

Tomasz MOTOWIDLAK*

Koszty osierocone w sektorze energetycznym Unii Europejskiej

STRESZCZENIE. Artykuł poświęcony jest prezentacji problemu kosztów osieroconych, które pojawiły się w procesie tworzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Po raz pierwszy kwestia ta ujawniła się w USA, a dokładnie w Kalifornii, później dotknęła ona gospodarki krajów członkowskich UE, w których jej rozwiązanie nabrało znaczenia po wejściu w życie Dyrektywy 96/92/UE, określającej zasady działania jednolitego rynku energii elektrycznej. Zadanie to nie należy do łatwych, ze względu na zróżnicowane formy kosztów osieroconych oraz problem dokładnego oszacowania ich wysokości. Mimo iż większość proponowanych rozwiązań przekłada się, wcześniej czy później, na wzrost płatności finalnych odbiorców energii elektrycznej, to jednak ich wdrożenie jest niezbędne dla prawidłowego funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. W artykule przedstawiono podstawowe zasady metodologii wypracowanej przez Komisję Europejską, dotyczącej zasad identyfikacji kosztów osieroconych oraz ich odzyskiwania. Problematykę tę odniesiono najpierw do krajów UE-15, a następnie do państw, które stały się członkami UE w 2004 roku i później. Te pierwsze są bowiem bardziej zaawansowane w procesie ich odzyskiwania, a jest to rezultatem wcześniejszego jego wdrożenia. Ponadto konieczność szybszej implementacji zapisów Dyrektywy 96/92/UE spowodowała, iż znaczna część decyzji inwestycyjnych w sektorach energetycznych tych państw była podejmowana już z uwzględnieniem realiów rynkowych. Dotyczy to zwłaszcza Finlandii, Szwecji i Wielkiej Brytanii, w których zakres kosztów osieroconych jest najwęższy. Z pewnym opóźnieniem procesy te przebiegają w nowych krajach członkowskich UE. Z tego też względu dotyczą one bardziej złożonych problemów, co ma miejsce przede wszystkim w Polsce, na Węgrzech i w Słowacji, a w kilku krajach tej grupy (np. w Bułgarii i Rumunii) zagadnienie to nie zostało jeszcze dostatecznie rozpoznane.

* Dr — adiunkt, Katedra Międzynarodowych Stosunków Gospodarczych, Uniwersytet Łódzki.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Eugeniusz MOKRZYCKI

SŁOWA KLUCZOWE: koszty osierocone, rynek energii elektrycznej UE, stanowisko Komisji Europejskiej wobec kosztów osieroconych, formy odzyskiwania kosztów osieroconych

Wprowadzenie

W latach dziewięćdziesiątych w krajach członkowskich Unii Europejskiej (UE) zapoczątkowany został proces liberalizacji rynków energii elektrycznej, który usankcjonowany został Dyrektywami nr 96/92/UE z 19 grudnia 1996 roku oraz nr 2003/54/UE z 23 czerwca 2003 roku. Dokumenty te dotyczą organizacji sektora elektroenergetycznego oraz zasad w nim obowiązujących. Obligują one państwa członkowskie UE m.in. do zapewnienia uprawnionym odbiorcom (ang. *eligible customers*) prawa dostępu do usług przesyłowych (ang. *Third Party Access* – TPA), do wyznaczenia niezależnych operatorów systemów przesyłowych (realizacji zasady unbundlingu) oraz do zapewnienia przejrzystych i nieskryminujących sposobów rozliczeń transakcji rynkowych (Gilecki 2002). 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 wiąże 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 zasilania (Zerka 2002). 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 osieroconych (ang. *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 tkwi bowiem 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 i gospodarki krajów członkowskich UE.

1. 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, bowiem konkurencyjny rynek uniemożliwił ich osiągnięcie (Allibert 2006). Te koszty osierocone, dotyczące z reguły podsektora wytwarzania, sprawiają, iż dzisiaj podmioty nimi obarczone mogą mieć trudniejsze warunki konkurowania z nowymi, efektywnymi jednostkami, rozpoczynającymi działalność w warunkach rynkowych. Za koszty osierocone uważa się zatem 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 podmiotów (Bolesta 2004). 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 zapewnić 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). Wiążą one wytwórców energii elektrycznej z jej odbiorcami przez kilkanaście, a nawet kilkadziesiąt lat. W tym okresie kontrakty gwarantują 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 wierzytelności z nich wynikające są przedmiotem cesji (zabezpieczenie) 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 powyższych 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 czujące 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 pracowników). 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 (ang. *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 energii (www.cire.pl).

2. 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 przedsiębiorstw 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, stawał 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 USD (Szablewski Wesołowski 2003).

Stąd też artykuł 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 dnia 19 lutego 1998 roku (nie dotyczy to nowych krajów członkowskich UE). 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, lecz wypłatę rekompensat określonym podmiotom (Bolesta 2004). 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 osieroconych (Allibert 2006). W pierwszym z nich pomoc publiczna może zostać wykorzystana do sfinansowania 40% nakładów inwestycyjnych oraz 100% kosztów operacyjnych generowanych po uruchomieniu projektu (np. we Francji wytwarzanie energii elektrycznej z biomasy uzyskanej ze spalania krów padłych na chorobę BSE). W drugim z nich może ona zostać uruchomiona m.in. w przypadku konieczności zaopatrzenia w energię (np. służb mundurowych) 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. Przedstawiono je w tabeli 1.

Za koszty osierocone mogą zostać uznane te z nich, które zostały potwierdzone kontraktami bądź przez zapisy prawa i poniesione przed 19 lutego 1997 roku. Za wspomniany w punkcie 3 tabeli 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 punktu 4 powinno się dążyć do odwołania, zmiany lub zmniejszenia zobowiązań/gwarancji (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 prognozach (Bolesta 2004). Wymóg wyrażony w punkcie 9 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 gdy, mimo istnienia kosztów osieroconych, przedsiębiorstwo jest sobie w stanie poradzić na rynku.

Udzielona pomoc musi służyć zrekompensowaniu tylko i wyłącznie oszacowanych (prognozowanych) kosztów osieroconych. Jeśli okaże się, iż zostały one niedoszacowane,

TABELA 1. Zasady identyfikacji kosztów osieroconych oraz ich odzyskiwania

TABLE 1. Principles of identification and recovering of stranded costs

| 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 | | |
| 3. | Istnieje związek przyczynowo-skutkowy między wejściem w życie Dyrektywy 96/92/UE i powstaniem kosztów osieroconych | II. | Mechanizm wypłaty rekompensat powinien przewidywać możliwość dostosowania ich wysokości do zmieniających się realiów rynku |
| 4. | Zobowiązania/gwarancje muszą być nieodwołalne | | |
| 5. | Wzajemne zobowiązania przedsiębiorstw należących do tej samej grupy kapitałowej nie są kosztami osieroconymi | III. | Niedopuszczalna jest pomoc dla podmiotów które nie będą w stanie sprostać wymaganiom rynku w długim okresie |
| 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 dla każdego przedsiębiorstwa |

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

dotatkowa pomoc nie będzie wypłacana. Jednak w przypadku ich przeszacowania beneficjenci nie dostaną założonego maksimum. Wysokość pomocy publicznej 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 działania określonego punktem VII tabeli jest uniemożliwienie transferu pomocy pomiędzy podmiotami w zależności od tego, jak radzą sobie na rynku.

3. Koszty osierocone w krajach UE-15

W **Austrii** koszty osierocone pojawiły się w wyniku gwarancji rządowych udzielonych elektrowni Voitsberg. Jej działalność, ze względów bezpieczeństwa energetycznego, opierała się bowiem na długoterminowej umowie dostaw krajowego węgla brunatnego zawartej między kopalnią GKB (niem. Graz-Köflacher Eisenbahn- und Bergbau-Gesellschaft) a koncernem ÖEDK (operator elektrowni Voitsberg). Koszty stosowania tego paliwa oszacowane zostały przez zespoły niezależnych ekspertów odpowiednio na kwoty 462 mln Euro oraz 179 mln Euro (Panek 2002). Zdecydowano, iż koszty te zostaną pokryte za pośrednictwem subwencji (tab. 1). Źródłem środków na ich wypłatę oraz na funkcjonowanie systemu administracyjno-monitorującego są opłaty pobierane od operatorów sieci przesyłowej oraz od wybranych odbiorców posiadających prawo swobodnego do niej dostępu. Ci ostatni wyróżniali się tym, iż wcześniej odbierali energię elektryczną wyprodukowaną przez przedsiębiorstwa, w których pojawiły się koszty osierocone.

Stosowanie węgla brunatnego do wytwarzania energii stało się też bezpośrednią przyczyną kosztów osieroconych w **Niemczech**. Dotyczyły one bowiem inwestycji w zakresie odbudowy i modernizacji elektrociepłowni opalanych tym paliwem. Inwestycje te zrealizowane zostały na terenie byłej NRD przez VEAG (Vatenfall AG). Ich koszty miały być pokryte w wyniku realizacji długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej przez VEAG operatorom sieci rozdzielczych w Niemczech Wschodnich po cenach zapewniających pokrycie kosztów. W ten sposób ci ostatni mieli pokryć 70% swojego zapotrzebowania, a następnie przenieść koszty zakupu energii w taryfach na odbiorców końcowych. W celu zapewnienia sprzedaży energii elektrycznej przez VEAG wprowadzono przejściowe przepisy, które utrudniały dostęp (wysokie opłaty, odmowa dostępu) odbiorcom z byłej NRD do sieci przesyłowej w celu ograniczenia alternatywnych dostaw. Rozwiązanie to, stosowane do 2003 roku, skazywało ich na zakup energii od VEAG po cenie wyższej niż rynkowa.

Koszty osierocone w **Danii** wynikały z zawarcia długoterminowych umów na dostawy gazu typu „take or pay”, stanowiącego paliwo dla czterech elektrociepłowni, które miały zagwarantowany zbyt poprzez nałożenie na przedsiębiorstwa dystrybucyjne obowiązku zakupu ich energii po określonej cenie. Koszty utraty tego przywileju oszacowano na 120–136 mln Euro. Były one także zobligowane do pokrycia kosztów likwidacji wyeksploatowanych elektrowni (oszacowano je na 376 mln Euro) oraz pokrycia zobowiązań emerytalnych wobec pracowników kopenhaskiego przedsiębiorstwa dystrybucyjnego, które

TABELA 2. Formy i mechanizmy odzyskiwania kosztów osieroconych w niektórych krajach UE-15

TABLE 2. Forms and mechanisms of recovering of stranded costs in some EU-15 countries

| Kraj | Formy kosztów osieroconych | Mechanizm odzysku | Limit czasowy |
|-----------------|---|---|-----------------|
| Austria | <ul style="list-style-type: none"> koszty używania nieefektywnych paliw krajowych, inwestycje w nierentowne elektrownie | <ul style="list-style-type: none"> opłaty pobierane od operatorów sieci przesył. | 31 gru 2009 |
| Dania | <ul style="list-style-type: none"> koszty wynikające z utrzymania kontraktów gazowych „take or pay”, koszty obowiązkowych płatności emerytur, koszty obowiązkowych likwidacji jednostek produkcyjnych | <ul style="list-style-type: none"> opłaty pobierane przez wytwórców opłaty dystrybucyjne | brak |
| Francja | <ul style="list-style-type: none"> koszty umów zawartych z niezależnymi wytwórcami, koszty likwidacji elektrowni jądrowej, koszty finansowania programu emerytalnego | <ul style="list-style-type: none"> opłaty nałożone na odbiorców, wytwórców i importerów energii elektrycznej | brak |
| Hiszpania | <ul style="list-style-type: none"> obniżenie przychodów wytwórców w stosunku do wcześniej gwarantowanych, wzrost kosztów działalności OSP poza Płw. Iber. | <ul style="list-style-type: none"> opłata w taryfach wytwórców oraz opłata przesyłowa | 10 lat |
| Holandia | <ul style="list-style-type: none"> koszty lokalnych projektów ciepłowniczych, koszty kontraktów długoterminowych wydatki na badania | <ul style="list-style-type: none"> obowiązkowy zakup energii opodatkowanie usług przesyłowych | 10 lat |
| Niemcy | <ul style="list-style-type: none"> koszty poniesione w związku inwestycjami w rozwój elektrociepłowni opalanych węglem brunatnym | <ul style="list-style-type: none"> wprowadzenie narzutów na opłatę przesyłową na znaczne odległości | brak |
| Portugalia | <ul style="list-style-type: none"> koszty rozwiązania KDT | <ul style="list-style-type: none"> fundusz kompensacyjny | |
| Wielka Brytania | <ul style="list-style-type: none"> koszty związane z bezpieczeństwem energetyki jądrowej i przemysłem wydobywczym | <ul style="list-style-type: none"> podatki od paliw stałych | 8 lat (e.jądr.) |
| Włochy | <ul style="list-style-type: none"> nie do odzyskania wydatki inwest. poniesione na rozwój mocy wytwórczych przed 1997 r., koszty utrzymania kontraktu gazowego „take or pay” na dostawy gazu z Nigerii do produkcji energii elektrycznej, koszty KDT zawartych z producentami wykorzystującymi OZE i paliwa subsydiowane | <ul style="list-style-type: none"> dodatkowe opłaty przesyłowe i dystrybucyjne | 5–10 lat |

Źródło: opracowanie własne na podstawie A. Panek, Koszty osierocone w Polsce i krajach UE, „Biuletyn URE”, 5/2002 oraz Report on Stranded Costs. Regulatory and Competitive Issues Working Group, UNIPED, April 1999

prowadzi także działalność wytwórczą. Mechanizm pokrycia powstałych kosztów osieroconych polegał na pobieraniu dodatkowej opłaty od wytwarzanej przez elektrociepłownię energii elektrycznej. W zakresie obowiązkowych likwidacji jednostek produkcyjnych za-

proponowany został system subsydiów państwowych, którego finansowanie przełożono na odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstw dystrybucyjnych Elsam i Elkraft. Przedsiębiorstwa te przeprowadzają likwidacje bez względu na źródło zakupu energii. Podobne rozwiązanie przyjęto w zakresie świadczeń emerytalnych.

We **Francji** koszty osierocone wyniknęły z umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych z wytwórcami niezależnymi, z likwidacji elektrowni jądrowej Superphenix oraz zobowiązań dotyczących finansowania specjalnego funduszu emerytalnego dla pracowników sektora elektroenergetycznego oraz gazowego. W ogólnym zarysie źródłem pokrycia kosztów związanych z umowami dostaw oraz likwidacji elektrowni jądrowej miały być kompensaty wypłacane wytwórcom (głównie EdF), pochodzące z dodatkowych opłat nałożonych na odbiorców (taryfowych i pozataryfowych), wytwórców i importerów energii elektrycznej, dodawanych do każdej jednostki energii zakupionej, wytworzonej lub dostarczonej. Likwidacja mocy zainstalowanych w energetyce jądrowej spowodowała także pojawienie się kosztów osieroconych w sąsiedniej **Belgii** (Electricity: Green light... 2002). Komisja Europejska za ich źródło uznała zobowiązania firm Electrabel i SPE do uczestniczenia w takich przedsięwzięciach. Uznała ona jednocześnie za zasadne ich starania o uzyskanie rekompensat ze środków publicznych. Spektakularny przykład kosztów osieroconych wystąpił w **Grecji**, gdzie jeden z podmiotów, przy okazji budowy hydroelektrowni, został zobligowany do budowy systemu nawodnień.

W systemie **Holandii** istnienie kosztów osieroconych związane było z wydatkami inwestycyjnymi na realizację celów polityki społecznej. W 1999 roku ich wysokość oszacowano na 2,1–8,0 bln guldenów holenderskich (Dutch Senate... 1999). Obejmowały one przede wszystkim finansowanie lokalnych projektów ciepłowniczych oraz zakładu gazyfikacji węgla w Buggenum. Stały się one nieekonomiczne w warunkach spadku cen energii elektrycznej na rynku holenderskim pod koniec lat dziewięćdziesiątych, spowodowanego liberalizacją rynku oraz nadmiarem mocy (Regulatory Reform... 1999). Z tego samego powodu dotyczyło to także nakładów inwestycyjnych poniesionych przez wytwórców i dystrybutorów energii na budowę jednostek kogeneracyjnych. Projekty te, w celu uzyskania finansowania, zakładały sprzedaż energii elektrycznej w 10–15-letnich okresach po cenach, które ustalono powyżej poziomu rynkowego. Do 31 grudnia 2000 roku koszty osierocone odzyskiwano w rezultacie funkcjonowania 4-letnich umów zobowiązujących spółki dystrybucyjne do zakupu energii od wytwórców po stałych cenach. Ponadto w okresie tym ci ostatni uprawnieni byli do uzyskiwania rekompensat, których źródłem były dodatkowe opłaty przesyłowe. W przypadku lokalnych projektów ciepłowniczych mogą one pokrywać koszty osierocone do 2022 roku.

Powstanie kosztów osieroconych we **włoskim** sektorze elektroenergetycznym związane jest głównie z poniesionymi przed 1997 rokiem nakładami inwestycyjnymi na rozwój mocy wytwórczych oraz z podpisanym przez koncern ENEL w 1992 roku kontraktem typu „*take or pay*” na dostawy gazu ziemnego z Nigerii do wytwarzania energii elektrycznej. Rekompensaty z tytułu rozbudowy mocy wytwórczych dotyczą okresu 2000–2003, a łączna ich kwota przekracza 850,0 mln Euro (State aids: Commission declares... 2004). Ich głównym adresatem jest ENEL oraz spółki, które odziedziczyły po nim koszty osierocone. Bezpośrednim powodem pokrycia kosztów wynikających z tego drugiego źródła był fakt, iż

koncern nie może korzystać z gazu na obszarze Włoch, jak pierwotnie założono. Związane z tym koszty zarządzania gazem poza terytorium Włoch do 2009 roku oszacowano na 1,465 mln Euro. Jednakże rekompensaty dotyczą jedynie gazu stosowanego do produkcji energii elektrycznej. Mniej istotnymi źródłami kosztów osieroconych we Włoszech były koszty poniesione na spełnienie wymogów środowiskowych przewyższających normy UE, koszty projektów badawczych nie związanych bezpośrednio z głównym zakresem działalności podmiotów sektora elektroenergetycznego (prowadzonych np. w interesie narodowym) oraz koszty wdrażania krajowego programu energetycznego (technologie, paliwa, lokalizacja jednostek wytwórczych). Koszty osierocone zwiększyły ceny energii elektrycznej we Włoszech o 3–8% (Report on Stranded Costs... 1999).

W Portugalii w 2004 roku zostały anulowane kontrakty długoterminowe zawarte przez dostawców energii elektrycznej i gazu z operatorem systemu przesyłowego REN (port. Rede Electrica Nacional), które zobowiązywały tego ostatniego do zakupu energii po cenach gwarantowanych (Energy... 2004). Uruchomienie centralnego mechanizmu wypłat rekompensat ze środków publicznych pozwoliło tym pierwszym, a przede wszystkim EDP (port. Energias de Portugal), Tejo Energia oraz Turbogás, na odzyskanie kosztów osieroconych. Aprobując to rozwiązanie Komisja Europejska wzięła pod uwagę, iż działania podjęte przez trzy ww. spółki dystrybucyjne mają charakter nieodwołalny i były źródłem znacznych strat (Commission authorises... 2004). Jednocześnie brak ich pokrycia może przyczynić się do pogorszenia ich kondycji finansowej. Przy wyznaczaniu wielkości kompensat za cenę bazową energii elektrycznej uznano cenę możliwą do uzyskania przy zastosowaniu najbardziej efektywnej technologii wytwarzania, tj. turbin gazowo-parowych (ang. *combined cycle gas turbine* – CCGT), bowiem odszkodowanie jest wypłacane tylko wtedy, gdy bieżąca cena rynkowa jest od niej niższa.

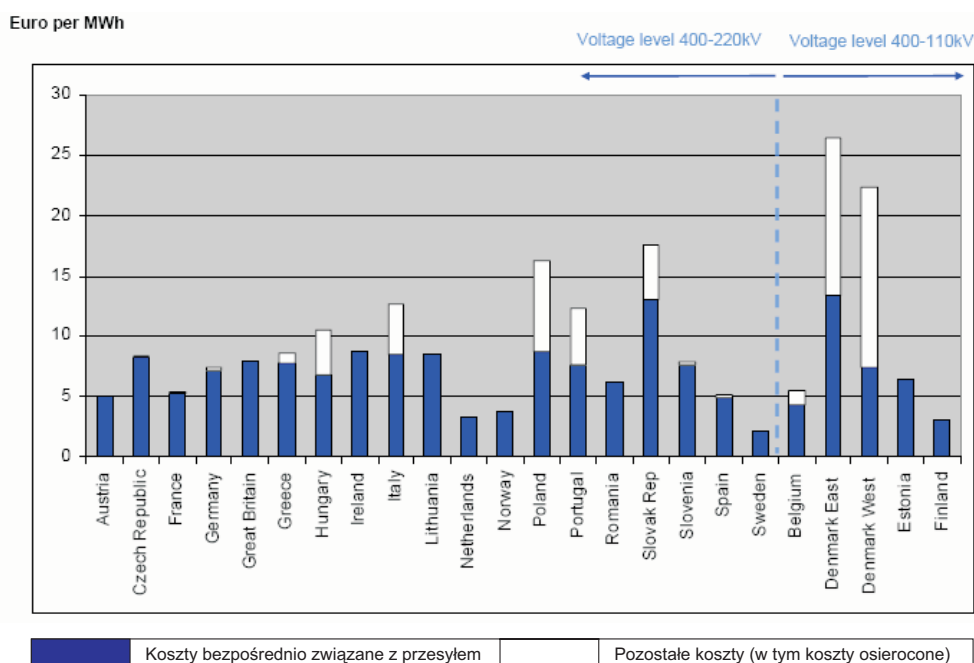
Hiszpania określiła dwa rodzaje kosztów osieroconych, których wysokość określono na około 13,0 mld USD (Perez-Ariaga 1997). Źródłem pierwszego z nich jest spadek przychodów wytwórców w stosunku do przychodu wcześniej gwarantowanego (co miało zapewnić pokrycie kosztów przeprowadzanych inwestycji modernizacyjnych), drugiego zaś zwiększenie kosztów działalności operatorów systemów przesyłowych działających poza Półwyspem Iberyjskim. W tym pierwszym przypadku zaproponowano system kompensat dla wytwórców na łączną kwotę 11,63 mld Euro, w tym 9,90 mld Euro odszkodowania z tytułu technologicznych kosztów osieroconych, a 1,73 mld Euro na pokrycie stałej subwencji dla wytwórców produkujących energię z krajowego węgla (Panek 2002). Źródłem środków finansowych wypłacanych „za przejście do konkurencji” (ang. *competition transition charge* – CTC) jest opłata zatwierdzona przez organ regulacyjny w wysokości 4,5% ceny energii oraz opłata przesyłowa. Pobierana jest ona przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne i, pod nadzorem organu regulacyjnego, przekazywana wytwórcom. Zakładano, iż na podstawie zagwarantowanych w ten sposób przychodów wytwórcy dokonają emisji papierów wartościowych o wartości 5,9 mld Euro z 15-letnim terminem płatności. Natomiast dopłaty dla wytwórców produkujących energię elektryczną z hiszpańskiego węgla są finansowane ze stałej opłaty w taryfie w wysokości 0,006 Euro/kWh.

System hiszpański jest najlepiej przygotowanym w Europie pod względem metodologicznym mechanizmem odzyskiwania kosztów osieroconych (Szablewski, Wesołowski 2003).

Mimo uznania potrzeby znaczącej rekompensaty przedsiębiorstwom kosztów osieroconych, w ustawie wprowadzającej CTC przyjęto, iż muszą one wziąć na siebie część odpowiedzialności za ich powstanie i ponieść odpowiedni ciężar finansowy. Według ustawy CTC wyznacza wielkość kosztów osieroconych, które muszą pokryć odbiorcy oraz globalną ich wielkość. Tą ostatnią wyznaczono nie przez sumowanie kosztów poszczególnych przedsiębiorstw, lecz dla całego sektora elektroenergetycznego. W obliczeniach zaktualizowanej wartości przychodów rynkowych przyjęto, iż podstawą określenia przyszłych rynkowych cen energii elektrycznej są koszty jej produkcji według najnowszych technologii wytwarzania z uwzględnieniem kosztów amortyzacji i kapitału oraz konkurencyjnych cen paliw. W przypadku węgla kamiennego do szacunku przyjęto niższe ceny węgla importowanego. Wyznaczona w ten sposób cena energii elektrycznej miała charakter ceny rynku inwestycyjnego, a jej włączenie do mechanizmu kompensaty pozwalało na podejmowanie inwestycji komercyjnych w podsektorze wytwarzania. W przyjętym podejściu zakładano, iż koszty osierocone stanowią różnicę między zaktualizowaną wielkością przychodów regulowanych i rynkowych. Otrzymaną w ten sposób kwotę zmniejszono o 32,5%, co uzasadniono możliwym do osiągnięcia postępowaniem w efektywności sektora elektroenergetycznego. Istotną zaletą systemu CTC jest wydzielenie poszczególnych elementów cenotwórczych, co zwiększa wartość informacyjną taryfy. Zasada ujawniania wysokości zawartych w nich dodatkowych opłat z tytułu kompensaty kosztów osieroconych ma ułatwić rządowi dalsze redukcje taryf regulowanych w całym okresie przejściowym, bez podnoszenia całkowitych opłat za energię w stosunku do poziomu sprzed liberalizacji.

W kilku krajach UE koszty osierocone stanowią znacznie mniejsze obciążenie dla ich sektorów elektroenergetycznych. Należy do nich przede wszystkim **Finlandia**, **Szwecja** oraz (w mniejszym stopniu) **Wielka Brytania**. W państwach tych do mniejszego „nawisu” kosztów osieroconych przyczyniło się stosunkowo wczesne rozpoczęcie procesu liberalizacji rynków energii elektrycznej. Umożliwiło ono tym samym ich przedsiębiorstwom szersze niż w innych krajach dostosowywanie swoich decyzji do wymogów konkurencji. W efekcie problem kosztów osieroconych w Finlandii i Szwecji nie ma istotnego znaczenia, natomiast w Wielkiej Brytanii stosunkowo szybko się z nim uporano. W tym ostatnim kraju osiągnięto to w procesie prywatyzacji i restrukturyzacji sektora. W szczególności koszty osierocone udało się odzyskać w rezultacie sprzedaży majątku przedsiębiorstw według cen rynkowych, a nie księgowych (Report on Stranded Costs... 1999). Związane one były głównie z sektorem wydobywczym węgla kamiennego. Funkcjonujące przed 1990 rokiem (przed prywatyzacją) przedsiębiorstwo CEGB (ang. Central Electricity Generating Board), odpowiedzialne za zasilanie odbiorców w Anglii i Walii, związane było kontraktami z British Coal i kupowało węgiel kamienny od po cenach znacznie wyższych od cen światowych. Otwarcie rynku spowodowało wystąpienie kosztów osieroconych w przemyśle wydobywczym. Obciążenie podatkiem wszystkich odbiorców energii (ang. *fossil fuel levy*) pozwoliło na zgromadzenie środków na likwidację jednostek wytwórczych w podsektorze energetyki jądrowej. W 1990 roku jego stawka wynosiła 10% finalnej ceny energii elektrycznej, zaś w roku 1996 obniżona została do 3,7%. Od 1999 roku wysokość podatku wynosi tylko 0,9%, ale służy on już wyłącznie promowaniu wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Stanowi on także źródło wypłat rekompensat dla dostawców dla sektora użyteczności publicznej (ang. Public Electricity Suppliers), którzy zobowiązani są do posiadania w swoich portfelach części energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

Z powyższego wynika, iż w kilku państwach UE-15 istotnym elementem mechanizmu odzyskiwania kosztów osieroconych są dodatkowe opłaty występujące w taryfach przesyłowych. Ich wpływ na koszt przesyłu widoczny jest zwłaszcza w przypadku Danii, Portugalii i Włoch. Należy jednak zwrócić uwagę, iż udział kosztów osieroconych w kształtowaniu taryf przesyłowych jest niższy niż to wynika z rysunku 1. Stanowią one bowiem tylko jeden ze składników tej części opłat przesyłowych (na rys. 1 zaznaczona ona została kolorem białym), która nie jest bezpośrednio związana z działalnością przesyłową. W szczególności dotyczy to Danii, w której dużą rolę odgrywają koszty promowania energetyki odnawialnej. Koszty osierocone są bardziej ważącym czynnikiem taryf przesyłowych, a tym samym cen energii w przypadku niektórych państw Europy Środkowej i Wschodniej, a w szczególności Polski, Węgier i Słowacji. Problematyka kosztów osieroconych w tej części Europy zostanie poruszona w kolejnym rozdziale.



Rys. 1. Koszty osierocone jako składnik opłat za usługi przesyłowe
 Źródło: ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2005, s. 8

Fig. 1. Stranded costs as component of transfer tariffs

4. Koszty osierocone w nowych krajach członkowskich UE

Problem kosztów osieroconych jest szczególnie istotny w większości krajów Europy Środkowo-Wschodniej, które stały się członkami UE w 2004 roku i później. Podobnie jak wcześniejsze 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 (ang. Energy Regulators Regional Association – ERRA¹) wynika, iż nie są one istotne jedynie w Estonii, głównie za sprawą stosunkowo wolnego tempa liberalizacji rynku (Jankauskas 2006), a także w Armenii, Chorwacji i Mołdawii. Wśród państw uwzględnionych w tabeli (państwa, które udzieliły odpowiedzi) koszty osierocone najczęściej były związane z energetyką skojarzoną, zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego oraz kontraktami długoterminowymi (wszystkie te przyczyny wystąpiły jednocześnie jedynie w Bułgarii), a organem akceptującym ich wysokość są ich rządy.

Koszty osierocone wpłynęły w największym stopniu na koszty wytwarzania oraz przesyłu energii elektrycznej. Wpływ ten jest najbardziej widoczny w przypadku jej cen w Polsce, które kształtowane są przez koszty osierocone w ponad 15%. W większości krajów pokrywane są one przez finalnych odbiorców energii, a podobny wniosek dotyczy mechanizmów ich odzyskiwania w pozostałych państwach członkowskich UE, które scharakteryzowano wcześniej. Poszczególne państwa najczęściej decydowały się na wprowadzenie 5–10-letniego okresu na odzyskanie kosztów osieroconych (patrz też tab. 3), 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 tabeli krajów wysokość kosztów osieroconych aktualizowana jest w cyklach rocznych. Działania takich nie przeprowadza się tylko w Gruzji, Rumunii i Słowacji.

W wielu 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 roku w Bułgarii. W **Polsce** KDT, zawarte między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. (PSE) a elektrowniami, obejmują około 70% rynku energii elektrycznej, utrudniając nowym podmiotom wejście na rynek. Łącznie 13 elektrowni ma zawartych 25 kontraktów, których rozwiązanie może kosztować nawet 23 mld złotych (Szatkowski 2005). Natomiast projekt ustawy o zasadach pokrywania kosztów osieroconych powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem KDT z grudnia 2006 roku przewiduje, iż maksymalny koszt tej operacji wynosi 11,5 mld zł (www.cire.pl). W połowie lat dziewięćdziesiątych ubiegłego

¹ 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.

TABELA 3. Koszty osierocone (SC) w energetyce krajów ERRA

TABLE 3. Stranded costs (SC) in energy sector of ERRA countries

| 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 |
| Płacą 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 |

Oznaczenia: 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

wieku 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 zysku (State aid: Commission opens investigation... 2005). 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 wiarygodności 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 zł (Bolesta 2004). 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.

Pierwszym, w miarę spójnym wewnątrz, programem restrukturyzacji kontraktów długoterminowych była dobrowolna ich cesja na spółki dystrybucyjne. Zakładano, iż będą one w stanie przejąć całość lub przynajmniej większość z nich (Gołoś). 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 centralnym (Czekaj 2001). 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 spłacać przejęte zobowiązania środkami pozyskanymi ze sprzedaży przyszłych należności, których źródłem mogłoby być ustawowo zagwarantowane prawo do wpływów z opłaty restrukturyzacyjnej (sekurytyzacyjnej). Opłata ta, wnoszona przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej, gromadzona byłaby przez operatorów sieciowych (Do wolnego rynku... 2002). Jednak w związku ze zmianą ekipy rządzącej może zostać zastosowana koncepcja zakładająca rozwiązanie kontraktów długoterminowych w procesie prywatyzacji elektrowni, co oznaczałoby przeniesienie kosztów na inwestorów (Szatkowski 2005). 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 mieliby zwycięzcy przetargów na budowę nowych źródeł, a obowiązek ich zakupu i umorzenia (w proporcji do wielkości sprzedaży) spoczywałby na sprzedawcach energii elektrycznej (Długa kolejka...

2006). Niezależnie od swojego głównego celu błękitne certyfikaty mogłyby się przyczynić do likwidacji KDT 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 wierzytelności z nich wynikających (Wieczorek 2005).

Szczególnie zaawansowane w próbach renegocjacji 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 wypłacona jednorazowo, druga zaś w ratach w okresie od 5 do 10 lat (Karnowski, Siejko 2004). 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 publicznej (MVM Rt. ...). 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 2005 roku pokrywały one około 80% węgierskiego rynku energii elektrycznej (State aid: Commission opens formal investigation... 2005). Postępująca jego liberalizacja spowodowała, iż od 1 stycznia 2003 roku 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 uzyskiwaną na aukcjach. Im wyższy koszt energii w KDT i im niższa cena aukcyjna, tym wyższe koszty osierocone. Po nieudanych próbach ich renegocjacji w połowie 2003 roku 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 tegoż kontraktu uzyskano średnią cenę 8,02 HUF/kWh. Różnica między łączną wartością kontraktu a kwotą uzyskaną z jego sprzedaży, tj. wysokość kosztów osieroconych, wyniosła 3800 mln HUF (Varro). 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 budapesztańskich elektrowni przez konsorcjum obejmujące firmy Fortum (Finlandia) i Tomen (Japonia) (Csonka 2001).

Konstrukcja rozwiązania zawartych przed 18 sierpnia 1998 roku KDT na Węgrzech opiera się na założeniu ich renegocjacji, 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 funduszu gromadzonego na koncie operatora systemu przesyłowego z części opłat uzyskiwanych od odbiorców za świadczone usługi przesyłowe. W 2003 roku 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 przesyłowej (Szörényi 2004). 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 rynkowe (Latest Development ...). Elektrownia Šoštanj, z zainstalowaną mocą 755 MW, jest największą elektrownią cieplną w Słowenii. W 2004 roku jej udział w produkcji energii elektrycznej w tym kraju wynosił 30,0% (Report on the Energy Sector... 2004). W jej przypadku głównym źródłem kosztów osieroconych są koszty paliwa, które stanowią około 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 restrukturyzacyjnych (Stranded costs in Slovenia 2005).

Dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego byłej Jugosławii w 1981 roku 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 roku. Na mocy porozumienia między tymi państwami z 11 marca 2003 roku 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 HEP (Koler 2003). Elektrownia dostarcza około 40% energii elektrycznej do systemu słoweńskiego i od 2004 roku około 2500 TWh rocznie do systemu chorwackiego. Koszty osierocone wyniknęły z konieczności zagospodarowania odpadów radioaktywnych oraz likwidacji elektrowni. Pod wpływem presji władz lokalnych obszarów zlokalizowanych wokół elektrowni, władze centralne Słowenii zobowiązały się do 2008 roku wskazać miejsce ich składowania, na-

tomiast do 2013 roku 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 1996 roku, ma się rozpocząć w roku 2024. Dla realizacji tego celu utworzono specjalny fundusz (ang. Financial Fund for Decommissioning of Nuclear Power Plant Krško), który zasilany jest opłatami w wysokości 0,2 €/kWh, wnoszonymi przez odbiorców energii wytwarzanej przez elektrownię. W ten sposób zamierza się uzyskać do 2023 roku 175,0 mln Euro, tj. połowę wymaganej kwoty (www.sklad-nek.si). 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 w Słowacji) 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 Paroplynový 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 kopalni (Ďurianová 2004a). 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 Ukrainy (Ďurianová 2004b). W 2003 roku 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 roku (Juris 2005). 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 (w konsekwencji) niepokrycia kosztów zrealizowanych programów inwestycyjnych. Jest to także istotne z tego względu, iż wobec politycznej niechęci do podnoszenia taryf cenowych (ceny energii elektrycznej w Słowacji są najwyższe wśród krajów UE-12), finansowane one były głównie ze środków pochodzących 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 2004 roku 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 przesyłowych (Ďurianová 2006).

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 2004 roku 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 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”.

Literatura

- ALLIBERT B., 2006 — Approach of the European Commission to the State Aids for power supply industry. III Konferencja Europejski Rynek Energii Elektrycznej, Warszawa.
- BOLESTA K., 2004 — Podejście Komisji Europejskiej do kosztów osieroconych w elektroenergetyce. Wspólnoty Europejskie nr 10, Warszawa.
- Commission authorises public compensation for stranded cost in Portugal, IP/04/1123. 22 September 2004. Brussels.
- CSONKA A., 2001 — Stranded. Electricity investors threaten legal actions as Hungary reworks purchasing agreements. Business Eastern Europe.
- CZEKAJ J., 2001 — Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce. Biblioteka Regulatora, Warszawa.
- Długa kolejka chętnych na terminal. Energia Gigawat, 18 luty 2006. Kraków.
- Do wolnego rynku energii w Polsce: Daleka droga! Energia Gigawat nr 12/2002. Kraków.
- ĐURIANOVÁ M., 2006 — Do Slovaks pay the most for electricity? The Slovak Spectator, 20–26 March.
- ĐURIANOVÁ M., 2004a — To sell or not sell SE? The Slovak Spectator, 24 Mai.
- ĐURIANOVÁ M., 2004b — Energy producer awaits new owner. The Slovak Spectator, 23–28 August.
- Dutch Senate Approves Most of the Amended Electricity Law, but not Stranded Costs. Global Energy Regulation. National Economic Research Associates, Inc. June 1999.
- Electricity: Green light for stranded costs in Belgium. European Report. 27 April 2002.
- Energy: Portuguese stranded costs approved by Commission, European Report. 9 September 2004.
- GILECKI R., 2002 — Liberalizacja rynku energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej. Gospodarka Paliwami i Energią nr 4, Warszawa.
- GOŁOŚ J. — Kontrakty długoterminowe w polskiej elektroenergetyce – geneza, stan obecny, perspektywy rozwiązania, <http://www.ure.gov>. Warszawa.
- <http://www.cire.pl>.
- <http://www.skled-nek.si>.
- JANKAUSKAS V., 2006 — Development of electricity markets in Lithuania and the Baltic states, III Konferencja Europejski Rynek Energii Elektrycznej, Warszawa.
- JURIS A., 2003 — Stranded costs in the Slovak electricity sector: a quagmire for policy-makers. News at SEVEN nr 2.
- KARNOWSKI S., SIEJKO S., 2004 — Koszty osierocone w węgierskim systemie regulacji energetyki. Biuletyn Miesięczny URE nr 4, Warszawa.
- KOLER M., 2003 — NEK to Get Slovenian and Croatian Owners. Slovenia News, 4 March.
- Latest Developments: State aid: Commission takes two decisions ..., <http://www.ebrenewables.com>.
- MVM Rt. – The company with diverse and wide-ranging responsibilities, <http://english.mvm.hu>.
- PANEK A., 2002 – Koszty osierocone w Polsce i krajach UE. Biuletyn URE nr 5, Warszawa.
- PEREZ-ARIAGA I.J., 1997 — The competitive electricity market under new Spanish law. Prezentacja w Ministerstwie Gospodarki, Warszawa.
- Regulatory Reform in the Netherlands. OECD 1999.
- Report on Stranded Costs. Regulatory and Competitive Issues Working Group. UNIPED. April 1999.
- Report on the Energy Sector in Slovenia. Javna agencija RS za energijo, 2004.

- State aids: Commission declares compatible the aid linked to stranded costs in the energy sector in Italy, IP/04/1429. 1st December 2004. Brussels.
- State aid: Commission opens formal investigation into long term power purchase agreements in Hungary, IP/05/1407. 10 November 2005. Brussels.
- State aid: Commission opens investigation into long term power purchase agreements in Poland, IP/05/1455. 23 November 2005. Brussels.
- Stranded costs in Slovenia. European Commission. C(2005) 172 fin. 02.II.2005. Brussels.
- SZABLEWSKI A., WESOŁOWSKI I., 2003 — Liberalizacja rynku energii elektrycznej – pierwsze doświadczenia. *Ekonomista* nr 1, Warszawa.
- SZATKOWSKI Ł., 2005 — Wiele szans, ale i wiele niepewności. Newsletter 14–18 września, Warszawa.
- SZŐRENYI G., 2004 — Stranded costs. Compensation method (state aid analysis). Hungarian Energy Office. <http://www.ERRAnet.org>.
- WIECZOREK T., 2005 — Błękitne certyfikaty, kreacja nowych mocy wytwórczych w energetyce. PTCE, Warszawa.
- VARRO L. — Stranded costs: Hungarian experiences. *Magyar Energia Hivatal*, <http://eh.gov.hu>.
- ZERKA M., 2002 — Konsekwencje otwarcia rynku energii elektrycznej w Polsce. *Gospodarka Paliwami i Energią* nr 3, Warszawa.

Tomasz MOTOWIDLAK

Stranded costs in energy sector of European Union

Abstract

The article presents the problem of stranded costs which appeared in process of creation of competitive electricity market. The first time this question appeared in USA and exactly in California and then reached the economies of member states of EU. In EU the solution of it became more important after entering into force of Directive 96/92/EU which defined the principles of functioning of common electricity market. This task isn't easy, because of different forms of stranded costs and problem of strictly assessment of their level. Although the majority of proposed solutions translate the stranded costs earlier or later on increase of final customers' payment, their implementation is necessary for correctly functioning of competitive electricity market. In article the basic principles of methodology of European Commission have been presented which refer to identification and recovering of stranded costs. Those questions have been touched first for EU-15 countries and then for countries which became member of EU in 2004 and later. The first are more advanced in recovering of stranded costs what is result of earlier keeping of market laws. Thus the considerable part of investment decisions in those countries was made under market conditions. It refers especially to Finland, Sweden and Great Britain where the scope of stranded costs is the narrowest. With some delay those processes run in the new EU member countries. Therefore they include more difficult

problems what take place especially in Poland, Hungary and Slovakia. Besides those questions hasn't been recognised sufficiently in some countries of this group.

KEY WORDS: stranded costs, electricity market in EU, standpoint of EC considering stranded costs, recovery patterns of stranded costs