej ze wzrostu cen.

Zaletą *VaR* w porównaniu z miarami zmienności jest informacja o najniekorzystniejszych zmianach wartości rozpatrywanego waloru. Wartość VaR_α informuje, że z prawdopodobieństwem (1-α) wartość rozpatrywanego waloru nie będzie niższa od VaR_α. Nie informuje natomiast, o ile może być niższa. Za pomocą *VaR* nie można oszacować rozmiaru ogona rozpatrywanego rozkładu, ponadto *VaR* nie spełnia warunku subaddytywności [1, 10, 11]. Na podstawie badań empirycznych wykazano, że *VaR* jest miarą niestabilną, ponadto dla rozkładów dyskretnych niegładką, niewypukłą oraz niejednomodalną funkcją [1]. W celu poprawy własności *VaR*, rozpatrując najgorsze realizacje, które z zadanym prawdopodobieństwem α przekraczają dopuszczalną stratę, sformułowano średnią spośród najniekorzystniejszych realizacji zmiennej losowej.

Warunkowa wartość zagrożona (ang. *Conditional Value-at-Risk (CVaR)* lub *Expected Shortfall – ES*) jest warunkową wartością oczekiwaną wyznaczoną ze wszystkich możliwych strat przekraczających maksymalną stratę wyznaczoną przez VaR_α [1, 10, 11]:

$$CVaR_\alpha(Z) = ES_\alpha(Z) = E\{Z / Z \le Z_\alpha\}$$

gdzie:

Z – zmienna losowa – wartość waloru,

Z_α – kwantyl rzędu α rozkładu wartości waloru.

CVaR definiowany jest jako średnia z najgorszych realizacji. Z definicji tej miary wynika, że *VaR* nigdy nie wyznaczy większej straty niż *CVaR*. Portfele z niewielkim *VaR* mają również niewielkie *CVaR*. *CVaR* jest funkcją α dla ustalonego Z.

CVaR w stosunku do *VaR* jest alternatywną miara ryzyka. *VaR* jest łatwiejszą do interpretacji miarą ryzyka niż *CVaR*. Jednak jest to kwantyl rozkładu – zmienna losowa, który nie ma takich własności jak koherentna miara ryzyka *CVaR (*przechodniość, dodatnią homogeniczność, monotoniczność względem dominacji stochastycznych pierwszego i drugiego rzędu).

Na mocy testu przekroczeń Kupca nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, że miary zagrożenia efektywnie opisują ryzyko zmiany ceny na Rynku Dnia Następnego. Wśród zaprezentowanych klasycznych metod szacowania wartości zagrożonej dla rozpatrywanych stóp zwrotu cen najefektywniejszą okazała się metoda historyczna. W tabeli 3 zaprezentowano oszacowane wartości VaR_α.

Tabela 3. VaR oszacowane metodą symulacji historycznych na RDN od 30.03.03 do 25.10.03 dla jednodniowego horyzontu inwestycji.

A / VaR_α	0,01	0,05	0,95	0,99	2003-10-25 cena	2003-10-26 cena
1-6	-21,82	-8,57	10,13	25,01	103,89	101,95
7-19	-19,76	-12,96	18,36	32,61	115,10	109,79
20-24	-15,11	-7,18	8,97	17,80	119,80	111,42

Interpretując oszacowane w tabeli 3 wartości VaR, z prawdopodobieństwem 0,99 możemy powiedzieć, że 26 października 2003 roku cena 1 MWh w godzinach od 1 do 6 nie będzie niższa od ceny z 25 października o więcej niż 21,82 zł. W przypadku gdy spadek cen w kolejnym dniu przekroczy szacowaną wartość 21,82 zł/MWh (prawdopodobieństwo pojawienia się takiej obniżki cen wynosi 0,01), można wówczas, w porównaniu z ceną bieżącą 103,89 zł/MWh, stracić średnio CVaR_α = 25,82 zł/MW (tabela 4).

Tabela 4. CVaR oszacowane metodą symulacji historycznych na RDN od 30.03.03 do 25.10.03 dla tygodniowego horyzontu inwestycji.

α / $CVaR_\alpha$	0,01	0,05	0,95	0,99	2003-10-25 cena	2003-11-01 cena
1-6	-26,45	-15,46	17,42	33,42	103,89	101,95
7-19	-29,28	-17,76	23,92	41,60	115,10	109,79
20-24	-17,91	-11,60	13,33	24,77	119,80	111,42

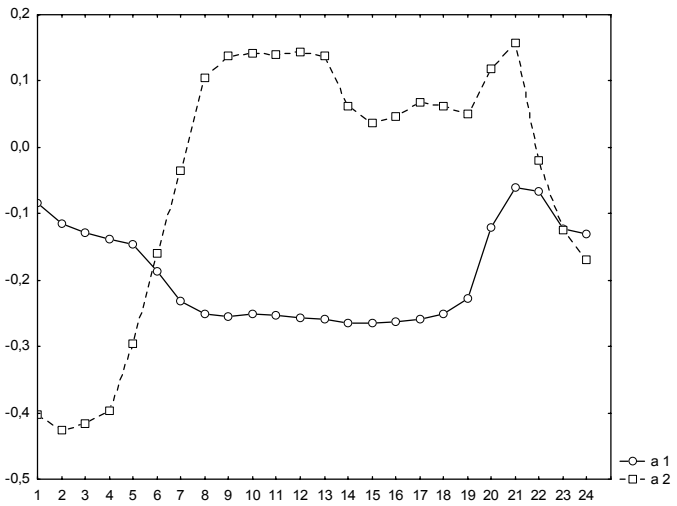
Obok metody symulacji historycznych najbliższą prawidłowego oszacowania wartości zagrożonej była metoda symulacji Monte Carlo. W przypadku rozkładów stóp zwrotu cen energii elektrycznej trudno jest dopasować postać ciągłego rozkładu. Rozkłady empiryczne są silnie leptokurtyczne. Rozkładami takimi są rozkład Laplace'a oraz GED, jednak nie mają tak grubych ogonów jak rozkłady empiryczne (wśród obserwacji rozkładów empirycznych, pomimo rozdzielenia zmiennych na grupy jednorodne, znajdują się obserwacje odstające od tych najbardziej typowych, co jest powodem trudności dopasowania rozkładów ciągłych). W ogonach rozkładów dla szeregu stóp zwrotu notowanych w godzinach {1-6} najlepiej dopasowuje się rozkład t-Studenta (niewiele lepiej niż rozkład GED), dla szeregu stóp zwrotu cen notowanych w godzinach {7-19} rozkład Laplace'a, a dla szeregu stóp zwrotu cen notowanych w godzinach {20-24} również rozkład t-Studenta.

Na szczególną uwagę zasługuje metoda oparta na głównych składowych. Statystyki zgodności rozkładów odrzucają hipotezy zakładające, że rozkłady szeregów czasowych stóp zwrotu cen energii elektrycznej mają rozkład normalny. Korzystając z własności niezależności głównych składowych, zmienność ceny energii elektrycznej można zapisać jako sumę niezależnych źródeł ryzyka. Przy dużej liczbie obserwacji, na mocy twierdzenia granicznego szacując przyszłą cenę energii elektrycznej, można przyjąć, że składnik losowy ma rozkład normalny.

Dla analogicznego okresu od 30.03.2003 roku do 25.10.2003 roku na RDN 24 wektory cen energii elektrycznej poddano analizie głównych składowych. Dwie główne składowe w 65,10% wyjaśniają zmienność cen energii elektrycznej w badanym okresie. Wartości czynnikowe ładunków dwóch głównych składowych przestawiono na rys. 2.

Na rynku energii elektrycznej, jak również na rynkach finansowych korelacje między poszczególnymi zmiennymi a głównymi składowymi – ładunki czynnikowe głównych składowych – można interpretować w następujący sposób:

– Ładunki pierwszej głównej składowej – informują o zmianach przeciętnego poziomu cen (*ang. parallel shift*). Na podstawie rys. 2 można stwierdzić, że w badanym okresie ceny energii elektrycznej na RDN charakteryzowały się tendencją spadkową.
– Ładunki drugiej głównej składowej – informują o kierunku zmian cen w ciągu dnia (*ang. slope*). Na podstawie rys. 2 można stwierdzić, że w badanym okresie są zaznaczone wyraźnie dwa szczyty cen notowanych w ciągu doby.



Rys. 2. Ładunki czynnikowe dla szeregu czasowego cen notowanych na RDN w okresie 30.03.03-25.10.03.

Do rozkładów stóp zwrotu cen (szczególnie w ogonach rozkładów) najlepiej dopasowuje się rozkład t-Studenta. Jednak *VaR* wyznaczone przy pomocy modeli GARCH z rozkładem t-Studenta jest znacznie przeszacowane, udział przekroczeń *VaR* w próbie jest niewielki – mniejszy niż oczekiwany. W szacowaniu *VaR* za pomocą modeli autoregresyjnych najefektywniejszymi okazały się modele, których reszty mają rozkład normalny, w drugiej kolejności modele z rozkładem GED. Rozkład t-Studenta, który charakteryzują grubsze ogony w porównaniu z rozkładem normalnym oraz GED, ze względu na przeszacowane wartości straty należy odrzucić. Metoda szacowania wartości zagrożonej wykorzystująca modele z warunkową wariancją ma taką przewagę nad prezentowanymi w niniejszej dysertacji pozostałymi metodami, że wyznacza ona nie wartość, lecz autoregresyjny szereg czasowy. Wartość *VaR* oszacowana na kolejny dzień jest wyznaczona na bazie informacji z okresów wcześniejszych.

5.5 *Zarządzanie ryzykiem na rynku energii elektrycznej*

Chęć zabezpieczenia się przed ryzykiem jest głównym powodem kształtowania się metod

zarządzania ryzykiem, które z kolei wpływają na rozwój instrumentów pochodnych oraz strategii inwestycyjnych. Problemem tym zajmuje się inżynieria finansowa (*ang. financial engineering*). Inżynieria finansowa polega z jednej strony na tworzeniu nowych instrumentów pochodnych, a z drugiej strony na konstruowaniu strategii wykorzystujących te instrumenty do efektywnego podejmowania decyzji inwestycyjnych. Jednym z podstawowych zadań inżyniera finansowego jest konstrukcja nowych instrumentów o mniejszym ryzyku z instrumentów już istniejących.

Tak jak ceny na rynkach finansowych, ceny energii elektrycznej mają tendencję do wspólnych zmian poziomów cen (co potwierdzają wyniki klasyfikacji cen; tabela 1, rys. 1). W celu zabezpieczenia się przed ryzykiem na rynku energii elektrycznej kupujący i sprzedający potrzebują wskaźników cen energii elektrycznej. Na polskim rynku energii elektrycznej Towarowa Giełda Energii S.A. podaje do publicznej wiadomości informacje dotyczące notowań RDN. Obejmują one kursy cen energii elektrycznej, wolumen obrotów oraz wartości indeksów: Indeksu Rynku Dnia Następnego (IRDN) oraz Indeksu Wieczornych Godzin Szczytowych Rynku Dnia Następnego (SRDN).

W pracy zostały zaprezentowane strategie zabezpieczające funkcjonujące na rynku energii elektrycznej [5, 12]. Ponadto bazując na strukturze istniejących indeksów cen, zaproponowano indeksy cen na Rynku Dnia Następnego.

Każdy z wyznaczonych indeksów odzwierciedla średnią ważoną wolumenem cenę energii elektrycznej w wybranej grupie godzin. Dzienne średnie wartości indeksów potwierdzają tygodniową sezonowość cen energii elektrycznej. Jednak nadmierne agregowanie danych uśrednia rzeczywistą dużą zmienność cen energii elektrycznej. Propozycją autora jest wyznaczanie średniej ceny spośród cen notowanych w jednorodnych godzinach wyznaczonych w drodze klasyfikacji (rys. 1). Analizując wyniki klasyfikacji, należy wziąć pod uwagę różnice wyników klasyfikacji ceny energii elektrycznej wynikające z wpływu różnych czynników, nie tylko cykliczności towaru, jakim jest energia elektryczna. Propozycją własną autora jest wykorzystanie klasyfikacji cen do szacowania średnich dziennych wartości cen energii elektrycznej. Długość okresu, w którym obowiązuje dana klasyfikacja, na pewno powinna uwzględniać sezonowość energii elektrycznej w ciągu roku. W pracy zaproponowano podział na okres letni oraz zimowy odpowiadający zmianom czasu w roku kalendarzowym. Wykorzystano taki podział, aby z jednej strony wyodrębnić różnice w poziomie cen, wynikające z sezonowości rocznej. Z drugiej strony, aby nadmiernie nie ograniczyć długości analizowanych szeregów, nie rozpatrywano krótszych okresów czasu.

Propozycje indeksów wykorzystano jako instrument bazowy instrumentów pochodnych. Nowe instrumenty wykorzystano do symulacji zabezpieczeń na rynku energii elektrycznej.

Wyniki przeprowadzonych symulacji świadczą o tym, że można zmniejszyć ryzyko, wykorzystując dywersyfikację portfela oraz instrumenty pochodne (kontrakt na energię elektryczną, kontrakt na indeks). Uwzględniając horyzont czasu trwania inwestycji, należy brać pod uwagę sezonowość energii na rynku dobowym, jak również tygodniowym.

BIBLIOGRAFIA

1) Artzner P., Delbaen F., Eber J. M., Heath D. (1999), *Coherent Measures of Risk,* Mathematical Finance, 9, 203-228.
2) Chmurski P., Mielczarski W. (2001), *Rynek energii elektrycznej w Polsce,* Rynek Terminowy, 11, 78-81.
3) Blanco C. Soronow D., Stefiszyn P. (2002), *Multi-factor models of the forward price curve,* Commodities-Now, September, 80-83.
4) Engle R.F., Bollerslev T. (1986), *Modeling the persistence of conditional variance,* Econometric Review, 5, 1-50.
5) Ganczarek A. (2004 a), *Analiza ryzyka na rynku kontraktów terminowych Giełdy Energii S.A.*, Prace Naukowe AE: Modelowanie Preferencji a Ryzyko (red. Trzaskalik T.), Katowice, 149-158.
6) Grabiński T. (1992), *Metody taksonometrii*, AE, Kraków.
7) Jajuga K. (1993), *Statystyczna analiza wielowymiarowa*, PWN, Warszawa.
8) Jajuga K. (2000), *Ryzyko w finansach. Ujęcie statystyczne. Współczesne problemy badań statystycznych i ekonometrycznych,* AE, Kraków, 197-208.
9) Michalski D., Krysta B., Lelątko P., (2004), *Zarządzanie ryzykiem na rynku energii elektrycznej*, Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii, Warszawa.
10) Pflug. G. Ch. (2000), *Some remarks on the value-at-risk and the conditional value-at risk,* Probabilistic Constrained Optimization: Methodology and Applications (ed. Uryasev S.), Kluwer Academic Publishers.
11) Rockafellar R.T., Uryasev S. (2000), *Optimization and Conditional Value-at-Risk,* Journal of Risk, 2, 21-41.
12) Trzpiot G., Ganczarek A. (2004), *Risk on the Polish Energy Market*, Dynamic Econometric Models, 6, 127-136.
13) Weron A., Weron R. (2000), *Giełda Energii*, Centrum Informacji Rynku Energii, Wrocław.
14) Zerka M. (2003), *Strategie na rynku energii elektrycznej*, Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii Sp. z. o.o., Warszawa.