

*Tomasz Motowidlak**

KOSZTY OSIEROCONE W ENERGETYCE NOWYCH PAŃSTW CZŁONKOWSKICH UNII EUROPEJSKIEJ

1. Wprowadzenie

W latach 90. w krajach członkowskich Unii Europejskiej (UE) zapoczątkowany został proces liberalizacji rynków energii elektrycznej, który usankcjonowany został Dyrektywami nr 96/92/UE oraz nr 2003/54/UE. Dokumenty te dotyczą organizacji sektora elektroenergetycznego oraz zasad w nim obowiązujących. Obligują one państwa członkowskie UE m. in. do zapewnienia uprawnionym odbiorcom (*eligible customers*) prawa dostępu do usług przesyłowych (Third Party Access – TPA), wyznaczenia niezależnych operatorów systemów przesyłowych (realizacji zasady unbundlingu) oraz do zapewnienia przejrzystych i niedyskryminujących sposobów rozliczeń transakcji rynkowych¹. Podstawowym celem tej strategii jest doprowadzenie do spadku cen energii elektrycznej, przy jednoczesnym zachowaniu wymogów ochrony środowiska oraz zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego. Jego osiągnięcie powinno przyczynić się do zwiększenia konkurencyjności gospodarki unijnej, co jest zgodne z założeniami Strategii Lizbońskiej.

Z liberalizacją wiążą się zatem pewne szanse, ale i zagrożenia. Nie można bowiem pominąć szeregu obaw, które wywołuje coraz głębsza deregulacja i liberalizacja rynków energii. Nie negując pozytywnych skutków ekonomicznych, jakie niesie ze sobą wdrożenie mechanizmów rynkowych, często podnoszone są kwestie związane z utrzymaniem bezpieczeństwa energetycznego w sytuacji rozproszenia odpowiedzialności w tym obszarze i pozbawienia przedsiębiorstw energetycznych części uprawnień i mechanizmów służących administracyjnemu egzekwowaniu od uczestników rynku działań na rzecz niezawodności zasilania². Do niechcianych zdarzeń towarzyszących wprowadzaniu konkurencji na rynki energii elektrycznej należy także pojawienie się ryzyka inwestycyjnego i cenowego i konieczność zarządzania nim, a także tzw. kosztów osieroco-

* Dr, adiunkt w Katedrze Międzynarodowych Stosunków Gospodarczych Uniwersytetu Łódzkiego.

¹ R. Gilecki, *Liberalizacja rynku energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej*, „Gospodarka Paliwami i Energia” 2002, nr 4, s. 2.

² M. Zerk a, *Konsekwencje otwarcia rynku energii elektrycznej w Polsce*, „Gospodarka Paliwami i Energia” 2002, nr 5, s. 22.

nych (*stranded costs*), określanych także mianem kosztów okresu przejściowego. Te ostatnie sprawiają, iż coraz częściej poruszana jest kwestia konkurencyjności przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego, kosztów transformacji oraz problemu ich odzyskiwania. Niebezpieczeństwo związane z wdrażaniem procedur i mechanizmów służących odzyskiwaniu kosztów osieroconych bowiem tkwi w tym, iż mogą one znacząco opóźnić proces budowy konkurencyjnego rynku energii elektrycznej UE. Celem niniejszego artykułu jest prezentacja istoty wpływu kosztów osieroconych na proces liberalizacji rynków energii elektrycznej nowych krajów członkowskich UE. W nich bowiem ich zasięg jest stosunkowo szeroki.

2. Istota kosztów osieroconych

Pojawienie się konkurencji w elektroenergetyce uwidoczniło problemy związane z kosztami działalności przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego lub przedsiębiorstw użyteczności publicznej, podlegających dotychczas innym niż rynkowe regulacjom i ograniczeniom. Liberalizacja i proces odchodzenia od chronionego prawem lub instrumentami regulacyjnymi monopolu przedsiębiorstw elektroenergetycznych spowodował, iż pozostały one bez pokrycia w zyskach, ponieważ konkurencyjny rynek uniemożliwił ich osiągnięcie³. Te koszty osierocone, dotyczące z reguły podsektora wytwarzania, sprawiają, iż dzisiaj podmioty nimi obciążone mogą mieć trudniejsze warunki konkurowania z nowymi, efektywnymi jednostkami, rozpoczynającymi działalność w warunkach rynkowych. Zatem za koszty osierocone uważa się koszty inwestycji i zobowiązań umownych dokonanych przed rozpoczęciem procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej i zaakceptowanych przez organy regulacyjne w stawkach i taryfach opłat, a niemożliwe do odzyskania w nowych warunkach. Ich wysokość stanowi różnica pomiędzy przychodem planowanym w okolicznościach, gdy podejmowano decyzje inwestycyjne, a przychodem możliwym do uzyskania w nowych realiach. Czasem są one tak znaczące, że mogą doprowadzić do bankructwa ponoszących je podmiotów⁴. Prawidłowe oszacowanie kosztów osieroconych jest trudne ze względu na konieczność sporządzenia prognozy cen energii na konkurencyjnym rynku w okresie spłaty zaciągniętych zobowiązań inwestycyjnych danego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej. W niektórych przypadkach okres ten może obejmować kilkanaście, a nawet kilkadziesiąt lat. Problem, czy dana inwestycja lub zobowiązanie tworzą koszty osierocone, czy też nie, a także ich wielkość zależą wprost od tego, czy i jak szybko spadną ceny energii elektrycznej po liberalizacji rynku.

Kosztami osieroconymi mogą być np. wydatki poniesione przez monopolistę na dodatkowe moce wytwórcze na rynku, który zostaje otwarty na konkurencję. Według wcześniejszych uregulowań przedsiębiorstwa użyteczności publicznej często były zobowiązane do rozbudowy urządzeń energetycznych i kontraktowania energii, by za-

³ B. Allibert, *Approach of the European Commission to the State Aids for Power Supply Industrie*, Konferencja Europejski Rynek Energii Elektrycznej, Warszawa, 24–26 maja 2006.

⁴ K. Bolesta, *Podejście Komisji Europejskiej do kosztów osieroconych w elektroenergetyce*, „Wspólnota Europejskie” 2004, nr 10, s. 37.

pewnić dostawy swoim odbiorcom. Taryfy były ustalane przez organ regulacyjny przy założeniu, iż wszyscy odbiorcy z danego obszaru będą pokrywali koszty dostawy danej usługi, co oznaczało również ich uzależnienie od lokalnych dostawców. Zmiana reguł prawnych i ekonomicznych oraz wprowadzenie detalicznej konkurencji sprawia, że odbiorcy mogą wybrać alternatywnych dostawców i uwolnić się tym samym od płatności za urządzenia wybudowane w okresie przed datą wprowadzenia rynku. W przypadku utraty części rynku zrealizowane wcześniej inwestycje nie zwrócą się w przewidzianym terminie.

Kategorią kosztów osieroconych są koszty wynikające z konieczności rozwiązania, powszechnych w elektroenergetyce, kontraktów długoterminowych (KDT). Wiąza one wytwórców energii elektrycznej z jej odbiorcami przez kilkanaście, a nawet kilkadziesiąt lat. W tym okresie gwarantują one tym pierwszym sprzedaż energii elektrycznej po cenach w nich ustalonych, które zazwyczaj znacznie przewyższają ceny rynkowe. Niezależnie od tego minimalizują one także ryzyko odbiorców, zapewniając im stałe źródło zasilania. Nierzadko wiarygodności z nich wynikające są przedmiotem cesji na rzecz banków i innych instytucji finansowych, w których wytwórcy energii zaciągnęli kredyty na finansowanie przedsięwzięć obliczonych na poprawę efektywności wytwarzania oraz spełnienie wymogów ochrony środowiska. Ich rozwiązania wymaga jednak Komisja Europejska, ponieważ stanowią one barierę dla postępów liberalizacji rynków energii elektrycznej. Wobec tych uwarunkowań realizacja tego wymogu wiąże się z wysokimi kosztami, a w niektórych przypadkach jest niemożliwa.

Za koszty osierocone można również uznać inwestycje poza głównym obszarem działalności przedsiębiorstw. Często bowiem, bezpiecznie czując się na rynku, podmioty inwestowały w projekty demonstracyjne i eksperymentalne. W niektórych przypadkach ponosiły one koszty polityki społecznej, związane z realizacją programów oszczędności energii oraz pomocy dla osób o niskich dochodach (finansowanie rent i emerytur pracowniczych). Umożliwiały im to warunki panujące na rynku, a w szczególności pewność odzyskania ponoszonych kosztów. Motyw ten był także przyczyną wydatków nakazanych lub zaaprobowanych przez organ regulacyjny, ponoszonych np. w celu ograniczenia krótkoterminowych stawek dla odbiorców (*regulatory assets*), które były planowane do odzyskania w długich okresach (do 30 lat). Przejawem kosztów osieroconych są także zobowiązania dotyczące przyszłych kosztów (np. kosztów demontażu i likwidacji elektrowni jądrowych i składowisk odpadów radioaktywnych), na które nie zgromadzono środków. W kategorii tej mieszczą się również koszty wynikające z promowania odnawialnych źródeł energii⁵.

3. Podejście Komisji Europejskiej do problemu kosztów osieroconych

W Dyrektywie 96/92/UE „w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej” Komisja Europejska przewidziała możliwość komplikacji w postaci powstania kosztów osieroconych. Stało się tak na bazie doświadczeń USA, gdzie pierwsze próby odchodzenia od statutowego monopolu elektroenergetycznych przed-

⁵ <http://www.cire.pl>.

siębiorstw użyteczności publicznej i deregulacji taryf pokazały skalę możliwości strat, na jakie zostały one narażone w związku z utratą wyłączności zbytu na terenie ich działania i dostępem do tych rynków podmiotów oferujących energię elektryczną po znacznie niższych cenach. Prezentowany, przez kręgi związane z sektorem, rozmiar kosztów osieroconych sięgający 500 mld USD, stawiał pod znakiem zapytania możliwość uruchomienia rynku konkurencyjnego i uzyskanie społecznej akceptacji dla procesu liberalizacji. Na uwagę zasługuje ogromna rozbieżność w szacunkach kosztów osieroconych. Według oceny instytucji reprezentujących odbiorców energii elektrycznej były one zdecydowanie niższe i mieściły się w przedziale 10–20 mld USD, natomiast szacunki, niezależnych od sektora elektroenergetycznego ekspertów, wskazywały na wartość 88–160 mld USD⁶.

Stąd też art. 24 Dyrektywy stanowi, iż państwa członkowskie, w których gwarancje zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego nie mogły być dalej honorowane ze względu na jej zapisy, mogą ubiegać się o okres przejściowy. Zobowiązane one zostały przez Komisję Europejską do składania wniosków w tej sprawie do 19 lutego 1998 r.⁷ Z uprawnienia tego skorzystało osiem państw członkowskich, tj. Austria, Dania, Francja, Hiszpania, Holandia, Luksemburg, Niemcy i Wielka Brytania. Okazało się jednak, iż w większości przypadków wnioski te nie miały na celu uzyskania odstępstw od stosowania postanowień Dyrektywy, a wypłatę rekompensat określonym podmiotom⁸. Z tego też względu szczególnego znaczenia nabrała problematyka udzielania i kontroli pomocy publicznej, której ogólne zasady regulują przepisy art. 87–89 TWE. W przypadku elektroenergetyki pomoc publiczna jest możliwa w trzech obszarach, tzn. w obszarze zielonej energii i energii ze źródeł skojarzonych, bezpieczeństwa zasilania oraz kosztów osieroconych⁹. W pierwszym z nich pomoc publiczna może zostać wykorzystana do sfinansowania 40% nakładów inwestycyjnych oraz 100% kosztów operacyjnych generowanych po uruchomieniu projektu. W drugim z nich może ona zostać uruchomiona m. in. w przypadku konieczności zaopatrzenia w energię w trakcie kryzysu politycznego. Jednak zgodnie art. 11, pkt 4 Dyrektywy 2003/54/UE mogą z niej skorzystać tylko te podmioty, które z paliw krajowych wytwarzają nie więcej niż 15% energii elektrycznej konsumowanej w danym kraju. Natomiast w stosunku do kosztów osieroconych Komisja Europejska wypracowała metodologię, która obejmuje zasady ich identyfikacji oraz reguły wypłat rekompensat (tab. 1).

Za koszty osierocone mogą zostać uznane te z nich, które zostały potwierdzone kontraktami, bądź przez zapisy prawa i poniesione przed 19 lutego 1997 r. Za wspomniany w pkt 3 tab. 1 związek przyczynowo-skutkowy uważa się zależność między liberalizacją rynku a poziomem cen energii elektrycznej. Wystarczy zatem przedstawienie odpowiednich prognoz, świadczących o tym, iż w przypadku spadku cen podjęte zobowiązania będą znacznym ciężarem dla określonych przedsiębiorstw. W myśl pkt. 4 tab. 1 powinno się dążyć do odwołania, zmiany lub zmniejszenia zobowiązań/gwarancji

⁶A. Szablewski, I. Wesołowski, *Liberalizacja rynku energii elektrycznej – pierwsze doświadczenia*, „*Ekonomista*” 2003, nr 1, s. 79.

⁷ Nie dotyczy to nowych krajów członkowskich UE.

⁸ K. Bolesta, *op. cit.*, s. 37.

⁹ B. Allibert, *op. cit.*

(z zapłaceniem związanych z tym kar), co oznacza rozwiązanie problemu kosztów osieroconych w sposób najbardziej ekonomiczny. Kalkulacja kosztów osieroconych powinna się opierać na porównaniu przychodów założonych z przyszłymi przychodami wynikającymi z najbardziej rentownych inwestycji. Musi ona zatem mieć charakter dynamiczny i uwzględniać przychody i zyski, a także inne dodatkowe korzyści związane z podjętymi zobowiązaniami. Komisja Europejska pozostawia po stronie państw członkowskich pełne ryzyko niedoszacowania spadku cen w przedstawionych prognozach¹⁰. Wymóg wyrażony w pkt 9 tab. 1 oznacza, iż za koszty osierocone nie uznaje się tej ich części, która nie przeszkadza w realizacji zobowiązań. Sięgając dalej, Komisja Europejska nie zaakceptuje rekompensat w przypadku, kiedy, mimo istnienia kosztów osieroconych, przedsiębiorstwo jest sobie w stanie poradzić na rynku.

Tabela 1. Zasady identyfikacji kosztów osieroconych oraz ich odzyskiwania

Lp.	Zasady identyfikacji kosztów osieroconych	Lp.	Zasady rekompensat
1.	Koszty muszą być poniesione przed 19 lutego 1997	I.	Udzielona pomoc musi służyć pokryciu kosztów osieroconych tylko i wyłącznie do poziomu oszacowanego
2.	Istnienie i ważność zobowiązań/gwarancji muszą być potwierdzone kontraktami, bądź przez przepisy prawa	II.	Mechanizm wypłaty rekompensat powinien przewidywać możliwość dostosowania ich wysokości do zmieniających się realiów rynku
3.	Istnieje związek przyczynowo-skutkowy między wejściem w życie Dyrektywy 96/92/UE i powstaniem kosztów osieroconych		
4.	Zobowiązania/gwarancje muszą być nieodwołalne	III.	Niedopuszczalna jest pomoc dla podmiotów które nie będą w stanie sprostać wymaganiom rynku w długim okresie
5.	Wzajemne zobowiązania przedsiębiorstw należących do tej samej grupy kapitałowej nie są kosztami osieroconymi		
6.	Koszty osierocone powinny być kalkulowane netto, tzn. z uwzględnieniem przychodów, zysków lub innych dodatkowych korzyści związanych z podjętymi zobowiązaniami, a także z pomocy już udzielonej	IV.	Państwa członkowskie stosujące programy restrukturyzacji kosztów osieroconych są zobowiązane do corocznego informowania Komisji o rozwoju sytuacji rynkowej
7.	Koszty osierocone powinny być kalkulowane z uwzględnieniem zmieniającej się sytuacji rynkowej	V.	Pomoc publiczna powinna mieć charakter degresywny
8.	Koszty zamortyzowane przed 19 lutego 1997 lub poniesione po 18 lutego 2006 nie mogą stanowić podstawy rekompensaty	VI.	Pomoc publiczna ma charakter jednorazowy
9.	Koszty osierocone muszą przekraczać poziom pozwalający na honorowanie zobowiązań	VII	Wysokość rekompensaty powinna zostać oszacowana osobno każdego przedsiębiorstwa

Źródło: Opracowanie własne na podstawie K. Bolesta, *Podejście Komisji Europejskiej do kosztów osieroconych w elektroenergetyce*, „Wspólnoty Europejskie” 2004, nr 10, s. 39–42.

Udzielona pomoc musi służyć zrekompensowaniu tylko i wyłącznie oszacowanych (prognozowanych) kosztów osieroconych. Jeśli okaże się, iż zostały one niedoszacowane, dodatkowa pomoc nie będzie wypłacana. Jednak w przypadku ich przeszacowania, beneficjenci nie dostaną założonego maksimum. Wysokość pomocy publicznej

¹⁰ K. Bolesta, *op. cit.*, s. 40.

powinna być aktualizowana w relacji do zmieniających się realiów rynku. Służyć temu ma podział programów odzyskiwania kosztów osieroconych na roczne podprogramy, przy czym preferowane powinny być te z nich, które zakładają degresywny charakter pomocy publicznej. Pomoc publiczna ma służyć uniknięciu strat, a nie realizacji zakładanych wcześniej zysków. Prowadzona analiza *ex post* powinna umożliwiać dostosowywanie jej wysokości (korygowanie w dół) do panujących realiów rynku. Stąd też na państwa członkowskie nałożono obowiązek regularnego informowania Komisji o rozwoju sytuacji rynkowej. Nie są uprawnione do uzyskania pomocy publicznej na pokrycie kosztów osieroconych te inwestycje, które nie sprostają wymaganiom rynku w długim okresie. Komisja uważa za takie te z nich, które nie są w stanie pokryć swoich kosztów zmiennych. Ta sama zasada obowiązuje w przypadku przedsiębiorstw, które zrealizowały nieefektywne inwestycje, pozwalające jednak na odzyskanie zaangażowanych środków lub mogą je pokryć przychodami z innych źródeł. Celem, określonego pkt. VII tab. 1, działania jest uniemożliwienie transferu pomocy pomiędzy podmiotami w zależności od tego, jak radzą sobie na rynku.

4. Istota kosztów osieroconych w nowych krajach członkowskich UE

Problem kosztów osieroconych jest szczególnie istotny w większości krajów Euro-py Środkowo-Wschodniej, które stały się członkami UE w 2004 r. i później. Podobnie jak wcześniej pozostałe państwa członkowskie UE podjęły one działania na rzecz wprowadzenia mechanizmów konkurencji do sektora elektroenergetyki, jednak ich wdrażanie jest trudniejsze ze względu na konieczność dokonania globalnej reformy ich gospodarek. Elektroenergetyka należy z pewnością do tych branż, w których struktury monopolistyczne oraz centralny system zarządzania zakorzenione były szczególnie mocno. Nie bez znaczenia jest fakt, iż proces ten rozpoczął się stosunkowo późno. Stąd też znacznie większa ilość decyzji stała się źródłem kosztów osieroconych w warunkach rynku konkurencyjnego.

Z analiz Regionalnego Zrzeszenia Regulatorów Energii (Energy Regulators Regional Association – ERRA¹¹) wynika, iż nie są one istotne jedynie w Estonii (głównie za sprawą stosunkowo wolnego tempa liberalizacji rynku¹²), a także w Armenii, Chorwacji i Mołdawii. Wśród państw uwzględnionych w tab. 2 koszty osierocone najczęściej były związane z energetyką skojarzoną, zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego oraz kontraktami długoterminowymi, a organem akceptującym ich wysokość są ich rządy.

W największym stopniu wpłynęły one na koszty wytwarzania oraz przesyłu energii elektrycznej. Wpływ ten najbardziej widoczny jest w przypadku jej cen w Polsce,

¹¹ ERRA skupia organy regulacyjne z Albanii, Armenii, Bośni i Hercegowiny, Bułgarii, Chorwacji, Czarnogóry, Estonii, Gruzji, Kazachstanu, Kirgizji, Litwy, Łotwy, Macedonii, Mołdawii, Mongolii, Polski, Rosji, Rumunii, Serbii, Turcji i Ukrainy, a jej celem jest poprawa regulacji w poszczególnych krajach członkowskich oraz zacieśnienie współpracy międzynarodowej między organami regulacyjnymi.

¹² V. J a n k a u s k a s, *Development of Electricity Markets in Lithuania and the Baltic States*, Konferencja Europejski Rynek Energii Elektrycznej, Warszawa, 24–26 maja 2006.

które kształtowane są przez koszty osierocone w ponad 15%. W większości krajów pokrywane są one przez finalnych odbiorców energii. Poszczególne państwa najczęściej decydowały się na wprowadzenie 5–10-letniego okresu na odzyskanie kosztów osieroconych, jednak także wiele z nich takiego limitu czasowego nie określiło. Tylko Litwa, Polska, Słowacja, Turcja i Węgry zadeklarowały, iż wypracowały metodę kalkulacji kosztów osieroconych. Wprawdzie taka sama ilość państw oświadczyła to samo w stosunku do metody ich odzyskiwania, jednak znacznie większa ich liczba przyznała, iż jej nie ma. W większości, uwzględnionych w tab. 2, krajów wysokość kosztów osieroconych aktualizowana jest w cyklach rocznych. Działań takich nie przeprowadza się tylko w Gruzji, Rumunii i Słowacji.

W wielu nowych krajach członkowskich UE najistotniejszym źródłem kosztów osieroconych, które powstały lub powstaną, jest likwidacja KDT, obowiązujących między producentami energii elektrycznej, a operatorem systemu przesyłowego. Problem ten dotyczy przede wszystkim Polski i Węgier oraz w mniejszym stopniu Czech, Słowacji, Rumunii i Turcji. Ponadto dwa duże 15-letnie kontrakty zawarto także w 2001 r. w Bułgarii. W Polsce KDT, zawarte między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A., a elektrowniami, obejmują ok. 70% rynku energii elektrycznej, utrudniając nowym podmiotom wejście na rynek. Łącznie 13 elektrowni ma zawartych 25 kontraktów, których rozwiązanie może kosztować nawet 23 mld zł¹³. W połowie lat 90. głównym celem sektora energetycznego w Polsce było zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii, modernizacja infrastruktury energetycznej oraz zmniejszenie emisji szkodliwych substancji do środowiska. Aby osiągnąć tak kosztowne cele, państwo postanowiło zachęcić elektrownie do inwestowania poprzez system KDT. Kontrakty, podpisane w latach 1994–1998 i wygasające w okresie 2005–2027, nakładają na PSE obowiązek kupowania określonej ilości energii po ustalonej cenie, gwarantującej elektrowniom pokrycie kosztów produkcji, zwrot z inwestycji praktycznie bez ponoszenia ryzyka, a także element zysku¹⁴. Stąd też pozycja elektrowni będących stronami kontraktów długoterminowych jest silniejsza niż innych elektrowni. Jej wyrazem jest np. możliwość uzyskania finansowania ze źródeł zewnętrznych w zamian za cesję wiarytelności z nich wynikających. Posiadane przez wytwórców energii elektrycznej, w dużej mierze zużyte, a zarazem trudno zbywalne aktywa nie mogły stanowić wystarczającego zabezpieczenia dla banków. Również jego oparcie wyłącznie na nowych aktywach, zważywszy ich bardzo ograniczoną płynność rynkową, było dla nich niewystarczające. Szacuje się, iż KDT umożliwiły wytwórcom zaciągnięcie kredytów na łączną kwotę ponad 17 mld zł¹⁵. Gdy były one zawierane stanowiły integralną część większego systemu o charakterze niemal monopolistycznym. Wraz z liberalizacją jego funkcjonowanie stało się uciążliwe dla rynku i niewygodne z punktu widzenia prawa wspólnotowego.

¹³ Ł. Szatkowski, *Energetyka. Wiele szans, ale i wiele niepewności*, „Newsletter”, 14–18.09.2005, s. 8.

¹⁴ *State Aid: Commission Opens Investigation into Long Term Power Purchase Agreements in Poland*, IP/05/1455, Brussels, 23 November 2005.

¹⁵ K. Bołsta, *op. cit.*, s. 42.

Tabela 2. Koszty osierocone (SC) w energetyce krajów ERRA

Wyszczególnienie		Bulgaria	Gruzja	Łotwa	Litwa	Moldawia	Mongolia	Polska	Rumunia	Słowacja	Słowenia	Turcja	Ukraina	Węgry	Łącznie
	Występowanie SC	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	+	12
Źródła SC	Energia odnawialna	+		+	+					+			+		5
	Energia skojarzona	+		+	+		+		+	+			+		7
	Zapewnienie rezerw	+	+		+				+		+	+			6
	Energetyka jądrowa	+			+				+		+		+		5
	Kontrakty długoterm.	+						+	+	+		+		+	6
	Akceptacja SC	R	G	P	G		G	M	R	G			G	M	
Wpływ na koszty	Wytwarzania			+		+	+	+	+		+				6
	Przesyłu	+			+	+		+	+					+	6
	Dystrybucji	+				+		+	+						4
	Taryf dla odbiorców		+			+				+		+	+		5
SC w cenie	Udział 1-5%		+						+	+				+	4
	Udział 5-15%				+		+					+	+		4
	Udział >15%							+							1
Płaca za SC	Odbiorcy		+	+	+		+			+	+	+	+	+	9
	Dostawcy							+							1
	Wytwórcy								+	+					2
Limit czasowy	Limit <5 lat											+	+		2
	Limit 5-10 lat	+		+										+	3
	Limit >10 lat		+					+							2
	Brak limitu				+		+		+	+					4
	Metoda kalkulacji SC		-	-	+		-	+	-	+		+	-	+	5
	Metoda odzyskiwania	-	-	-	-		-	+	-	+	+	+	-	+	5
Aktualizacja	Roczna	+			+			+				+	+	+	6
	Aktualizacja 3-4 lata			+			+								2
	Brak aktualizacji		+						+	+					3

U w a g a: „P” – parlament, „G” – rząd, „M” – Ministerstwo Środowiska, „R” – organ regulacyjny.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie A. Zubaviciute, *Results of Stranded Cost Questionnaire*, 4th Annual Meeting of the Energy Regulators Regional Association Tariff/Pricing Committee, Budapest, 19 May 2004.

Pierwszym, w miarę spójnym wewnątrznie, programem restrukturyzacji kontraktów długoterminowych była dobrowolna cesja ich cesją na spółki dystrybucyjne. Zakładano, iż będą one w stanie przejąć całość lub przynajmniej większość z nich¹⁶. Jedną z koncepcji wyeliminowania KDT ze struktur rynkowych był System Opłat Kompensacyjnych (SOK), który w swych założeniach stanowił instytucję podobną do rachunku wyrównawczego cen, znanego z okresu gospodarki planowanej centralnie. W jego ramach istniały indywidualne ceny dla poszczególnych wytwórców, charakteryzujących się zróżnicowanymi kosztami produkcji, przy czym zróżnicowanie to spowodowane było decyzjami podejmowanymi na szczeblu centralnym¹⁷. Okoliczności te uzasadniały stosowanie cen dostosowanych do poziomu kosztów. Kolejną propozycją rozwiązania długoterminowych umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej było zastosowanie metody sekurytyzacyjnej polegającej na przejęciu przez spółkę celową zobowiązań wytwórców wobec kredytodawców i inwestorów wynikających z KDT, z równoczesną ich likwidacją. Ta pierwsza miałaby sponać przejęte zobowiązania środkami pozyskanymi ze sprzedaży przyszłych należności, których źródłem mogłoby być ustawowo zagwarantowane jej prawo do wpływów z opłaty restrukturyzacyjnej (sekurytyzacyjnej). Opłata ta, wnoszona przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej, gromadzona byłaby przez operatorów sieciowych¹⁸. Jednak w związku ze zmianą ekipy rządzącej może zostać zastosowana koncepcja zakładająca rozwiązanie kontraktów długoterminowych w procesie prywatyzacji elektrowni, co oznaczałoby przeniesienie kosztów na inwestorów¹⁹. Jeszcze jedna koncepcja przyjmuje, iż przynajmniej część z nich można zlikwidować poprzez wykorzystanie mechanizmu błękitnych certyfikatów, którego podstawowym zadaniem byłoby wsparcie inwestycji w nowe moce wytwórcze. Prawo do ich emisji miałoby zwycięzcy przetargów na budowę nowych źródeł, a obowiązek ich zakupu i umorzenia (w proporcji do wielkości sprzedaży) spoczywałby na sprzedawcach energii elektrycznej²⁰. Niezależnie od swojego głównego celu błękitne certyfikaty mogłyby się przyczynić do likwidacji kontraktów długoterminowych w przypadku uzależnienia prawa do ich emisji od jej przeprowadzenia. Wymagałoby to jednakże zgody instytucji finansujących, które zabezpieczyły, udzielone przez siebie elektrowniom, kredyty w formie cesji wiarygodności z nich wynikających²¹.

Szczególnie zaawansowane w próbach renegeacji KDT są Węgry. Wskutek realizacji uwag Komisji Europejskiej zrezygnowano z jednorazowej kompensaty kosztów osieroconych na rzecz odszkodowania wypłacanego w dwóch częściach. Pierwsza z nich byłaby wypłacana jednorazowo, zaś druga w ratach w okresie od 5 do 10 lat²².

¹⁶ J. Gołoś, *Kontrakty długoterminowe w polskiej elektroenergetyce – geneza, stan obecny, perspektywy rozwiązania*, <http://www.ure.gov>.

¹⁷ J. Czekaj, *Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce*, Biblioteka Regulatora, Warszawa 2001, s. 67.

¹⁸ *Do wolnego rynku energii w Polsce: Daleka droga!*, „Energia Gigawat” 2002, nr 12.

¹⁹ Ł. Szatkowski, *op. cit.*, s. 8.

²⁰ *Długa kolejka chętnych na terminal*, „Energia Gigawat”, 18.02.2006.

²¹ T. Wiczołek, *Błękitne certyfikaty, kreacja nowych mocy wytwórczych w energetyce*, PTCE, Warszawa 7.11.2005.

²² S. Karnowski, S. Siejko, *Koszty osierocone w węgierskim systemie regulacji energetyki*, „Biuletyn Miesięczny URE” 2004, nr 4.

Węgierskie koszty osierocone wynikają głównie z portfela KDT zawieranych między elektrowniami, a przedsiębiorstwem obrotu hurtowego energii elektrycznej Magyar Villamos Művek Rt (MVM Rt), którego podstawowym zadaniem jest zasilanie taryfowych odbiorców użyteczności publicznej²³. Celem kontraktów, zawieranych w latach 1995–1997, było zapewnienie energii dla świadczonych przez MVM Rt usług publicznych oraz poprawa rentowności sprzedaży prywatyzowanych w tym okresie elektrowni. W roku 2005 pokrywały one ok. 80% węgierskiego rynku energii elektrycznej²⁴. Postępująca jego liberalizacja spowodowała, iż od 1 stycznia 2003 r. odbiorcy zużywający 6,50 GWh rocznie (stanowili oni 30–35% rynku) uzyskali prawo do rezygnacji z zakupów energii elektrycznej pochodzącej z segmentu publicznego i nabywania jej z alternatywnych, konkurencyjnych źródeł. W efekcie nastąpił znaczny spadek popytu na energię elektryczną i powstanie nadwyżek zakontraktowanej energii w sektorze publicznym.

Rozmiar kosztów osieroconych uzależniony jest od stopnia wykorzystania przez odbiorców uprawnionych prawa do rezygnacji z usług MVM Rt oraz od dynamiki wzrostu popytu odbiorców z segmentu publicznego. Zależy on także od wysokości ceny energii elektrycznej określonej w KDT, a także ceny za energię elektryczną używaną na aukcjach. Im wyższy koszt energii w KDT i im niższa cena aukcyjna, tym wyższe koszty osierocone. Po nieudanych próbach ich renegotjacji w połowie 2003 r. MVM Rt zaproponowało do sprzedaży na pierwszej publicznej aukcji kontrakt o wielkości 375,45 GWh po ustalonej cenie 18,14 HUF/kWh. Z kolei w wyniku sprzedaży aukcyjnej ww. kontraktu uzyskano średnią cenę 8,02 HUF/kWh. Różnica między łączną wartością tego kontraktu, a kwotą uzyskaną z jego sprzedaży, tj. wysokość kosztów osieroconych, wyniosła 3800 mln HUF²⁵. Perspektywa rozwiązania KDT wzbudziła obawy inwestorów w związku z możliwością poniesienia strat. Ta fala niepewności przyczyniła się np. do rezygnacji koncernów RWE i EnBW z budowy elektrowni o mocy 1000 MW na Węgrzech oraz do sprzedaży 89% akcji jednej z budapestańskich elektrowni przez konsorcjum obejmujące firmy Fortum (Finlandia) i Tomen (Japonia)²⁶.

Konstrukcja rozwiązania KDT na Węgrzech, zawartych przed 18 sierpnia 1998 r., opiera się na założeniu ich renegotjacji, co ma prowadzić do zmniejszenia ilości zakontraktowanej energii. Strategia ta zakłada wypłatę odszkodowań wytwórcom, a w przypadku fiaska negocjacji, jej sprzedaż na aukcjach. Zgodnie z ustawową regulacją MVM Rt może się ubiegać o zwrot kosztów osieroconych będących wynikiem zawartych pisemnych porozumień z dostawcami, na mocy których obniżeniu ulega wielkość zakontraktowanej energii. Ponadto MVM Rt może otrzymać odszkodowanie za różnicę między ceną otrzymaną ze sprzedaży energii objętej kontraktami na publicznej aukcji, a ceną płaconą wytwórcy za zakontraktowaną energię. Rekompensaty finansowane są z fun-

²³ MVM Rt. – *The Company with Diverse and Wide-ranging Responsibilities*, <http://english.mvm.hu>.

²⁴ *State Aid: Commission Opens Formal Investigation into Long Term Power Purchase Agreements in Hungary*, IP/05/1407, Brussels, 10 November 2005.

²⁵ L. V a r r o, *Stranded Costs: Hungarian Experiences*, Magyar Energia Hivatal, <http://eh.gov.hu>.

²⁶ A. C s o n k a, *Stranded. Electricity Investors Threaten Legal Actions as Hungary Reworks Purchasing Agreements*, „Business Eastern Europe”, 1.01.2001.

dzuszu gromadzonego na koncie operatora systemu przesyłowego z części opłat uzyskiwanych od odbiorców za świadczone usługi przesyłowe. W roku 2003 wysokość opłat na pokrycie kosztów osieroconych wynosiła 0,108 HUF/kWh dla odbiorców podłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz 0,100 HUF/kWh dla odbiorców podłączonych do sieci przesyłowej²⁷. Należy także wspomnieć, iż na Węgrzech źródłem części kosztów osieroconych były także koszty likwidacji kopalń poniesione przez wytwórców energii elektrycznej.

Aspekty bezpieczeństwa energetycznego i stosowania paliw krajowych spowodowały wystąpienie kosztów osieroconych w Słowenii. Dotyczą one nakładów inwestycyjnych poniesionych na budowę elektrowni Šoštanj, Krško oraz Trbovlje, które miały bezpośredni związek ze zwiększeniem bezpieczeństwa zasilania byłej Jugosławii. Przy podejmowaniu tych decyzji drugoplanową rolę odgrywały kryteria ekonomiczne. Ich aktualne funkcjonowanie związane jest z obowiązkiem zakupu ich energii przez operatora systemu przesyłowego po cenach przewyższających ceny rynkowe²⁸. Elektrownia Šoštanj, z zainstalowaną mocą 755 MW, jest największą elektrownią ciepłą w Słowenii. W roku 2004 jej udział w produkcji energii elektrycznej w tym kraju wynosił 30,0%²⁹. W jej przypadku głównym źródłem kosztów osieroconych są koszty paliwa, które stanowią ok. 60% kosztów produkcji energii. Ze względów strategicznych elektrownię Šoštanj zlokalizowano blisko słoweńskich zasobów węgla brunatnego. Jego wydobycie w kopalni Premogovik Valenje jest bardzo kosztowne, co spowodowane jest ekstremalnie trudnymi warunkami geologicznymi. Wobec tych okoliczności władze słoweńskie poinformowały Komisję Europejską, iż elektrownia nie jest w stanie pokryć swoich kosztów zmiennych. Koszty osierocone w okresie 2003–2010 oszacowano na 106,0 bln SIT. Szacunek ten skorygowano jednak do 37,0 bln SIT uwzględniając możliwość osiągnięcia zysków przez inne jednostki należące do grupy HSE. Władze słoweńskie zamierzają dofinansować elektrownię Šoštanj kwotą nie przekraczającą 21,8 bln SIT, natomiast reszta kosztów osieroconych ma być odzyskana w wyniku wewnętrznych działań restrukturyzacyjnych³⁰.

Dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego byłej Jugosławii w 1981 r. na terenie Słowenii uruchomiono elektrownię jądrową Krško o mocy 632 MW. Powstała ona jako efekt wspólnego przedsięwzięcia Słowenii i Chorwacji, bazującego na umowie z 1971 r. Na mocy porozumienia między tymi państwami z 11 marca 2003 r. elektrownia uzyskała status spółki z ograniczoną odpowiedzialnością. Jej udziałowcami stała się słoweńska spółka ELES GEN (będąca własnością słoweńskiego operatora systemu przesyłowego ELES) oraz chorwacki operator systemu przesyłowego HEP³¹. Elektrownia dostarcza ok. 40% energii elektrycznej do systemu słoweńskiego i od 2004 r. ok. 2500 TWh rocznie do systemu chorwackiego. Koszty osierocone wyniknęły z konieczności zagospodarowania odpadów radioaktywnych oraz likwidacji elek-

²⁷ G. Szörényi, *Stranded Costs. Compensation Method (State aid Analysis)*, Hungarian Energy Office, Tirana 11–12 October 2004, <http://www.ERRAnet.org>.

²⁸ *Latest Developments: State aid: Commission takes two decisions*, <http://www.ebrenewables.com>.

²⁹ *Report on the Energy Sector in Slovenia 2004*, Javna agencija RS za energijo.

³⁰ *Stranded Costs in Slovenia*, European Commission, C(2005) 172 fin, Brussels 02.II.2005, s. 2.

³¹ M. Koler, *NEK to Get Slovenian and Croatian Owners*, „Slovenia News”, 4.03.2003.

rowni. Pod wpływem presji władz lokalnych obszarów zlokalizowanych wokół elektrowni, władze centralne Słowenii zobowiązały się do roku 2008 wskazać miejsce ich składowania, natomiast do roku 2013 przystosować je do ich przyjęcia. Już teraz te drugie wnoszą na rzecz tych pierwszych opłaty kompensacyjne z tytułu tymczasowego przechowywania zużytego paliwa jądrowego w wysokości 4 mln USD rocznie. Likwidacja elektrowni, według planu z roku 1996, ma się rozpocząć w 2024 r. Dla realizacji tego celu utworzono specjalny fundusz (Financial Fund for Decommissioning of Nuclear Power Plant Krško), który zasilany jest opłatami w wysokości 0,2 €c/kWh, wnoszonymi przez odbiorców energii wytwarzanej przez elektrownię. W ten sposób zamierza się uzyskać do 2023 r. 175,0 mln euro, tj. połowę wymaganej kwoty³². Elektrownia Trbovlje o mocy 164 MW była inwestycją towarzyszącą budowie elektrowni Krško. Pełniła ona bowiem rolę rezerwowego źródła zasilania podczas jej budowy. Obecnie jej eksploatacja jest nieopłacalna i władze słoweńskie dążą do jej jak najszybszego zamknięcia. Realizacja tych zamierzeń wymaga jednak spłaty zaległych zobowiązań w łącznej wysokości 3,2 bln SIT.

Źródłem kosztów osieroconych w Słowacji są wysokie nakłady inwestycyjne poniesione przez Slovenské Elektrárne (głównego producenta energii elektrycznej) na rozbudowę mocy produkcyjnych oraz rozwój technologii przyjaznych środowisku, których odzyskanie, w warunkach liberalizacji słowackiego rynku energii elektrycznej, stało się zagrożone. Wśród najbardziej nieracjonalnych ekonomicznie działań wymienia się budowę dwóch bloków w elektrowni jądrowej Mochovce, zawarcie długoterminowych kontraktów zakupu energii od Paroplýnový cyklus a.s. (producent energii elektrycznej w skojarzeniu) i jej sprzedaży hucie aluminium Slovaco in Žiar nad Hronom. Ustalone kontraktem ceny sprzedaży wynoszą 20,0 euro/MWh i są wyjątkowo niskie zarówno w ujęciu bezwzględnym, jak i w stosunku do cen jej zakupu. Slovenské Elektrárne (SE) łączą także niekorzystne kontrakty zakupu węgla ze słowackich kopalni³³. Łączne koszty osierocone z tych tytułów oszacowano na 70 bln SK. Stanowiły one istotne obciążenie dla prywatyzacji SE oraz są istotnym utrudnieniem dla skutecznego stawienia czoła eksporterom energii elektrycznej na rynek słowacki, pochodzącym głównie z Czech, Węgier i Ukrainy³⁴. W roku 2003 słowacki rynek energii elektrycznej został otwarty dla dużych odbiorców przemysłowych o rocznej konsumpcji powyżej 40,0 GWh oraz dla trzech dominujących spółek dystrybucyjnych, które także zostały przeinwestowane. To samo, w odniesieniu do pozostałych odbiorców, z wyjątkiem gospodarstw domowych, stało się w 2005 roku³⁵. Część uprawnionych odbiorców skorzystała już ze swojego prawa zmiany dostawcy energii i zamierza zrobić to ponownie pod warunkiem osiągnięcia dalszych korzyści.

W tych warunkach SE stanęła w obliczu ryzyka utraty swojego udziału w rynku oraz niepokrycia kosztów zrealizowanych programów inwestycyjnych. Jest to także istotne z tego względu, iż wobec politycznej niechęci do podnoszenia taryf cenowych

³² <http://www.sklad-nek.si>.

³³ M. Ďurianová, *To Sell or not Sell SE?*, „The Slovak Spectator”, 24.05.2004.

³⁴ M. Ďurianová, *Energy Producer Awaits New Owner*, „The Slovak Spectator”, 23–28.08.2004.

³⁵ A. Juris, *Stranded Costs in the Slovak Electricity Sector: A Quagmire for Policy-makers*, „News at SEVen” 2003, no. 2, s. 1.

(ceny energii elektrycznej w Słowacji są najwyższe wśród krajów UE-12), finansowane one były głównie środkami pochodzącymi ze źródeł zewnętrznych. Koszty te mogą stać się „osieroconymi” również z powodu konieczności dotrzymania zobowiązań ustawowych i kontraktowych, co dodatkowo przyczyni się do pogorszenia pozycji konkurencyjnej podmiotu. W celu umożliwienia mu odzyskania kosztów osieroconych rząd słowacki rozważał możliwość wprowadzenia przejściowych ograniczeń w funkcjonowaniu rynku konkurencyjnego oraz uruchomienia mechanizmu pozwalającego na ich odzyskanie bez zakłócania konkurencji rynkowej. Wyrazem preferowania tego pierwszego wariantu było ustalenie limitu importu energii elektrycznej dla odbiorców uprawnionych na lata 2003–2004. W pierwszym roku jego funkcjonowania mogli oni w drodze importu zaspokoić tylko jedną trzecią, zaś w roku 2004 dwie trzecie, swojego zapotrzebowania na energię elektryczną. Ze względu na dominującą pozycję przedsiębiorstwa SE na rynku wewnętrznym, stało się ono dla nich praktycznie jedyną alternatywą. W rezultacie ceny płacone przez nich za energię elektryczną pokrywały także koszty osierocone SE. Rozwiązanie to wdrożono kosztem spowolnienia tempa prywatyzacji, unikając przy tym określenia globalnej wysokości kosztów osieroconych oraz ich natury. Aktualnie strategia organu regulacyjnego Słowacji zmierza do włączenia kosztów osieroconych do taryf przesyłowych³⁶.

5. Zakończenie

Występowanie kosztów osieroconych jest zjawiskiem towarzyszącym procesowi liberalizacji rynku energii elektrycznej, które negatywnie wpływa na jego tempo i efekty. Z problemem tym, z różnym natężeniem, borykają się praktycznie wszystkie państwa członkowskie Unii Europejskiej, a zwłaszcza te z nich, które stały się nimi w roku 2004 i później. Najmniej uciążliwy jest on w tych krajach, które najwcześniej rozpoczęły proces wprowadzania konkurencji na swoje rynki energii elektrycznej (np. w Szwecji i Finlandii). Rozwiązanie problemu kosztów osieroconych nie jest zadaniem łatwym, napotyka bowiem na opór korzystających z nich grup nacisku. Kraje członkowskie mają dwa warianty ich odzyskania, tzn. albo poprzez ubieganie się o okres przejściowy, tj. o czasowe odstępstwa od wdrażania niektórych rozwiązań przyjętych Dyrektywami 96/92/UE i 2003/54/UE, albo przez bezpośrednie dążenie do uzyskania formy rekompensaty finansowej. Warto przy tym zwrócić uwagę na fakt, iż wszystkie proponowane rozwiązania przekładają się wcześniej czy później na wzrost płatności odbiorców. W procesie oceny projektów pomocowych bardzo istotną rolę odgrywa Komisja Europejska, która pełni funkcję arbitra rozstrzygającego, który z nich jest zgodny z regułami wspólnego rynku. Ze względu na wagę problemu zdecydowała się ona na opracowanie szczegółowych wytycznych w związku z restrukturyzacją kosztów osieroconych. O złożoności problemu świadczy chociażby fakt zakwestionowania przez Komisję propozycji jego rozwiązania m. in. w Polsce, na Węgrzech i we Włoszech. W przypadku tych państw wszczęte zostało formalne postępowanie, gdyż – jak stwierdziła Neeli Kroes, komisarz UE ds. konkurencji – „należy dołożyć starań, aby

³⁶ M. Ďurianová, *Do Slovaks Pay the Most for Electricity?*, „The Slovak Spectator”, 20–26.03.2006.

rekompensaty nie zakłóciły pozytywnych skutków uwolnienia rynku energii elektrycznej, w szczególności sprawdzając, czy pomoc państwa jest proporcjonalna i czy nie zniechęca nowych podmiotów do wejścia na rynek”.

Tomasz Motowidlak

THE STANDARD COSTS IN THE EUROPEAN ELECTRICITY SECTOR IN THE NEW EU MEMBER STATES

This article presents the problem of stranded cost in the European electricity sector and especially in the new EU member states. Stranded costs are costs that were incurred by companies before the liberalisation of the electricity sector and that the effects of the liberalisation makes it impossible or very difficult to recover. The appearance of stranded costs influences negative the liberalisation of electricity markets in Europe. The member states have two ways to recover the stranded costs. They can apply to the European Commission for a transitional regime in accordance with Article 24 of the Directive 92/96/EU or try to receive a compensation payment. All proposed solutions affect the increase of customers' payments. From respect to the importance of the problem the European Commission decided to prepare a stranded costs recovery scheme. Competition Commissioner Neelie Kroes commented: „The Commission has a duty to verify that EC Treaty state aid rules are respected in the electricity sector, in particular to ensure that state compensation is proportionate and does not deter new competitors from entering the market”.