

Materiały XXIII Konferencji z cyklu
*Zagadnienia surowców energetycznych
i energii w gospodarce krajowej*
Zakopane, 11–14.10.2009 r.
ISBN 978-83-60195-57-4

Krzysztof SZCZĘSNY*, Maciej CHROST**, Jan BOGOLUBOW***

Konsekwencje rozwiązania kontraktów długoterminowych w energetyce

STRESZCZENIE. Kontrakty długoterminowe w energetyce funkcjonowały od połowy lat dziewięćdziesiątych do 1 kwietnia 2008 r. Zapewniały producentom energii gwarancję zbytu produkcji po wyższych od rynkowych cenach. KDT-y zostały zakwestionowane przez Komisję Europejską jako niedozwolona pomoc publiczna. Rozwiązanie kontraktów długoterminowych bez systemu wsparcia pogorszyłoby sytuację finansową wytwórców energii. Ponadto KDT-y stanowiły zabezpieczenie kredytów niezbędnych do modernizacji i rozbudowy mocy wytwórczych. W związku z tym wprowadzono mechanizm pokrywania tzw. kosztów osieroconych i przyznano wytwórcom, którzy rozwiązali KDT-y rekompensaty. Rekompensaty są wypłacane przez spółkę Zarządca Rozliczeń S.A.

SŁOWA KLUCZOWE: kontrakty długoterminowe, KDT, koszt osierocony, rynek energii elektrycznej, sektor energetyczny, pomoc publiczna, opłata przejściowa

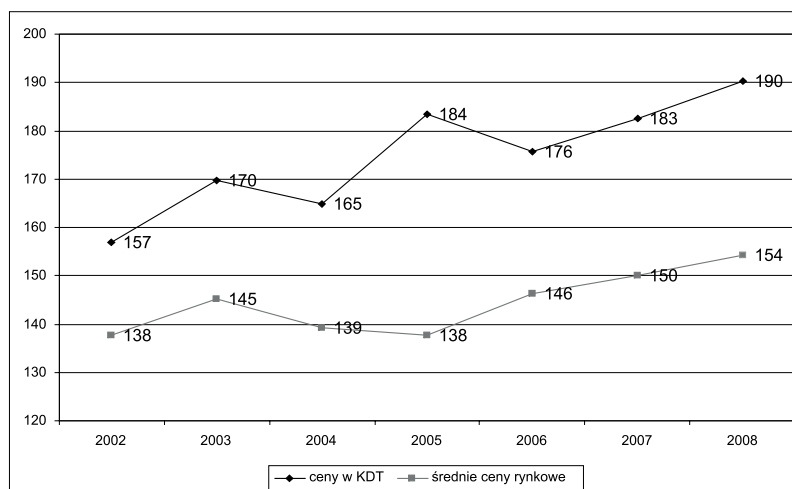
1. Kontrakty długoterminowe a decyzja Komisji Europejskiej

Kontrakty długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej (KDT) zostały zawarte w latach dziewięćdziesiątych przez wytwórców energii elektrycznej z przedsiębiorstwem

* Mgr — Zarządca Rozliczeń S.A, kontakt : e-mail: krzysztof.szczesny@zrkdt.pl

** Mgr — Dyrektor Biura Planowania Rozliczeń, Zarządca Rozliczeń S.A.

*** Dr inż. — Prezes Zarządu, Zarządca Rozliczeń S.A.



Rys. 1. Ceny w KDT a średnie ceny rynkowe w latach 2002–2008 (w zł/MW-h)
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE

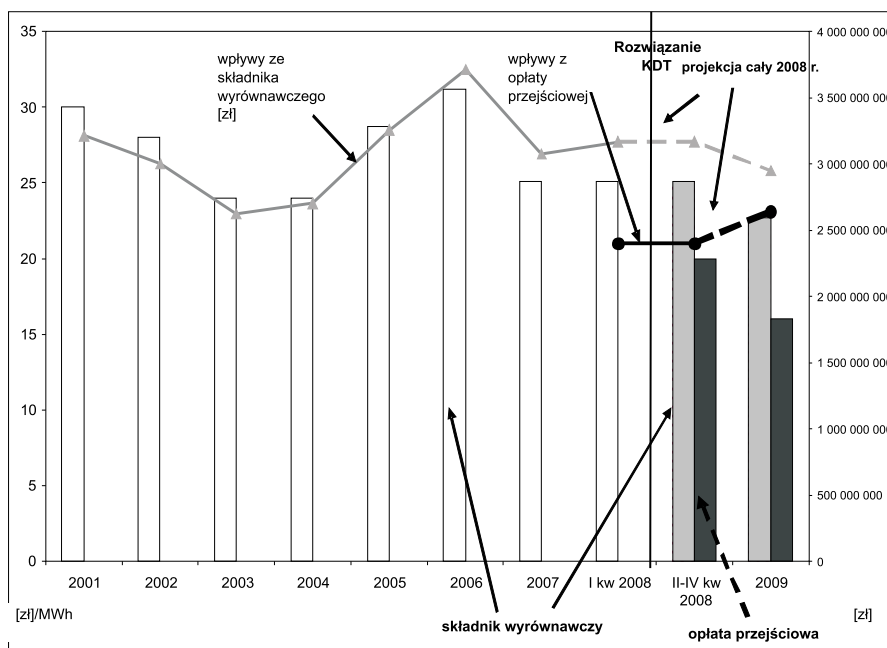
Fig. 1. Energy prices in KDT and average market prices in 2002–2008

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Miały one charakter wieloletnich umów w zakresie dostarczania energii elektrycznej po ustalonej cenie. Cena w ramach KDT-ów kształtowała się powyżej średniej ceny sprzedaży przez przedsiębiorstwa wytwórcze, co było korzystne dla wytwórców, którzy dodatkowo mieli zapewniony zbytek swojej produkcji. Kontrakty długoterminowe miały umożliwić wytwórcom modernizację i rozbudowę mocy wytwórczych, staDz.U. nowiły także zabezpieczenie kredytów inwestycyjnych. Kredyty zaciągnięte przez wytwórców osiągnęły wysokość ponad 20 mld zł [9], do końca 2006 roku została spłacona ponad połowa zadłużenia.

1.1. Problem z KDT-ami po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej

System oparty na kontraktach długoterminowych był nieprzejrzysty i charakteryzował się istnieniem zróżnicowanych cen dla różnych podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej. Funkcjonowały obok siebie różne segmenty rynku energii: KDT, rynek umów dwustronnych oraz Rynek Bilansujący i Towarowa Giełda Energii. Znaczenie Rynku Bilansującego oraz giełdy było niewielkie (udział w obrocie rzędu kilku procent całego rynku), większość transakcji odbywała się za pośrednictwem KDT-ów (w zależności od okresu od 50 do 80%).

Cena energii, jaką uzyskiwali wytwórcy energii była zagwarantowana w systemie umów długoterminowych na poziomie wyższym, w porównaniu do cen uzyskiwanych w segmencie umów dwustronnych czy na giełdzie energii. Cena dla odbiorców energii była natomiast niższa od uzyskiwanej przez wytwórców. Było to możliwe dzięki istnieniu składnika wyrównawczego opłaty przesyłowej, pobieranego przez operatora systemu energetycznego za usługę przesyłu energii. Fundusz uzyskany dzięki istnieniu składnika wyrównawczego pozwalał na sztuczne utrzymywanie cen w ramach kontraktów długoterminowych, na wyższym od rynkowego poziomie. Wszystko to powodowało, iż system kształtowania cen był nieprzejrzysty, ceny



Rys. 2. Koszty KDT-ów a koszty ich rozwiązania

Źródło: Opracowanie własne na podstawie taryf PSE S.A. i PSE-Operator S.A., danych ARE S.A. oraz danych URE

Fig. 2. Costs of KDT and their termination costs

zróżnicowane dla różnych grup uczestników rynku energii, zaś sygnały cenowe nie były wiarygodne. Ponadto istniały istotne koszty funkcjonowania całego systemu, zaś brak transparentności powodował ograniczenie zaufania odbiorców energii.

W związku z wejściem do Unii Europejskiej pojawiły się postulaty deregulacji i liberalizacji rynku energii. Ponieważ większa część produkowanej w kraju energii elektrycznej była sprzedawana w ramach kontraktów długoterminowych, nie sprzyjało to rozwojowi rynku energii elektrycznej. Ponadto decyzją z dnia 25 września 2007 r. KDT-y zostały uznane przez Komisję Europejską za niedozwoloną pomoc publiczną. Komisja Europejska oceniła, iż KDTy spełniły warunki uznania ich za pomoc publiczną tj.:

- ❖ kryterium selektywności (uprzywilejowana pozycja jednego przedsiębiorstwa względem innych),
- ❖ pomoc w ramach mechanizmu rozliczania KDT była *de facto* wsparciem państwowym, gdyż środki w ramach składnika wyrównawczego opłaty przesyłowej wypłacało przedsiębiorstwo kontrolowane przez państwo (Polskie Sieci Elektroenergetyczne),
- ❖ pomoc publiczna udzielana była na warunkach korzystniejszych, niż możliwe do uzyskania na rynku (wyższa cena energii w KDTach niż na rynku),
- ❖ pomoc publiczna potencjalnie mogła zakłócać konkurencję oraz wpływać na wymianę handlową między państwami członkowskimi UE.

Na podstawie powyższych kryteriów Komisja Europejska zakwalifikowała KDT-y jako pomoc publiczną, co podlegało obowiązkowi zgłoszenia i rodziło niebezpieczeństwo, iż Ko-

misja może nakazać rozwiązanie KDT-ów oraz w skrajnym przypadku zwrot niesłusznie przyznanej pomocy.

Natychmiastowe rozwiązanie KDT-ów, bez żadnego systemu wsparcia wpłynęłoby na bardzo znaczące pogorszenie kondycji energetyki, z możliwością upadłości niektórych zakładów. Pojawiła się zatem konieczność znalezienia innego rozwiązania w zakresie wsparcia wytwórców i rekompensaty tzw. kosztów osieroconych, czyli kosztów podjętych inwestycji niemożliwych do uzyskania z rynku.

2. Ustawa o rozwiązaniu KDT-ów i jej realizacja

Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz.U. Nr 130, poz. 905, [2]) – zwana dalej „ustawą” – wprowadziła system wypłat na pokrycie kosztów osieroconych. Rozwiązania przyjęte w ustawie uzyskały akceptację Komisji Europejskiej decyzją z dnia 25 września 2007 r.

TABELA 1. Maksymalne kwoty kosztów osieroconych (wg wartości pieniądza z dnia 1 stycznia 2007 r.) – załącznik nr 2 do ustawy oraz wypłaty zaliczek na poczet kosztów osieroconych za 2008 r.

TABLE 1. Maximal amount of stranded costs calculated for each generator (in value of money as of January 1st, 2007) – in the appendix no. 2 to the Act and an installments paid, regarding the stranded cost for the year 2008

Wytwórca	Koszty osierocone [tys. zł]	Koszty gazu [tys. zł]	Wypłaty zaliczek (3 kwartały) [tys. zł]
PGE Elektrownia Opole S.A.	1 965 700		411 138,958
PGE Elektrownia Turów S.A.	2 571 151		348 164,394
Południowy Koncern Energetyczny S.A.	1 479 745		192 107,871
Elektrownia Kozienice S.A.	623 612		93 132,159
PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	633 496		126 322,431
ZE PAK – Pątnów II Sp. z o.o.	1 377 880		147 129,534
PGE Elektrociepłownia Rzeszów S.A.	297 415	124 395	59 731,515
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	777 535	340 655	63 807,930
PGE Elektrociepłownia Lublin Wrotków Sp. z o.o.	425 263	191 480	105 923,697
Elektrociepłownia Chorzów „Elcho” Sp. z o.o.	888 581		119 226,537
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	464 297	313 477	63 314,739
PGE Elektrociepłownia „Gorzów” S.A.	72 755	35 273	22 655,982
Razem	11 577 430	1 005 280	1 752 655,747

Źródło: [2]

Koszty osierocone – według definicji z ustawy są to wydatki wytwórcy nie pokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej, wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 1 maja 2004 r. na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej [2].

Maksymalne kwoty wypłat z tytułu kosztów osieroconych według zapisów ustawy nie mogą przekroczyć wartości określonych w załączniku nr 2 do ustawy. Oprócz kosztów osieroconych uwzględniono tzw. koszty gazu dla przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną i ciepło z wykorzystaniem gazu ziemnego. Maksymalne kwoty kosztów osieroconych i kosztów gazu dla poszczególnych wytwórców kształtują się w wysokości określonej w tabeli 1.

Ze względu na fakt wygaśnięcia części KDT-ów przed dniem wejścia w życie ustawy do programu pomocowego zakwalifikowano ostatecznie dwunastu wytwórców.

2.1. Rozwiązanie kontraktów długoterminowych

Rozwiązanie kontraktów długoterminowych nastąpiło z dniem 1 kwietnia 2008 r. Wszyscy wytwórcy objęci rozwiązaniami ustawowymi podpisali umowy rozwiązujące KDT i przystąpili do programu.

2.2. Program wypłat na pokrycie kosztów osieroconych i kosztów gazu

Zgodnie z zapisami ustawy środki na pokrycie kosztów osieroconych i kosztów gazu pochodzą z opłaty przejściowej, naliczanej i pobieranej przez spółkę PSE Operator S.A. od przedsiębiorstw energetycznych. Operator przekazuje wpływy z tytułu opłaty przejściowej do Zarządcy Rozliczeń S.A., spółki powołanej na mocy ustawy w celu obsługi finansowej procesu wypłat środków na pokrycie kosztów osieroconych. Zarządca Rozliczeń gromadzi środki na poczet wypłat środków na pokrycie kosztów osieroconych, zarządza nimi, a następnie przekazuje je do wytwórców. Wyodrębnienie niezależnego podmiotu do obsługi procesu wypłat ma na celu transparentność całego systemu.

Proces wypłat zaliczek na poczet kosztów osieroconych będzie trwał maksymalnie do roku 2025, ostatnia wypłata korekty nastąpi do roku 2026. Zaliczki na poczet kosztów osieroconych i kosztów gazu wypłacane są kwartalnie, ponadto ustawa przewiduje mechanizm obliczania aktualnej wysokości kosztów i korygowania ich. W przypadku gdyby wytwórcy otrzymali środki wyższe od należnych są zobowiązani do ich zwrotu. System osiągnął pełną funkcjonalność w II kwartale 2008 r., pierwsza wypłata zaliczek miała miejsce 5 sierpnia 2008 r.

Dzięki systemowi wypłat z tytułu kosztów osieroconych spółka Zarządca Rozliczeń S.A., będąca dysponentem środków zbieranych na poczet kosztów osieroconych wypłaciła uprawnionym wytwórcom ok. 1,75 mld zł w formie zaliczek na poczet wypłat na pokrycie kosztów osieroconych za rok 2008. Powyższa kwota stanowi istotne wsparcie polskiej energetyki, szczególnie biorąc pod uwagę potrzeby inwestycyjne sektora oraz niestabilną sytuację gospodarczą. Środki uzyskane w ramach programu pozwolą wytwórcom energii na inwestycje w nowe moce wytwórcze oraz złagodzą skutki kryzysu, który objawia się m.in. w zauważalnym od września 2008 r. spadku popytu na energię elektryczną. Wypłaty zaliczek na poczet wypłat

środków na pokrycie kosztów osieroconych za rok 2008 miały miejsce w terminach ustawowych i dotyczyły trzech kwartałów.

2.3. Koszty osierocone w 2009 r.

Ustawa uwzględnia mechanizm aktualizacji kosztów osieroconych i kosztów gazu. Zgodnie z decyzją Prezesa URE maksymalna wartość kosztów osieroconych wzrosła w 2009 r. o około 333 mln zł, na skutek zastosowania stopy aktualizacji w wysokości 15,71%. Maksymalne koszty gazu zgodnie z ustawą zostały zaktualizowane o 23,65%. Aktualizacja dotyczyła okresu dwóch lat: roku 2007 i 2008. Łączna, maksymalna wartość dopuszczalnej pomocy publicznej w cenach bieżących wynosi w 2009 r. 14,6 mld zł. Biorąc pod uwagę wypłaty za rok 2008 w wysokości 1,75 mld zł, maksymalna kwota do wypłaty nie może przekroczyć w kolejnych okresach rozliczeniowych około 12,9 mld zł.

2.4. Mechanizm kalkulacji kosztów osieroconych

Ustawa przesądziła, iż koszty osierocone pokrywane są za pomocą dwuetapowego mechanizmu. W pierwszym etapie wypłacane są zaliczki na poczet kosztów osieroconych. Zaliczki wypłacane są w danym roku rozliczeniowym. W roku 2008 zaliczki zostały wypłacone w 3 równych kwartalnych ratach. Drugi stopień to mechanizm korygowania wypłaconych zaliczek w korekcie rocznej, co umożliwia dostosowanie wypłaconych środków do kosztów rzeczywistych. Korekta uwzględnia dane przekazane przez wytwórców odnośnie produkcji, cen i kosztów produkcji, co pozwala na weryfikację kwot faktycznie należnych. Ponadto w ramach systemu rekompensat z tytułu kosztów osieroconych przewidziano ograniczenie w postaci maksymalnej wysokości kosztów osieroconych dla każdego z wytwórców oraz zasady corocznej aktualizacji z uwzględnieniem kalkulowanej przez Prezesa URE stopy aktualizacji.

2.5. Korekty kosztów osieroconych

Zgodnie z art. 30 ust. 1 ustawy Prezes URE w drodze decyzji administracyjnej ustala wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych dla roku poprzedniego do dnia 31 lipca każdego roku. Według zapisów z art. 34 ust. 1 w przypadku gdy korekta ma wartość dodatnią Zarządca Rozliczeń S.A. wypłaca wytwórcy kwotę korekty kosztów osieroconych do dnia 30 września danego roku. Korekta kosztów osieroconych jest kalkulowana w oparciu o dane przekazane przez wytwórców objętych programem do Prezesa URE. Do obliczeń korekty niezbędne są dane z następującego zakresu: przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, koszty działalności operacyjnej, amortyzacja rzeczowych środków produkcji związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz stopa aktualizacji i wielkość wypłaconych zaliczek.

2.6. Korekta tzw. kosztów gazu

Część kosztów osieroconych stanowią tak zwane koszty gazu, dotyczące wytwórców energii elektrycznej, których wytwarzanie energii jest oparte na paliwie gazowym. Na skutek roz-

wiązania kontraktów długoterminowych u tych wytwórców powstały koszty wynikające z istnienia długoterminowych umów na dostawy paliwa gazowego. W roku 2008 zgodnie z postanowieniami ustawy zaliczek z tytułu kosztów gazu nie wypłacano. Całość należnych środków na pokrycie kosztów gazu za rok 2008 zostanie zwrócona uprawnionym wytwórcom w postaci rocznej korekty. Roczna korekta kosztów gazu zostanie skalkulowana przez Prezesa URE w oparciu o zebrane dane dotyczące: produkcji energii elektrycznej, średniorocznego kosztu gazu ziemnego nabytego w ramach obowiązku zapłaty za określoną jego ilość niezależnie od ilości pobranego gazu, średnioroczny faktyczny koszt gazu na jedną megawatogodzinę produkcji oraz cenę energii elektrycznej.

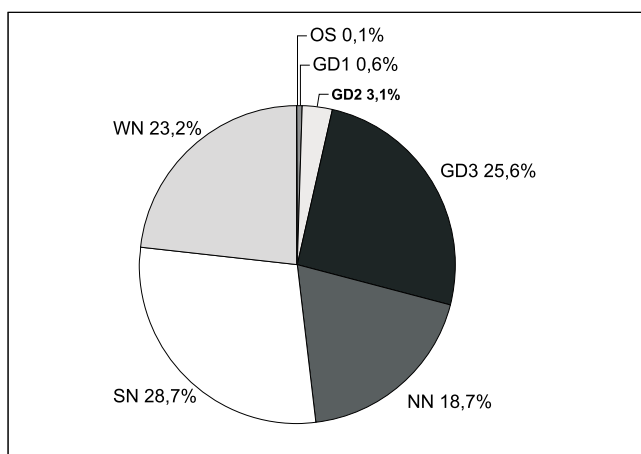
2.7. Zaliczki na poczet kosztów osieroconych w roku 2009 r.

W roku 2009 r. wytwórcy wnioskowali o kwotę 1 982 825 288,49 zł z tytułu kosztów osieroconych, natomiast 145 060 213,00 zł z tytułu kosztów gazu.

2.8. Stawki opłaty przejściowej 2008–2009

Środki finansowe na wypłaty środków z tytułu kosztów osieroconych są zapewnione przez wprowadzenie systemu opartego na opłacie przejściowej. Stawki opłaty przejściowej są zróżnicowane w zależności od rodzaju odbiorców. Wyróżniono 7 grup odbiorców: trzy grupy odbiorców indywidualnych (GD) oraz cztery grupy odbiorców przemysłowych. Opłata przejściowa pobierana jest od odbiorców energii i stanowi składnik taryfy operatora za przesył. Stawki opłaty przejściowej za rok 2008 były zawarte w ustawie.

Zgodnie z art. 12 ustawy Prezes URE oblicza, a następnie publikuje stawki opłaty przejściowej. Stawki opłaty przejściowej spadły w 2009 r. w porównaniu do roku 2008 o około 20%.



Rys. 3. Udział poszczególnych grup taryfowych w przychodach z opłaty przejściowej
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE Operator S.A.

Fig. 3. Participation of the energy tariffs' groups in the revenue from restructuring fee

Wysokość stawek opłaty przejściowej jest zróżnicowana w zależności od rodzaju podmiotu i wielkości zużycia energii. Pierwsze trzy grupy (GD1–GD3) to gospodarstwa domowe; przypisanie danego gospodarstwa do konkretnej grupy taryfowej jest uzależnione od wielkości rocznego zużycia energii elektrycznej. Pozostałe grupy dotyczą odbiorców przemysłowych: NN – posiadających instalacje przyłączone do niskich napięć, SN – średnich napięć, WN – wysokich napięć oraz OS – odbiorcy specjali.

3. Skutki kryzysu ekonomicznego na rynku energii w kontekście realizacji ustawy

Kryzys ekonomiczny i związany z nim spadek popytu miał swoje odzwierciedlenie również w spadku zapotrzebowania na energię elektryczną. Tabele 2 i 3 ilustrują miesięczne zmiany średniego zapotrzebowania na moc Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w 2008 i 2009 r.

TABELA 2. Zapotrzebowanie na moc KSE w 2008 r. w stosunku do 2007 r.

TABLE 2. Power demand at Polish Power System in 2008 in comparison to 2007

Średni wolumen (MW)	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	czerwiec	lipiec	sierpień	wrzesień	październik	listopad	grudzień
2008	19 554	19 019	18 146	17 530	16 080	16 325	16 195	16 092	17 334	18 052	18 056	18 167
2007	18 670	19 046	17 899	16 511	16 067	16 087	15 971	16 070	16 944	18 406	19 362	19 391
Zmiana miesięczna 2008/2007, [%]	4,74	-0,14	1,38	6,17	0,08	1,48	1,40	0,13	2,30	-1,92	-6,74	-6,31

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE Operator S.A.

TABELA 3. Zapotrzebowanie na moc KSE w 2009 r. w stosunku do 2008 r.

TABLE 3. Power demand at Polish Power System in 2009 in comparison to 2008

Średni wolumen (MW)	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj
2009	18 939	18 527	17 649	15 763	15 283
2008	19 554	19 019	18 146	17 530	16 080
Zmiana miesięczna 2009/2008, [%]	-3,15	-2,58	-2,74	-10,08	-4,96

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE Operator S.A.

Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną rzędu kilku procent rocznie jest wynikiem spadku popytu globalnego w gospodarce. Spadek popytu na energię jest spowodowany znacznym ograniczeniem produkcji w energochłonnych zakładach produkcyjnych np. w przemyśle elektromaszynowym, metalowym czy samochodowym. Skutki kryzysu ekonomicznego będą prawdopodobnie odczuwalne w całym 2009 r.

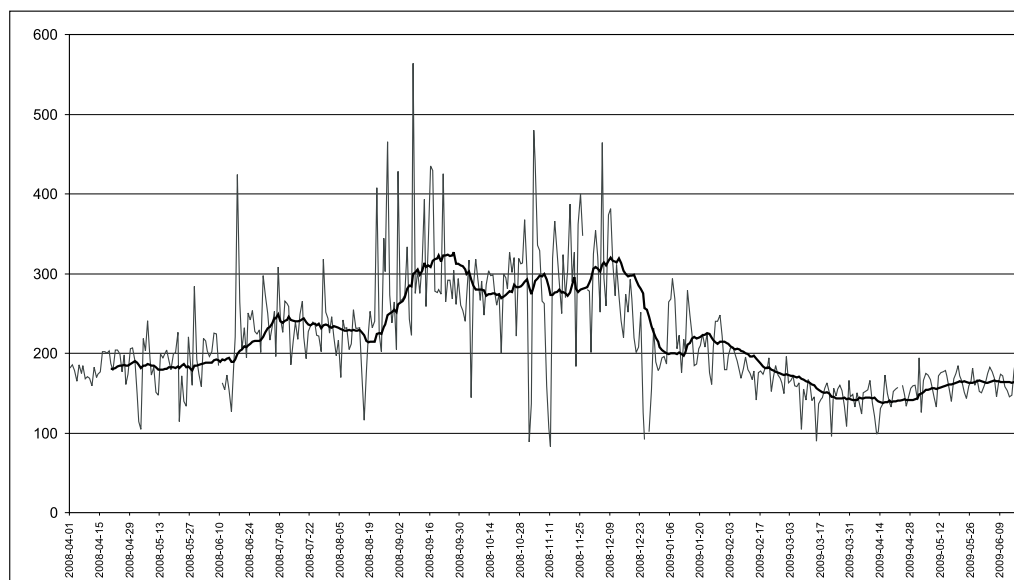
W wyniku spadku zapotrzebowania na energię spadły również ceny na Rynku Bilansującym oraz giełdzie energii (rys. 4 i 5).

Ceny energii na Rynku Bilansującym osiągnęły maksymalne poziomy w okresie wrzesień–grudzień 2008 r. Średnia ruchoma 20-sesyjna przekroczyła w tym okresie 300 zł/MW·h. W połowie grudnia rozpoczął się istotny spadek cen, wywołany spadającym zapotrzebowaniem na energię w przemyśle. Średnia 20-sesyjna osiągnęła w kwietniu br. poziom około 150 zł/MW·h.

Podobna sytuacja miała miejsce na giełdzie energii. Szczyt cenowy przypadł na wrzesień 2008 r., zaś wyraźny spadek cen nastąpił od połowy grudnia.

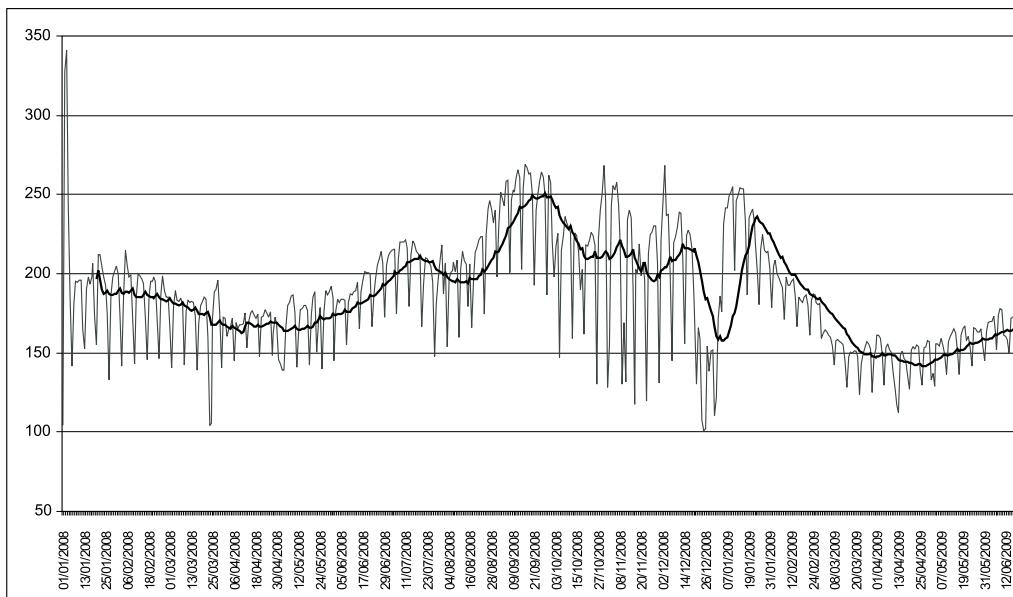
Korelacja liniowa między cenami na giełdzie energii i Rynku Bilansującym jest umiarkowanie silna (tzw. wsp. Pearsona = 0,76, $p < 0,001$). Wyższą zmienność wykazują ceny na Rynku Bilansującym (odchylenie standardowe dla Rynku Bilansującego wyniosło 71, dla giełdy energii 36).

Mimo obniżającego się zapotrzebowania na energię średnie ceny sprzedaży energii dla wytwórców, a także dla odbiorców końcowych znacznie wzrosły w I kwartale 2009 r. Obrót na Rynku Bilansującym i giełdzie energii stanowi około 10% obrotów na rynku energii, większość



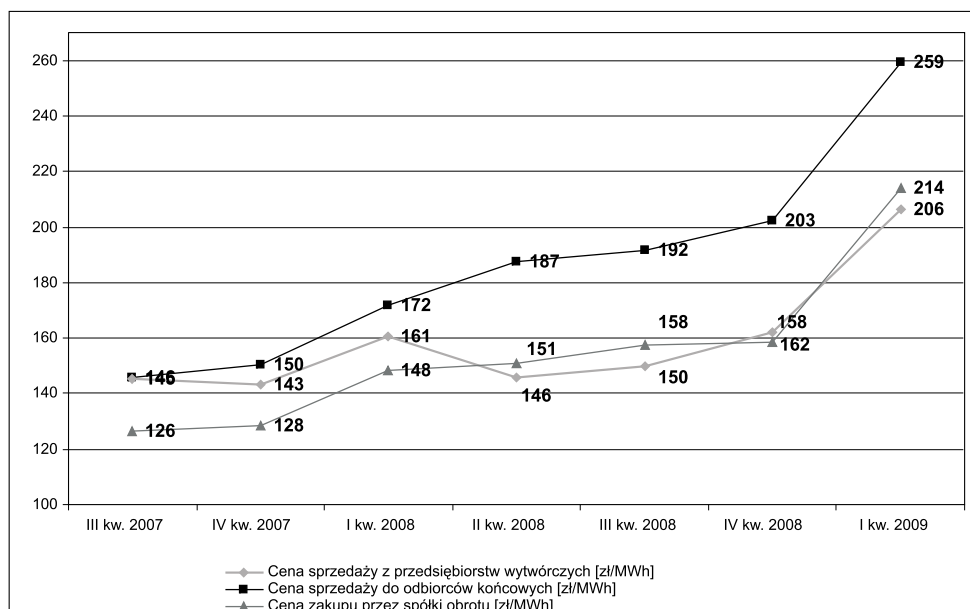
Rys. 4. Ceny energii na Rynku Bilansującym [zł/MW·h]; średnia ruchoma 20 okresów
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE Operator S.A.

Fig. 4. Electricity prices on the balancing market; moving average for 20 periods



Rys. 5. Ceny energii na Towarowej Giełdzie Energii [zł/MW·h]; średnia ruchoma z 20 okresów
 Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Towarowej Giełdy Energii S.A.

Fig. 5. Electricity prices on Polish Power Exchange; moving average for 20 periods



Rys. 6. Średnie ceny energii w okresie III kw. 2007–I kw. 2009
 Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE

Fig. 6. Average energy prices in the period of 3Q07 to 1Q09

transakcji jest dokonywana w segmencie kontraktów dwustronnych. Należy przypuszczać, iż kontrakty dwustronne były zawierane jeszcze w okresie wysokich cen energii i stąd w I kwartale nastąpił wzrost średniej ceny energii, mimo znaczącego obniżenia zapotrzebowania na energię.

Ponadto należy zwrócić uwagę, iż w drugim kwartale 2008 r. został zanotowany spadek cen sprzedaży energii z przedsiębiorstw wytwórczych o około 10% w stosunku do pierwszego kwartału; był to m.in. efekt rozwiązania kontraktów długoterminowych

Zmniejszające się zapotrzebowanie na energię oraz zmiany ceny energii to czynniki, które będą miały istotne znaczenie z punktu widzenia przyszłości programu wypłat środków na pokrycie kosztów osieroconych. Obliczenie rzeczywistych kosztów uwzględni cenę energii, zaś mechanizm korekt uniemożliwia pobranie przez wytwórców nienależnych świadczeń. W przypadku, gdyby cena energii ukształtowała się na korzystnym z punktu widzenia przychodów wytwórców poziomie, korekty powinny obniżyć wartość łączną rekompensat.

Podsumowanie

Wśród najważniejszych konsekwencji rozwiązania kontraktów długoterminowych w energetyce należy wyróżnić wzrost przejrzystości systemu oraz wprowadzenie jednolitego mechanizmu kształtowania cen dla uczestników rynku energii. Ponadto po rozwiązaniu KDT-ów nastąpił spadek średnich cen energii w pierwszej połowie 2008 r. Wzrost cen energii na Rynku Bilansującym i giełdzie energii w drugiej połowie 2008 roku miał swoje źródło w wysokim popycie na energię w szczytowym punkcie cyklu koniunkturalnego, w późniejszym okresie na skutek kryzysu ekonomicznego nastąpił spadek cen. Spadku cen nie odnotowano w segmencie kontraktów dwustronnych.

Mechanizm pokrywania kosztów osieroconych, wprowadzony przez ustawę, ma za zadanie wzmocnienie finansowe sektora energetycznego, co ma umożliwić finansowanie wysokich nakładów inwestycyjnych na rozbudowę i modernizację mocy wytwórczych. Ponadto dodatkowe środki wypłacane w ramach programu stanowią ważne uzupełnienie środków finansowych wytwórców istotne ze względu na wzrost kosztów wytwarzania.

Literatura

- [1] Rynek energii elektrycznej w I półroczu 2008 r. – Raport z monitorowania. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Warszawa, wrzesień 2008 r.
- [2] Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz.U. Nr 130, poz. 905).
- [3] Uzasadnienie do projektu ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej.
- [4] Sytuacja w Elektroenergetyce. Biuletyn Kwartalny (I kw. 2008 r.–I kw. 2009 r.), ARE, Warszawa 2008–2009 r.
- [5] Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej. Biuletyn Miesięczny (październik 2008 r.–marzec 2009 r.), ARE, Warszawa 2008–2009 r.

- [6] Wyniki Finansowe Sektora Paliwowo-Energetycznego. Biuletyn Kwartalny (IV kwartały 2008 r.), ARE, Warszawa 2008 r.
- [7] WERKOWSKI A., KALIŚ H., 2009 – Wpływ kosztów energii elektrycznej na konkurencyjność polskiego przemysłu. Rynek Energii Nr II (IV).
- [8] MIKOŁAJUK H., 2009 – Sprzedaż i wyniki finansowe elektroenergetyki w roku 2008. Rynek Energii Nr II(IV).
- [9] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za 2008 r. Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki nr 03/2009.

Krzysztof SZCZĘSNY, Maciej CHROST, Jan BOGOLUBOW

Consequences of long term contracts termination in energy sector

Abstract

Long term contracts for selling power and electricity (KDT) functioned in Polish energy sector from the nineties of twentieth century until April 1st, 2008. They guaranteed to the energy producers the electricity selling over the market prices. Long term contracts were contested by the European Commission as a prohibited state aid. Their termination with any compensation charges system, would deteriorate a financial situation of the energy producers. Moreover, long term contracts made protection of credits necessary to modernization and development of power generation plants. Therefore it enhanced to put in force the mechanism of stranded costs coverage and also granted the compensations to the energy producers that terminated the long term contracts. The entity obliged by the law to pay the compensations is Zarządca Rozliczeń S.A.

KEY WORDS: long-term contracts, stranded cost, electricity market, energy sector, state aid, restructuring fee