

**NR 4**  
**2000**

1 lipca 2000

**BIULETYN**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

w numerze m. in.:

- **Stanowisko Prezesa URE  
w sprawie rynku  
energii elektrycznej**
- **Sprawozdanie  
Rady Konsultacyjnej**
- **Wielka nowelizacja  
prawa energetycznego**
- **System opłat  
kompensacyjnych**

## Pobieranie ze strony internetowej URE tekstów taryf dla energii elektrycznej publikowanych w „Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna”

W celu pobrania opublikowanych tekstów taryf dla energii elektrycznej należy:

1. wejść na stronę internetową URE na adres [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl),
2. na stronie tytułowej nacisnąć „Pobierz teksty ostatnio opublikowanych taryf”; pojawi się wówczas strona jak poniżej, z której można pobrać plik z tekstem zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy.

The screenshot shows a web browser window displaying the website of the Energy Regulatory Commission (URE). The page title is "Urząd Regulacji Energetyki". Below the title, there are navigation links: [Urząd], [Prawa], [Koncesje], [Taryfy], [Kontrola], [Analiza], [Informacje].

The main content area contains the following text:

Pobierz plik z tekstem taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE. Wszystkie pliki są w postaci samorozpakowującej się i zawierają zeskanowane teksty taryf.

Po pobraniu i skopiowaniu na dysk:

- w Eksploratorze Windows dwukrotnie kliknij na nazwę pliku - nastąpi samorozpakowanie i powstanie plik z rozszerzeniem [.PDF]
- rozpakowany plik można oglądać w programie Adobe Acrobat - jeśli nie masz tego programu, [pobierz go z sieci ze strony Adobe](#) i zainstaluj
- dwukrotnie kliknij w nazwę pliku z rozszerzeniem [.PDF] - na ekranie pojawi się okno programu Adobe Acrobat z tekstem taryfy

Below this text is a table titled "Ostatnio opublikowane taryfy".

Pobierz plik	Data publikacji	Zawartość pliku
(258 KB)	EE Nr 42/2000 31 maja 2000	Polska Energia Pierwszej Kompanii Handlowej Sp. z o.o. Decyzja Prezesa URE nr DTA-821/963-A/2/2000/IR
(114 KB)	EE Nr 42/2000 31 maja 2000	Zmiana taryfy dla Elektrowni "Kozienice" S.A. Decyzja Prezesa URE nr DTA-821/1271-A/8/99/2000/AO
(367 KB)	EE Nr 42/2000 31 maja 2000	Elektrownia "Łagisza" S.A. Decyzja Prezesa URE nr DTA-821/1259-B/5/2000/BM
(732 KB)	EE Nr 42/2000 31 maja 2000	EURO-ENERGETYKA Sp. z o.o. Decyzja Prezesa URE nr DTA-821/48-B/3/2000/AG
(102 KB)	EE Nr 42/2000 31 maja 2000	Informacja o decyzji w sprawie taryfy dla Zakładu Energetycznego Toruń S.A.
(37 KB)	EE Nr 42/2000 31 maja 2000	Informacja o decyzji w sprawie zmiany taryfy dla ENEEGO-GAZ WĘGLOKOKS Sp. z o.o.
(973 KB)	EE Nr 41/2000 31 maja 2000	Zakład Energetyczny Wrocław S.A. Decyzja Prezesa URE nr DTA-821/2704-B/6/2000/JJ
(853 KB)	EE Nr 41/2000 31 maja 2000	Zakład Energetyczny S.A. w Olszynie Decyzja Prezesa URE nr DTA-821/2685-B/8/2000/DK
(1047 KB)	EE Nr 40/2000 25 maja 2000	Taryfa Zakładu Energetycznego Warszawa - Teren S.A. Decyzja Prezesa URE nr DTA-821/2700-B/6/2000/AK
	EE Nr 39/2000	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.

At the bottom of the browser window, the status bar shows: [Pozostał element: 1] Trwa pobieranie obrazu http://www.ure.gov.pl/ure/edfoto/pdf.gi... and the Internet icon.

## OD REDAKCJI

Szanowni Czytelnicy!

Oddajemy w Wasze ręce kolejny, czwarty w tym roku, Biuletyn URE, w którym mimo letniej „doliny energetycznej” i wakacyjnego nastroju, publikujemy od dawna oczekiwaną przez środowisko opinię Regulatora o rynku energii elektrycznej.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zobowiązany został zapisami ustawy – Prawo Energetyczne oraz „Założeń Polityki Energetycznej Polski do 2020 roku” do „opracowania i opublikowania, w terminie do końca II kwartału 2000 r., kryteriów jakimi będzie się kierował przy wydawaniu decyzji administracyjnej uznającej dane przedsiębiorstwo za działające na rynku konkurencyjnym”. Wiąże się z tym bezpośrednio możliwość zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku przedkładania tariff do zatwierdzenia.

Nader istotnym także problemem, dotyczącym nie tylko środowiska energetycznego, są kontrakty długoterminowe. O sposobie zneutralizowania tego problemu, opracowanym przez Urząd, będącym aktualnie przedmiotem konsultacji, pisze w swoim artykule dr Tadeusz Kowalak.

Na łamach bieżącego Biuletynu publikujemy również tekst jednolity znowelizowanej ustawy – Prawo Energetyczne oraz komentarz na ten temat autorstwa Ryszarda Taradejny.

W segmencie „Opinie” dr Mirosław Duda dzieli się z naszymi Czytelnikami swoimi opiniami na temat praktyki regulacji tariff dla przedsiębiorstw energetycznych.

Ponadto, na naszych stałych rubrykach zamieściliśmy jak zwykle, doceniany przez Czytelników Biuletynu „Słownik Regulatora”, informację o rozstrzygniętych przez Prezesa URE sporach, wydanych decyzjach tariffowych dla energii elektrycznej i paliw gazowych, spraw związanych z ekologią i działalnością międzynarodową.

Również cenioną przez wielu naszych Czytelników pozycją jest stała wkładka do Biuletynu, która także tym razem przynosi potężną porcję informacji na temat decyzji Prezesa URE w sprawach koncesji i tariff.

W czwartym numerze Biuletynu URE zamieściliśmy też sprawozdanie z działalności w 1999 roku Rady Konsultacyjnej powołanej przy Prezesie URE.

Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji

## SPIS TREŚCI

Stanowisko Prezesa URE w sprawie kryteriów uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny 2

Sprawozdanie z działalności Rady Konsultacyjnej przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki w 1999 r. 4

Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne 8

Wielka nowelizacja prawa energetycznego 13

Odmowa przyłączenia do sieci elektroenergetycznej 17

Koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych 19

Tarify dla energii elektrycznej 23

System opłat kompensacyjnych neutralizujący problem kontraktów długoterminowych 29

Początki tariffowania paliw gazowych 35

Jaki rynek paliw gazowych? 37

Rozstrzygnięcie sporów w I kwartale 2000 roku 40

Praktyka regulacji tariff przedsiębiorstw energetycznych 45

Informacje i komunikaty 47

### BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

Redaguje: Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji URE

Adres Redakcji: 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64, tel. 661 62 22, fax 661 62 24

Skład, łamanie, organizacja druku i kolportaż: Studio Literka, ul. Walecznych 61, 03-920 Warszawa, tel./fax 671 73 51. Oddano do druku 1 lipca 2000 r.

Nakład: 3000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 12,-

Materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich. Informacji o warunkach prenumeraty udzielamy pod numerem tel. (022) 661 62 22

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 10101010-2873-223-1, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).



**PREZES**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
*dr Leszek Juchniewicz*

**STANOWISKO**

w sprawie

**KRYTERIÓW UZNANIA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ  
 ZA RYNEK KONKURENCYJNY**

Zasadniczym kierunkiem reformowania sektora energetycznego w Polsce jest ewolucyjne wprowadzanie mechanizmów rynkowych. Uruchomienie takich mechanizmów nie będzie jednak możliwe bez podjęcia szeregu przedsięwzięć zarówno prawnych, jak i organizacyjnych, w tym dotyczących przekształceń własnościowych i rozwoju procesów konkurencyjnych zgodnie z art. 1 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Mając to na uwadze, Rada Ministrów w uchwalonym, na podstawie art. 13 ust. 1 wspomnianej ustawy dokumencie „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku” (przyjętym w dniu 22 lutego 2000 r.) w pkt. 6.3. zobowiązała „Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do opracowania i opublikowania, w terminie do końca II kwartału 2000 roku, kryteriów jakimi będzie kierował się przy wydawaniu decyzji administracyjnej uznającej dane przedsiębiorstwo za działające na rynku konkurencyjnym”.

Wiąże się to bezpośrednio z kompetencją Prezesa URE wynikającą z art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi że, „Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono na rynku konkurencyjnym, albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie” (ust. 1) oraz że, „zwolnienie, o którym mowa(...) może dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym” (ust. 2).

I. Prezes URE, przedstawiając niniejsze stanowisko do publicznej wiadomości, kieruje się m.in. wynikającą z art. 32 ust. 1 Konstytucji RP zasadą, w myśl której „wszyscy mają prawo do równego traktowania przez władze publiczne” oraz wynikającą z art. 61 ust. 1 zasadą informowania obywateli o działalności tych władz. Prezes Urzędu definiuje rynek konkurencyjny jako rynek, na którym w wyniku wolnej gry podaży i popytu zostaje wyznaczona cena transakcji, a odbiorca ma prawo swobodnego wyboru dostawcy oraz jego zmiany bez ponoszenia nadmiernych kosztów, a także decydowania o wielkości swoich zakupów. Na rynku konkurencyjnym każdy z podmiotów funkcjonuje w otoczeniu podobnych warunków zewnętrznych. Zawierane na nim transakcje poddane są regulacjom cywilno-prawnym lub zwyczajowym, a informacja na temat cen oferowanych dóbr jest powszechnie dostępna. W ocenie Prezesa URE w elektroenergetyce w dalszym ciągu istnieje rynek wytwórcy, a nie rynek konkurencyjny, bowiem odbiorcy nie są w stanie stworzyć ekonomicznego przymusu liczenia się z ich preferencjami. Rynek nie jest tworem samoistnym. Jest on zawsze wypadkową praw i decyzji zarówno politycznych, jak i ekonomicznych, czy administracyjnych. Potrzebuje przede wszystkim odpowiedniej infrastruktury prawnej i organizacyjnej oraz odpowiedniej instytucjonalizacji. Wymaga to nie tyle wskazania jego uczestników, co określenia reguł ich postępowania. Stworzenie rynku konkurencyjnego, nie jest z pewnością aktem jednorazowym, ale wielce złożonym i długotrwałym procesem. W polskim sektorze elektroenergetycznym proces budowy rynku, tj. wprowadzenie mechanizmów konkurencji, dyskontowanie ich korzyści i ponoszenie skutków ich działania, dopiero się rozpoczyna.

II. W związku z powyższym, Prezes URE, rozważając każdorazowo podjęcie decyzji o zwolnieniu konkretnego przedsiębiorstwa z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia, będzie identyfikował i oceniał konkurencyjność rynku, na którym działa to przedsiębiorstwo, biorąc pod uwagę następujące kryteria /atrybuty/ rynku:

- 1/ odpowiednia liczba uczestników,
- 2/ pozycja przedsiębiorstwa określona udziałem w rynku,
- 3/ bariery wejścia i wyjścia z rynku,
- 4/ homogeniczność handlową towaru bądź usługi,
- 5/ przejrzystość struktury i zasad funkcjonowania,
- 6/ równość praw i zasad dostępności uczestników do informacji rynkowej,
- 7/ kontrolę i nadzór zabezpieczające przed kartelizacją (zmową) rynkową,
- 8/ dostępność do wysoko wydajnych technologii.

Zdaniem Prezesa URE, aktualna sytuacja na rynku energii elektrycznej, stan zaawansowania reformy tego sektora oraz proces wdrażania ustawy – Prawo energetyczne pozwalają na wskazanie pewnych okoliczności, które sprzyjają uruchomieniu procesów konkurencyjnych. Należą do nich:

- 1/ nadwyżka podaży energii elektrycznej nad popytem;
- 2/ sukcesywne wdrażanie zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA);
- 3/ zdywersyfikowana struktura podmiotowa (wytwórcy, przedsiębiorstwa obrotu);
- 4/ system koncesjonowania minimalizujący, administracyjne bariery wejścia i wyjścia z rynku;

- 5/ rozpoczęcie procesów prywatyzacji podmiotów sektora;  
6/ tworzenie instytucjonalnej infrastruktury rynku (np. giełda energii elektrycznej).

III. Wymienione okoliczności nie są jednak wystarczające do uznania określonego rynku (bądź jego segmentu), na którym działa konkretne przedsiębiorstwo, za rynek konkurencyjny. Dlatego też Prezes URE będzie brał pod uwagę również następujące uwarunkowania przy podejmowaniu decyzji administracyjnej, dotyczącej uznania danego rynku za konkurencyjny:

**1/ poziom rozwoju towarowych rynków energii elektrycznej.**

Okolo 70% obrotu energią w Polsce realizowane jest w ramach kontraktów długoterminowych, a w związku z tym jedynie część produkowanej energii może zostać poddana regułom gry rynkowej. Zakres, konstrukcja oraz warunki tych kontraktów nie sprzyjają rozwojowi konkurencji, a wręcz przeciwnie – wpływają na wysoki stopień monopolizacji rynku elektroenergetycznego. Niezbędna jest zatem skuteczna restrukturyzacja kontraktów długoterminowych. Rozwinięty rynek towarowy powinien zapewniać zarówno możliwość zawierania umów na bieżące dostawy, jak również kontraktów średnio- i długoterminowych. Jednym z przejawów rozwoju rynków towarowych będzie sprawne funkcjonowanie giełdy energii elektrycznej. Umożliwi to bieżącą aktualizację ceny energii elektrycznej. Podawana do publicznej wiadomości cena giełdowa będzie sprzyjała podejmowaniu trafnych decyzji dotyczących zakupu energii w kontraktach dwustronnych, szczególnie przez mniej doświadczonych uczestników rynku;

**2/ równy dostęp do informacji.**

Ze względu na specyfikę rynku energii, a w szczególności w celu skutecznego działania zasady TPA, znaczenia nabiera równy dostęp do informacji o możliwościach przesyłowych systemu, przewidywanych ograniczeniach i wyłączeniach poszczególnych linii oraz informacji związanych z działalnością handlową innych podmiotów. Potencjalnym źródłem konfliktu w tym zakresie, stanowiącym zagrożenie dla rozwoju konkurencji, jest łączenie przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności sieciowej (przesyłanie i dystrybucja) z działalnością handlową (obróć energią elektryczną).

W związku z powyższym niezbędnym jest:

- uruchomienie mechanizmów przekazywania informacji pomiędzy operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów rozdzielczych a poszczególnymi podmiotami biorącymi aktywny udział w rynku. Przy czym warunkiem efektywnego działania tego mechanizmu jest zagwarantowanie przepływu informacji w obu kierunkach,
- opracowanie, opublikowanie i wprowadzenie w życie przez operatorów systemów przesyłowego i rozdzielczych procedur przyjmowania do realizacji zawartych kontraktów na dostawę energii,
- stworzenie, w przedsiębiorstwach będących równocześnie operatorami systemu i zajmujących się obrotem energią elektryczną, mechanizmów uniemożliwiających przepływ informacji o charakterze handlowym między oddziałami lub wyodrębnionymi spółkami prowadzącymi tę działalność;

**3/ siła rynkowa przedsiębiorstw.**

Dla istnienia rynku konkurencyjnego ważne jest, aby żaden z podmiotów na nim funkcjonujących nie miał możliwości bezpośredniego wpływu na kształtowanie się poziomu cen. Z tego powodu niezbędne jest zachowanie odpowiedniej struktury podmiotowej, tak aby przedsiębiorstwo lub grupa powiązanych ze sobą przedsiębiorstw nie były w stanie zająć dominującej pozycji na rynku. Dodatkowego znaczenia nabierają powiązania firm zarówno poziome, jak i pionowe. Ważne jest, aby podmiot nie mógł wykorzystywać tych powiązań w celu wzmocnienia swojej pozycji rynkowej (wyrażającej się możliwością dyktowania wyższych cen);

**4/ dywersyfikacja struktury własnościowej.**

Obecnie podstawowym właścicielem większości firm produkujących energię elektryczną jest Skarb Państwa. W tej sytuacji nakładają się na siebie dwa czynniki negatywnie oddziałujące na rozwój procesów konkurencji: jednolita struktura własności oraz własność państwa. Niezbędne są działania prywatyzacyjne, które nie tylko wywrą presję na ograniczenie kosztów i cen, ale również stworzą możliwość renegocjacji kontraktów długoterminowych zawartych między PSE S.A. a elektrowniami (np. konwersja wierzytelności na akcje).

IV. Prezes URE, w ramach ustawowego obowiązku *współdziałania z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych* (art. 23, ust. 2 pkt. 7 ustawy – Prawo energetyczne), podejmując decyzje dotyczące oceny konkurencyjności rynku będzie zasięgał opinii Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Trzeba również podkreślić potrzebę zindywidualizowanego charakteru takiej oceny. Nie można bowiem dopuścić do sytuacji, w której skoncentrowane w czasie i mające powszechny charakter decyzje o zwolnieniu z zatwierdzenia taryf, wywołałyby znaczące podwyżki cen dla odbiorców finalnych. Działania takie byłyby również niezgodne z duchem i literą Prawa energetycznego. Zagrożenie wzrostem cen zaistnieje także wówczas, gdy „koszty przejścia” do rozwiniętego rynku (m.in. związane z restrukturyzacją kontraktów długoterminowych, tworzeniem systemów informacyjnych i informatycznych, prywatyzacją) będą przenoszone na odbiorców końcowych.

Zgodnie z postanowieniami cytowanego już artykułu 49 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE uprawniony jest do cofania decyzji o zwolnieniu z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia. W związku z tym ciąży na nim konieczność stałego monitorowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej oraz badanie, czy nadal są spełnione warunki uzasadniające wydanie tej decyzji. Wypada podkreślić, że decyzje administracyjne związane z wyżej przywołanym artykułem, będą także podejmowane „z urzędu”, a więc częstokroć wbrew interesom i woli danego przedsiębiorstwa energetycznego.

Warszawa, 30 czerwca 2000 r.

# SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI RADY KONSULTACYJNEJ PRZY PREZESIE URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI W 1999 R.

Rok 1999 był drugim rokiem działalności Rady Konsultacyjnej przy Prezesie URE.

I. W 1999 r. Rada Konsultacyjna przy Prezesie URE działała w następującym składzie:  
prof. dr hab. inż. Krzysztof Żmijewski, Przewodniczący Rady,  
prof. dr hab. Anna Fornalczyk, Członek Rady – złożyła rezygnację w grudniu 1999 r.,  
mgr inż. Zbigniew Belina, Członek Rady,  
mgr inż. Stefan Hnatiuk, Członek Rady,  
dr Andrzej Kassenberg, Członek Rady,  
mgr Waldemar Pernach, Członek Rady,  
prof. dr hab. inż. Andrzej Ziębik, Członek Rady,

II. Podobnie jak w pierwszym roku funkcjonowania Rady Konsultacyjnej przy Prezesie URE zajmowała się problemami energetyki w szczególności w aspekcie działań regulatora (Prezesa URE). Punkt widzenia Rady Konsultacyjnej przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki określony jest w konkretnych stanowiskach oraz w opracowaniu dotyczącym zagadnień regulacji. Opracowanie Rady Konsultacyjnej pt. „Kluczowe zagadnienia procesu regulacji w polskiej energetyce” jest najpełniejszym wyrażeniem stanowiska Rady w kwestii roli i zadań regulatora w polskiej energetyce. Opracowanie określa przede wszystkim głębokość wchodzenia URE w kształtowanie działań regulacyjnych. Duży nacisk położono na zagadnienie koncesjonowania należące do statutowych działań Prezesa URE. Zdaniem Rady Konsultacyjnej jednym z najważniejszych zadań Prezesa URE powinno być umożliwienie przedsiębiorstwom energetycznym właściwego przygotowania się do procesu taryfikacji. Opracowanie określa wyraźnie pozycję Prezesa URE w świetle przepisów prawa. Opracowanie definiuje również rzeczywisty wpływ Prezesa URE na sytuację na rynku przedsiębiorstw energetycznych, prezentując jednocześnie na czym powinna polegać przejrzystość działań regulacyjnych. W szczególności opracowanie Rady określa funkcjonowanie konkurencji w elektroenergetyce z podziałem na sektory: wytwarzania energii elektrycznej, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią.

Podczas posiedzeń Rady Konsultacyjnej wypracowano stanowisko, iż Prezes URE ma możliwości wpływania na lokalny rynek w procedurze uzgadniania planów rozwoju przedsiębiorstw szczególnie poprzez:

- kontrolę przewidywanego zakresu dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej,
- wpływ na zarządzanie podażą (przedsięwzięcia modernizacyjne w zakresie nowych źródeł i sieci), oraz zarządzanie popytem (przedsięwzięcia racjonalizacyjne w zakresie zużycia energii).

Rada zwróciła również szczególną uwagę na ten zakres obowiązków Prezesa URE, który dotyczy:

- promowania konkurencji,
- równoważenia interesów dostawców odbiorców energii,
- jawności i transparentności procesów regulacyjnych.

W opinii Rady Konsultacyjnej Prezes URE powinien być regulatorem aktywnym tzn. wpływać na pożądany kształt rynku, szczególnie w podanym powyżej zakresie. Konkluzją z odbywających się podczas posiedzeń Rady dyskusji jest stwierdzenie, że w zakresie prowadzenia reformy sektora energetycznego w Polsce brak jest strategii<sup>1)</sup>. W związku z tym Prezes URE winien być nie tylko strażnikiem wykonywania prawa energetycznego, ale także kreatorem strategicznych rozwiązań w tym zakresie przedstawiającym je poprzez Ministerstwo Gospodarki Rządowi.

Rada Konsultacyjna zajęła również stanowisko w sprawie zwiększenia wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, stwierdzając jednoznacznie, że takie zwiększenie może – w myśl założeń polityki ekologicznej oraz ustawy Prawo Energetyczne – ułatwić proekologiczną i prorynkową transformację sektora energetycznego w Polsce. Promowanie dywersyfikacji źródeł energii stanowi istotny element polityki energetycznej Unii Europejskiej, o członkostwo w której Polska zabiega. Rada Konsultacyjna zaprezentowała też stanowisko w sprawie zmiany zapisu w ustawie Prawo Energetyczne dotyczącego gospodarki skojarzonej ciepło – elektrycznej. Rada stoi na stanowisku, że zapis punktu 4 artykułu ustawy Prawo Energetyczne należy uzupełnić o skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, do czasu wprowadzenia zasady pełnego uwzględnienia kosztów zewnętrznych w rynkowej działalności przedsiębiorstw. Rada Konsultacyjna odniosła się również do sprawy tworzenia taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję, stwierdzając, że dla każdej działalności przedsiębiorstwa energetycznego, na prowadzenie której Prezes URE udzielił koncesji, winna być ustalana odrębna taryfa.

1) W 1999 r. nie było jeszcze nowych Założeń Polityki Energetycznej

III. W 1999 r. odbyło się 12 posiedzeń Rady Konsultacyjnej, jedno z nich, posiedzenie kwietniowe podzielone zostało na 2 części.

Poniżej omówiono tematykę tych posiedzeń.

### Posiedzenie 1/99

Pierwsze posiedzenie Rady Konsultacyjnej w roku 1999 odbyło się 27.01.1999 r.

Na posiedzeniu omawiano problematykę opracowywania uaktualnionych założeń polityki energetycznej państwa stwierdzając jednoznacznie, że brak takich założeń utrudnia znacznie działania mające na celu reformę sektora energetycznego oraz działania URE. Poruszono również zagadnienia dotyczące procesu taryfikowania.

Rada spotkała się także z Jackiem Nowakowskim – dyrektorem programu założeń polityki energetycznej w Agencji Rynku Energii.

Rada przyjęła oświadczenie dotyczące założeń polityki energetycznej państwa. Opracowano także „Uwagi do Decyzji nr 3 Prezesa URE z 5.01.1999 r.” dotyczące wskazówek metodycznych Urzędu przy postępowaniu z wnioskami o zatwierdzenie taryf dla ciepła.

Rada ustaliła pisemną odpowiedź na pytania Prezesa URE zadane w piśmie z 19.01.1999 r. dotyczące m. in. ustalania parametru efektywnościowego X oraz okresów taryfikowania.

W spotkaniu Rady uczestniczył Prezes URE L. Juchniwicz, który wziął udział w dyskusji dotyczącej odpowiedzi na postawione 3 pytania.

W trakcie posiedzenia dostarczono Członkom Rady pismo Prezesa URE dotyczące opinii Rady Konsultacyjnej w sprawie kontraktów długoterminowych.

### Posiedzenie 2/99

Drugie posiedzenie Rady Konsultacyjnej odbyło się 24.02.1999 r.

Podczas spotkania omawiano następujące tematy:

- tezy do opracowania założeń polityki energetycznej państwa oraz,
- sprawozdanie z działalności Rady w roku 1998.

Członkowie Rady omawiali również pismo Prezesa URE zwracające się do Rady o przedstawienie materiałów, w oparciu o które Rada przyjęła stanowisko w sprawie rynku energii w kwestii dotyczącej kontraktów długoterminowych.

Zgromadzeni omawiali także pismo Izby Gospodarczej Ciepłownictwa Polskiego zwracające się do Ministra Gospodarki o utworzenie punktu konsultacyjnego, w którym zainteresowani mogliby otrzymać obowiązującą interpretację przepisów dotyczących taryfikacji ciepła.

W spotkaniu z członkami Rady, ze strony URE, udział wziął Wiceprezes W. Wójcik z którym członkowie Rady omawiali sprawę nowelizacji rozporządzenia taryfowego.

### Posiedzenie 3/99

W dniu 31.03.1999 r. odbyło się trzecie posiedzenie członków Rady Konsultacyjnej.

W trakcie posiedzenia tematem dyskusji Rady Konsultacyjnej była konferencja dotycząca modeli rynku energii w krajach anglosaskich.

Członkowie Rady spotkali się także z Grzegorzem Wiśniewskim z EC BREC oraz Edmundem Wachem z Bałtyckiej Agencji Poszanowania Energii – ekspertami w zakresie odnawialnych źródeł energii (OZE). G. Wiśniewski omówił m.in. najważniejsze grupy mechanizmów wspierających rozwój energetyki odnawialnej w Unii Europejskiej oraz dylematy w zakresie wspierania wykorzystania OZE w Polsce po roku 2000. Tematem dyskusji była również konkurencyjność generacji rozproszonej (opartej na OZE i gazie) w stosunku do generacji scentralizowanej (opartej na węglu i energii jądrowej). Następnie temat możliwości wykorzystania ustawy o wspieraniu przedsięwzięć termoizolacyjnych do wdrażania OZE w budownictwie rozproszonym na wsi. Członkowie Rady Konsultacyjnej postanowili, że Rada opracuje stanowisko w sprawie energii odnawialnej

Rada spotkała się również z Prezesem URE L. Juchniwiczem z którym omawiano problemy pojawiające się w procesie zatwierdzenia taryf.

### Posiedzenie 4/99

Czwarte posiedzenie Rady Konsultacyjnej w 1999 r. zostało podzielone na 2 części.

#### 4. A. Pierwsza część posiedzenia odbyła się 13.04.1999 r.

Głównym punktem posiedzenia było spotkanie z prof. W. Mielczarskim z uniwersytetu Monash w Melbourne, ekspertem w zakresie rynku energii w Australii. Prof. W. Mielczarski przedstawił zgromadzonym problematykę wprowadzenia rynku elektroenergetycznego w stanie Wiktorii oraz w całej Australii. W. Mielczarski omówił również zagadnienia dotyczące wprowadzenia rynku energii w Wielkiej Brytanii i Argentynie.

W spotkaniu, prócz członków Rady wzięli udział ze strony URE:

W. Wójcik	– Wiceprezes,
Iwona Figaszewska	– dyrektor Departamentu Kontroli Jakości,
Marek Borkowski	– wicedyrektor Departamentu Taryf,
Barbara Witkowska	– gł. specjalista z Departamentu Planów i Analiz.

Na zakończenie spotkania zgromadzeni omówili sprawę mającej się odbyć konferencji nt. modeli rynku energii w krajach, które ten rynek wprowadziły.

#### 4. B. Druga część posiedzenia kwietniowego miała miejsce w dniu 28.04.1999 r.

Podczas posiedzenia Rada poruszone zostały następujące tematy:

- stanowisko Rady dotyczące odnawialnych źródeł energii,
- odpowiedzi na pisma skierowane do Rady Konsultacyjnej przez podmioty zewnętrzne (stowarzyszenie odbiorców dóbr komunalnych, rafineria nafty),
- odpowiedź na pismo Prezesa URE z 29.03.1999 r. w sprawie pytań zawartych w opracowaniu Departamentu Planów i Analiz URE dotyczącym uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych.

Członkowie Rady przyjęli stanowisko w sprawie OZE, oraz ustalili treści odpowiedzi na otrzymane pisma.

#### Posiedzenie 5/99

Posiedzenie 5/99 odbyło się w dniu 26.05.1999 r.

W trakcie posiedzenia Rada Konsultacyjna omawiała problemy ujawniające się przy tworzeniu rynku energii. W szczególności zajmowano się stanem i perspektywami sektora dystrybucji oraz sektora obrotu energią. W dyskusji na ten temat położono szczególny nacisk na możliwość prywatyzacji spółek dystrybucyjnych.

W dalszej dyskusji podnoszono m. in. sprawę oddzielenia umów na dostawę energii od umów finansowych. Przewodniczący Rady poinformował zebranych, że PSE opracował dla potrzeb Ministerstwa Gospodarki materiał nt. rozwiązania problemów kontraktów długoterminowych, nie został on jednak przez MG przyjęty.

#### Posiedzenie 6/99

Posiedzenie miało miejsce w dniu 30.06.1999 r.

Na posiedzeniu członkowie Rady Konsultacyjnej omawiali materiały dotyczące regulacji opracowane przez członków Rady, mające być częścią opracowania przygotowywanego przez Radę. Materiały dotyczyły planowania rozwoju przedsiębiorstw jako elementu tworzenia lokalnego rynku energii w aspekcie aktywności URE oraz przejrzystości działań regulatora.

Rada Konsultacyjna przyjęła przedstawione części opracowania jako materiał roboczy Rady.

Rada zajmowała się także treścią pisma Prezesa URE w sprawie udzielania przez Radę odpowiedzi na pisma indywidualne.

#### Posiedzenie 7/99

Posiedzenie odbyło się w dniu 28.07.1999 r.

Podczas posiedzenia członkowie Rady Konsultacyjnej omawiali sprawę wprowadzania rynku energii. W szczególności omówiono wyniki spotkania u Ministra Finansów na którym przyjęto harmonogram działań zmierzający do wdrożenia konkurencyjnego rynku energii.

Rada przyjęła także materiał dotyczący przejrzystości działań regulacyjnych, będący częścią przygotowywanego przez Radę opracowania.

Członkowie Rady spotkali się z Prezesem URE L. Juchniewiczem. Przewodniczący Rady K. Żmijewski przedstawił Prezesowi URE wstępne stanowisko Rady w sprawie wdrażania konkurencyjnego rynku energii. Podczas spotkania omawiano też sprawę sposobu uczestniczenia członków Rady w pracach na rzecz wdrożenia rynku.

#### Posiedzenie 8/99

Posiedzenie odbyło się 25.08.1999 r.

W trakcie posiedzenia członkowie Rady Konsultacyjnej dyskutowali na temat materiałów przygotowanych przez członków Rady dotyczących głębokości wchodzenia regulatora w kształtowanie taryf oraz procedur oceny wniosków taryfowych. Dyskutując na temat tego zagadnienia obradujący omawiali sprawę możliwości podejmowania przez zakłady energetyczne działań mających na celu nieudo-

stąpienie sieci „trzeciej stronie”. W dalszej części posiedzenia poruszono również sprawę taryfy dla ciepła.

Rada przyjęła przedstawione przez członka Rady S. Hnatiuka materiały będące częścią tworzonego przez Radę opracowania. Materiały te dotyczyły zagadnienia głębokości wchodzenia URE w kształtowanie taryf na ciepło i energię elektryczną. Omawiano także sprawy dotyczące całościowego ujęcia opracowania Rady. W dalszej części spotkania Rada Konsultacyjna stwierdziła, że zasadnym byłoby opublikowanie w Biuletynie URE sprawozdania z prac Rady w 1998 roku zgodnie z wcześniejszą obietnicą Prezesa URE.

#### Posiedzenie 9/99

Posiedzenie to miało miejsce 29.09.1999 r.

Podczas posiedzenia członkowie Rady Konsultacyjnej omawiali następujące tematy:

- problematykę tworzenia i zatwierdzania taryf – w szczególności problem czy zatwierdzać taryfę dla całego przedsiębiorstwa czy dla poszczególnych rodzajów działalności,
- wstępny projekt założeń polityki energetycznej państwa do roku 2020,
- zapis w ustawie Prawo energetyczne dotyczący gospodarki skojarzonej ciepło–elektrycznej.

Rada przyjęła stanowisko w sprawie zapisu w ustawie Prawo energetyczne o gospodarce skojarzonej oraz wstępna opinię na temat projektu założeń polityki energetycznej państwa.

Członkowie Rady spotkali się także z Wiceprezesem URE W. Wójcikiem, z którym omówiono poruszone w trakcie posiedzenia sprawę.

#### Posiedzenie 10/99

Posiedzenie nr 10 odbyło się 27.10.1999 r.

W trakcie posiedzenia omawiano:

- założenia polityki energetycznej państwa,
- problemy związane z zatwierdzaniem taryf przedsiębiorstw energetycznych,
- część opracowania Rady dotycząca promowania konkurencji.

Rada przyjęła stanowisko w sprawie zatwierdzania taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje.

#### Posiedzenie 11/99

Posiedzenie odbyło się 24.11.1999 r.

W trakcie posiedzenia omawiano:

- zmieniony projekt założeń polityki energetycznej państwa,
- materiał dotyczący promowania konkurencji, będący częścią opracowania Rady,
- konstrukcję całości opracowania Rady.

Rada przyjęła omawiany materiał dotyczący konkurencji po wniesieniu poprawek.

Rada przyjęła wstępne stanowisko do nowej wersji projektu założeń polityki energetycznej państwa.

Rada spotkała się z Wiceprezesem URE z którym omawiano problem ustalenia przez regulatora kryteriów zaistnienia rynku konkurencyjnego.



**Posiedzenie 12/99**

Ostatnie posiedzenie Rady w 1999 r. miało miejsce w dniu 22.12.1999 r.

Podczas posiedzenia omawiano projekt całości opracowania Rady: „Kluczowe zagadnienia procesu regulacji w polskiej energetyce”. Rada przyjęła opracowanie po dokonaniu w nim wskazanych przez członków poprawek.

Zgromadzeni zostali poinformowani o złożeniu przez członka Rady Annę Fornalczyk na ręce Prezesa Rady Ministrów rezygnacji z członkostwa Rady Konsultacyjnej. Informację tę przyjęto z zalem.

Członkowie Rady spotkali się z Prezesem URE L. Juch-

niewiczem, z którym omówiono tematy poruszone w trakcie posiedzenia.

**IV.** O treści stanowisk opracowanych przez Radę Konsultacyjną przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki w różnych kwestiach informowani byli, prócz Prezesa URE, Prezes Rady Ministrów oraz Minister Gospodarki.

*Przewodniczący Rady Konsultacyjnej  
przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki  
prof. dr hab. Krzysztof Żmijewski*

Warszawa, 22 marca 2000 r.

**PREZES  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
informuje,

że w dniu 14 czerwca 2000 r. została ogłoszona i jednocześnie weszła w życie, ustawa z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555).

W związku z nowelizacją przepisów m.in. art. 32 ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489 i Nr 48, poz. 555), do posiadania stosownej koncesji zobowiązane są przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie:

- wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o mocy równej lub większej niż 5MW,
- wytwarzania ciepła w źródłach o mocy równej lub większej niż 1 MW, z wyłączeniem ciepła wytwarzanego w przemysłowych procesach technologicznych oraz gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 1 MW,
- przesyłania i dystrybucji ciepła, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców jest równa lub większa niż 1 MW,
- obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu jest równa lub większa niż równowartość 100 000 EURO,
- obrotu paliwami ciekłymi (w tym gazem płynnym) jeżeli roczna wartość obrotu jest równa lub większa niż równowartość 500 000 EURO (bez rozróżniania na obrót hurtowy i detaliczny).

Obowiązek **posiadania** koncesji na obrót paliwami ciekłymi lub gazowymi powstaje z chwilą przekroczenia powyższych kwot obrotów w danym roku rozrachunkowym.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zobowiązany jest do udzielenia **z urzędu** koncesji przedsiębiorstwom energetycznym działającym lub będącym w budowie w dniu ogłoszenia ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, jeżeli z jej przepisów wynika wymóg uzyskania koncesji, o ile przedsiębiorstwa te spełniają warunki określone w dotychczas obowiązujących przepisach.

W związku z powyższym, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki **wzywa** wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne, które nie posiadają koncesji na prowadzoną działalność energetyczną i, które spełniają ww. przesłanki, do przesłania swoich danych adresowych do Urzędu Regulacji Energetyki.

Dane adresowe należy przedstawić w następującym układzie:

- pełna nazwa przedsiębiorstwa z podaniem obecnej formy prawnej,
- siedziba: ulica, nr nieruchomości, kod pocztowy, miejscowość,
- nr telefonu,
- rodzaj prowadzonej działalności energetycznej.

Powyższe dane w terminie do 31 lipca 2000 r. należy przesłać  
na adres Urzędu Regulacji Energetyki, ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa lub  
faksem pod numer: (022) 661 63 19 w godzinach od 14:00 do 8:00.

## USTAWA

z dnia 26 maja 2000 r.

## o zmianie ustawy – Prawo energetyczne

(Dz. U. Nr 48, poz. 555, z dnia 14 czerwca 2000 r.)

**Art. 1.** W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126 oraz z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 3:

a) pkt 14 otrzymuje brzmienie:

„14) gmina – gminy oraz związki i porozumienia międzygminne w zakresie uregulowanym ustawą z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 1996 r. Nr 13, poz. 74, Nr 58, poz. 261, Nr 106, poz. 496 i Nr 132, poz. 622, z 1997 r. Nr 9, poz. 43, Nr 106, poz. 679, Nr 107, poz. 686, Nr 113, poz. 734 i Nr 123, poz. 775, z 1998 r. Nr 155, poz. 1014 i Nr 162, poz. 1126 oraz z 2000 r. Nr 26, poz. 306),”.

b) w pkt 17 wyraz „opłat” zastępuje się wyrazami „stawek opłat”;

2) w art. 5 w ust. 2 wyraz „ceny” zastępuje się wyrazami „cen i stawek opłat oraz warunków wprowadzania w nich zmian”;

3) art. 6 otrzymuje brzmienie:

„Art. 6. 1. Upoważnieni przedstawiciele przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła wykonują kontrole układów pomiarowych, dotrzymania zawartych umów i prawidłowości rozliczeń.

2. Upoważnionym przedstawicielom, o których mowa w ust. 1, po okazaniu legitymacji i pisemnego upoważnienia wydanego przez właściwy organ przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła przysługuje prawo:

- 1) wstępu na teren nieruchomości lub do pomieszczeń, gdzie przeprowadzana jest kontrola, o ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej,
- 2) przeprowadzania w ramach kontroli niezbędnych przeglądów urządzeń będących własnością przedsiębiorstwa energetycznego, a także prac związanych z ich eksploatacją lub naprawą oraz dokonywania badań i pomiarów,
- 3) zbierania i zabezpieczania dowodów naruszenia przez odbiorcę warunków używania układów pomiarowych oraz warunków umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeśli w wyniku przeprowadzonej kontroli, o której mowa w ust. 2, stwierdzono, że:

- 1) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,

2) nastąpił nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

4. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, wzory protokołów kontroli i upoważnień do kontroli oraz wzór legitymacji.

5. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 4, powinno określać w szczególności:

- 1) przedmiot kontroli,
- 2) szczegółowe uprawnienia upoważnionych przedstawicieli, o których mowa w ust. 1,
- 3) tryb przeprowadzania kontroli.”;

4) art. 7 otrzymuje brzmienie:

„Art. 7. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie, umowy sprzedaży paliw lub energii, lub umowy o świadczenie usług przesyłowych z odbiorcami lub podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczenia, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru.

2. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy przypadku, gdy ubiegający się o zawarcie umowy nie ma tytułu prawnego do korzystania z obiektu, do którego paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło mają być dostarczone.

3. Przedsiębiorstwa, o których mowa w ust. 1, są obowiązane do spełniania technicznych warunków dostarczenia paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła określonych w odrębnych przepisach i koncesji.

4. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła są obowiązane zapewniać realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączy podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w przepisach, o których mowa w art. 9 i 46, oraz w założeniach, o których mowa w art. 19. Za przyłączenie do sieci przewidzianej w założeniach, o których mowa w art. 19, pobiera się opłatę określoną na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za przyłączenie do sieci.

5. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w ust. 4, kalkuluje się na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16.

6. Koszty wynikające z nakładów, o których mowa w ust. 5, w zakresie, w jakim zostały pokryte opłatami za przyłączenie do sieci, nie stanowią podstawy do ustalania w taryfie stawek opłat za przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.
7. Przyłączany podmiot jest obowiązany umożliwić przedsiębiorstwu energetycznemu, o którym mowa w ust. 1, w obrębie swojej nieruchomości budowę i rozbudowę sieci, w zakresie niezbędnym do realizacji przyłączenia oraz udostępnić pomieszczenia lub miejsca na zainstalowanie układów pomiarowych, na warunkach określonych w umowie o przyłączenie.
8. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane powiadomić przyłączany podmiot o planowanych terminach prac, o których mowa w ust. 7, z wyprzedzeniem umożliwiającym przyłączanemu podmiotowi przygotowanie nieruchomości lub pomieszczeń do przeprowadzenia i odbioru tych prac.”;
- 5) art. 9 otrzymuje brzmienie:
- „Art. 9. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, w odniesieniu do paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła szczególne warunki przyłączenia podmiotów do sieci, obrotu paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardy jakościowe obsługi odbiorców.
2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, powinno określać w szczególności:
- 1) kryteria podziału przyłączanych podmiotów albo odbiorców na grupy,
  - 2) tryb przyłączania podmiotów do sieci,
  - 3) podstawowe elementy umowy o przyłączenie, umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłowych,
  - 4) sposób prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne obrotu paliwami gazowymi, energią elektryczną lub ciepłem, w tym wytwarzanych w źródłach odnawialnych, oraz energią elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z ciepłem,
  - 5) zadania przedsiębiorstw energetycznych prowadzących ruch sieciowy i eksploatację sieci,
  - 6) parametry techniczne nośników energii,
  - 7) sposób załatwiania reklamacji,
  - 8) zakres informacji przekazywanych między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami.
3. Minister właściwy do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, nałoży na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem lub przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej lub ciepła obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, oraz określi szczegółowy zakres tego obowiązku, uwzględniając technologię wytwarzania energii, wielkość źródła energii oraz sposób uwzględniania w taryfach kosztów jej zakupu.”;
- 6) w art. 12 skreśla się ust. 3;
- 7) art. 16 otrzymuje brzmienie:
- „Art. 16. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło, uwzględniając miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gminy określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.
2. Przedsiębiorstwa, o których mowa w ust. 1, sporządzają plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło na okresy nie krótsze niż trzy lata.
3. Plany, o których mowa w ust. 1, obejmują w szczególności:
- 1) przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła,
  - 2) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w tym źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych,
  - 3) przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców,
  - 4) przewidywany sposób finansowania inwestycji,
  - 5) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów,
  - 6) przewidywany harmonogram realizacji inwestycji.
4. Plany, o których mowa w ust. 1, powinny zapewniać minimalizację nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.
5. W celu racjonalizacji przedsięwzięć inwestycyjnych przy sporządzaniu planów, o których mowa w ust. 1, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła są obowiązane współpracować z przyłączonymi podmiotami oraz gminami, na których obszarze przedsiębiorstwa te prowadzą działalność gospodarczą. Współpraca powinna polegać w szczególności na:
- 1) przekazywaniu przyłączonym podmiotom informacji o planowanych przedsięwzięciach w ta-

- kim zakresie, w jakim przedsięwzięcia te będą miały wpływ na pracę urządzeń przyłączonych do sieci albo na zmianę warunków przyłączenia lub dostawy energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła,
- 2) zapewnieniu spójności między planami przedsiębiorstw energetycznych a założeniami i planami, o których mowa w art. 19 i 20.
6. Projekty planów, o których mowa w ust. 1, z wyłączeniem planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, podlegają uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki.”;
- 8) w art. 17 w ust. 1 na końcu dodaje się wyrazy „w zakresie określonym w art. 19 ust. 5”;
- 9) w art. 18 ust. 2 otrzymuje brzmienie:  
 „2. Gmina realizuje zadania, o których mowa w ust. 1, zgodnie z założeniami polityki energetycznej państwa, miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego albo ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.”;
- 10) w art. 23:  
 a) w ust. 2:  
 – pkt 2 otrzymuje brzmienie:  
 „2) zatwierdzanie i kontrolowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 45 i 46, w tym:  
 a) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,  
 b) ustalanie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej,  
 c) ustalanie okresu obowiązywania współczynnika korekcyjnego, o którym mowa w lit. b),”  
 – po pkt 2 dodaje się pkt 2a w brzmieniu:  
 „2a) zatwierdzanie i kontrolowanie cen węgla brunatnego na zasadach określonych w art. 48, w zakresie, o którym mowa w pkt 2,”  
 b) w ust. 3 po wyrazach „o których mowa w ust. 2 pkt 1 i 3,” dodaje się wyrazy „z wyjątkiem spraw, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4,”;
- 11) w art. 28 dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu:  
 „2. Przepis ust. 1 stosuje się odpowiednio do kopalń węgla brunatnego w zakresie określonym w art. 48.”;
- 12) w art. 31 w ust. 3 w pkt 2 wyrazy „oraz taryf” zastępuje się wyrazami „i taryf oraz cen węgla brunatnego, stosowanych przez kopalnie w stosunku do elektrowni,”;
- 13) art. 32 otrzymuje brzmienie:  
 „Art. 32. 1. Uzyskania koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie:  
 1) wytwarzania paliw i energii, z wyłączeniem: wytwarzania paliw stałych, wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW,
- wytwarzania paliw gazowych z gazu płynnego, wytwarzania ciepła w źródłach o mocy poniżej 1 MW,  
 2) magazynowania paliw gazowych i ciekłych, z wyłączeniem: lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz magazynowania paliw ciekłych w obrocie detalicznym,  
 3) przesyłania i dystrybucji paliw i energii, z wyłączeniem: przesyłania i dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz przesyłania i dystrybucji ciepła, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 1 MW,  
 4) obrotu paliwami i energią, z wyłączeniem: obrotu paliwami stałymi, obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy, obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 EURO, i obrotu paliwami ciekłymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 500 000 EURO.
2. Koncesje na prowadzenie działalności, o której mowa w ust. 1 pkt 4, w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, będą wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego.
3. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, określi, w drodze rozporządzenia, minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy poprzez ustalenie maksymalnego procentowego udziału gazu z jednego źródła. Rozporządzenie określi poziom dywersyfikacji na okres co najmniej 10 lat.
4. Uzyskania koncesji, o której mowa w ust. 1 pkt 1, nie wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 1 MW.”;
- 14) art. 44 otrzymuje brzmienie:  
 „Art. 44. Przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane do prowadzenia, w ramach zakładowych planów kont, ewidencji księgowej w sposób umożliwiający obliczanie ich kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu, dla każdego rodzaju paliw lub energii, a także w odniesieniu do poszczególnych grup taryfowych.”;
- 15) w art. 45:  
 a) w ust. 1 po wyrazach „energii elektrycznej i ciepła” skreśla się przecinek oraz wyrazy „o których mowa w art. 47 ust. 1,”,  
 b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:  
 „1a. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty, które wynikają z nakładów ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne podjęte przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się

wytwarzaniem energii elektrycznej w latach 1993–1998, służące poprawie ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej, w części, jaką zatwierdzi Prezes URE, z uwzględnieniem przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1.”.

c) w ust. 4 wyraz „taryfy” zastępuje się wyrazami „ceny i stawki opłat określone w taryfach”.

d) dodaje się ust. 5 w brzmieniu:

„5. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła kalkulują stawki opłat za usługi przesyłowe w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie był większy niż:

- 1) 40% – dla paliw gazowych i energii elektrycznej,
- 2) 30% – dla ciepła.”;

16) po art. 45 dodaje się art. 45a w brzmieniu:

„Art. 45a. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie cen i stawek opłat zawartych w taryfie lub cen i stawek opłat ustalanych na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1, wylicza opłaty za dostarczanie do odbiorcy paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, z uwzględnieniem udzielonych odbiorcy upustów i bonifikat, stanowią koszty zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła dostarczanych do budynku, w którym znajdują się lokale mieszkalne i użytkowe, zamieszkałe lub użytkowane przez osoby nie będące odbiorcami.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne udziela upustów lub bonifikat, o których mowa w ust. 2, za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców w wysokości określonej w taryfie lub w umowie.

4. Koszty zakupu, o których mowa w ust. 2, są rozliczane w opłatach pobieranych od osób, o których mowa w ust. 2. Wysokość opłat powinna być ustalana w taki sposób, aby zapewniała wyłącznie pokrycie ponoszonych przez odbiorcę kosztów zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

5. Przepisy ust. 4 stosuje się odpowiednio do ustalania przez odbiorcę – właściciela lub zarządcę budynku opłat dla osób, o których mowa w ust. 2, do których ciepło dostarczane jest z własnych źródeł i instalacji ciepłych.

6. W przypadku gdy wyłącznym odbiorcą paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła dostarczanych do budynku jest właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego, jest on odpowiedzialny za rozliczanie na poszczególne lokale całkowitych kosztów zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

7. Odbiorca może zlecić prowadzenie rozliczeń, o któ-

rych mowa w ust. 6, innej osobie albo jednostce organizacyjnej na podstawie odrębnej umowy.”;

17) art. 46 otrzymuje brzmienie:

„Art. 46. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw finansów publicznych i po zasięgnięciu opinii Prezesa URE określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem.

2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, powinno określać w szczególności rodzaje stosowanych taryf, w tym rodzaje stosowanych cen i stawek opłat, oraz sposób:

- 1) ustalania kryteriów podziału odbiorców na grupy taryfowe,
- 2) kalkulowania cen i stawek opłat oraz obliczania opłat, w tym stawek opłat za przyłączenie do sieci,
- 3) różnicowania cen i stawek opłat dla grup taryfowych ze względu na ponoszone koszty,
- 4) uwzględniania w kalkulacji kosztów, o których mowa w art. 9 ust. 3 i art. 45 ust. 1a, poprawy efektywności i warunków prowadzonej działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne,
- 5) prowadzenia rozliczeń między przedsiębiorstwami energetycznymi, w tym w zakresie określonym w art. 45 ust. 1a,
- 6) prowadzenia rozliczeń z odbiorcami, w tym wysokość opłat za nielegalny pobór paliw i energii oraz niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.”;

18) w art. 47:

a) w ust. 1 dodaje się zdanie drugie w brzmieniu:

„Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają taryfy z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE.”.

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Prezes URE:

1) ogłasza w Biuletynie URE, na koszt przedsiębiorstwa energetycznego, zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych i energii elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy,

2) kieruje do ogłoszenia, na koszt przedsiębiorstwa energetycznego, we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym zatwierdzone taryfy dla ciepła – w terminie 7 dni od dnia zatwierdzenia taryfy.”;

19) w art. 48 w ust. 2 wyrazy „art. 47 ust. 2–4” zastępuje się wyrazami „art. 47 ust. 2 i ust. 3 pkt 1 oraz ust. 4”;

20) w art. 49 dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu:

„2. Zwolnienie, o którym mowa w ust. 1, może dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym.”;

21) w art. 52:

a) skreśla się ust. 3,

- b) w ust. 4 w pkt 2 na końcu dodaje się wyrazy „oraz wzory etykiet”;
- 22) w art. 54:
- a) w ust. 3 po wyrazach „są powoływane” dodaje się wyrazy „na okres 5 lat”,
- b) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:
- „3a. Organ uprawniony do powoływania komisji kwalifikacyjnych, o których mowa w ust. 3, może odwołać członka komisji w przypadku:
- 1) choroby trwale uniemożliwiającej sprawowanie funkcji,
  - 2) rezygnacji z członkostwa w komisji,
  - 3) niewywiązywania się z obowiązków członka komisji,
  - 4) utraty kwalifikacji umożliwiających powołanie w skład komisji.”;
- 23) skreśla się art. 55;
- 24) w art. 56:
- a) w ust. 1:
- po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu.  
„1a) nie przestrzega obowiązku zakupu energii elektrycznej, nałożonego przepisami wydanymi na podstawie art. 9 ust. 3,”
  - pkt 5 otrzymuje brzmienie:  
„5) stosuje ceny i taryfy, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47,”
- b) w ust. 3 użyte dwukrotnie wyrazy „podmiotu gospodarczego” zastępuje się wyrazem „przedsiębiorcy”,
- c) w ust. 5 wyrazy „kierownika podmiotu gospodarczego” zastępuje się wyrazami „kierownika przedsiębiorstwa energetycznego”.

**Art. 2.** Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej w terminie do dnia 31 grudnia 2000 r. dostosują uzgodnione z Prezesem URE przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną do wymogów określonych w niniejszej ustawie.

**Art. 3.** W terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy Prezes URE udzieli z urzędu koncesji przedsiębior-

stwom energetycznym działającym lub będącym w budowie w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, o ile spełniają one warunki określone w dotychczas obowiązujących przepisach, a wymóg uzyskania koncesji wynika z przepisów niniejszej ustawy.

**Art. 4. 1.** Koncesje udzielone przedsiębiorstwom energetycznym przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy wygasają z dniem 31 grudnia 2000 r. w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w ust. 1, mogą na dotychczasowych zasadach prowadzić obrót gazem ziemnym z zagranicą, jeżeli przed dniem 31 grudnia 2000 r. złożą wnioski o udzielenie przez Prezesa URE koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, jednak nie dłużej niż do dnia prawomocnego rozstrzygnięcia w sprawie.

3. W sprawach o udzielenie koncesji na obrót paliwami gazowymi wszczętych, a nie zakończonych do dnia 31 grudnia 2000 r., stosuje się przepisy ustawy wymienionej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

**Art. 5.** Obowiązujące taryfy, sporządzone na podstawie dotychczas obowiązujących przepisów, zachowują ważność po dniu 1 lipca 2000 r. w zakresie, w jakim nie są sprzeczne z przepisami niniejszej ustawy i przepisami wykonawczymi wydanymi na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

**Art. 6.** Komisje kwalifikacyjne powołane na podstawie dotychczas obowiązujących przepisów działają do upływu pięciu lat od dnia powołania tych komisji.

**Art. 7.** Przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, o ile nie są sprzeczne z jej przepisami.

**Art. 8.** Ustawa wchodzi w życie z dniem ogłoszenia.

Prezydent Rzeczypospolitej Polskiej: *A. Kwaśniewski*

# WIELKA NOWELIZACJA PRAWA ENERGETYCZNEGO

Ryszard Taradejna

**Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, mimo krótkiego okresu obowiązywania – była już wielokrotnie nowelizowana<sup>1)</sup>. Najbardziej obszernej nowelizacji dokonano ustawą z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne<sup>2)</sup>, która weszła w życie z dniem 14 czerwca 2000 r.**

1. Zasadniczym powodem pilnej nowelizacji był fakt, że Trybunał Konstytucyjny w wyroku z dnia 26 października 1999 r., sygn. akt K. 12/99<sup>3)</sup> orzekł, iż art. 46 tej ustawy (w dotychczasowym brzmieniu), w zakresie, w jakim upoważniał Ministra Gospodarki do określenia, w drodze rozporządzenia, zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem, w tym zasad rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach:

- 1) **był niezgodny** z art. 92 ust. 1 Konstytucji RP – przez to, że nie odpowiadał określonym w tym przepisie wymaganiom, jakie musi spełniać upoważnienie ustawowe, nie zawierając wytycznych dotyczących treści aktów wykonawczych,
- 2) **był niezgodny** z art. 76 Konstytucji RP<sup>4)</sup>.

Utratę mocy obowiązującej powyższego przepisu Trybunał ustalił na 1 lipca 2000 r., więc nowelizacja musiała wejść w życie wcześniej, gdyż nie byłoby podstawy prawnej do ustalania taryf. Nowelizacja jest dosyć obszerna (obejmuje znacznie większy krąg problemów niż „dotknięte” powyższym wyrokiem), więc omówimy tylko wybrane, ważniejsze zagadnienia.

2. Nowelizacja ustawy, dotycząca taryf, objęła zmianę art. 44 – 49 oraz dodanie nowego art. 45a. Art. 44, w nowym brzmieniu, nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek prowadzenia ewidencji księgowej w taki sposób, by umożliwiała ona obliczenie kosztów stałych i zmiennych oraz przychodów, odrębnie dla każdego rodzaju działalności – w odniesieniu do **poszczególnych grup taryfowych**.

Zmiana art. 45 ust. 1 (skreślenie wyrazów „o których

1) Publikacja ustawy i zmian. Dz. U. z 1997 r. Nr 88, poz. 980, Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489 i Nr 48, poz. 555.

2) Dz. U. Nr 48, poz. 555.

3) Dz. U. Nr 91, poz. 1042.

4) Art. 76 Konstytucji stanowi „Władze publiczne chronią konsumentów, użytkowników i najemców przed działaniami zagrażającymi ich zdrowiu, prywatności i bezpieczeństwu oraz przed nieuczciwymi praktykami rynkowymi. Zakres tej ochrony określa ustawa”.

mowa w art. 47 ust. 1”) powoduje, że nie ma już żadnych wątpliwości, iż także przedsiębiorstwa energetyczne nie mające obowiązku uzyskania koncesji – mają obowiązek ustalania taryf, na zasadach określonych w ustawie, chociaż bez obowiązku przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesowi URE). W art. 45 dodano również ust. 5, który przesądza, że udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi nie może być większy (dla danej grupy odbiorców) niż 40 % – dla paliw gazowych i energii elektrycznej oraz nie większy niż 30 % – dla ciepła.

W okresie przejściowym istotne znaczenie ma więc fakt, że w myśl art. 5 ustawy nowelizującej, „*obowiązujące taryfy, sporządzone na podstawie dotychczas obowiązujących przepisów, zachowują ważność po dniu 1 lipca 2000 r. w zakresie, w jakim nie są sprzeczne z przepisami niniejszej ustawy i przepisami wykonawczymi wydanymi na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą*”. Oznacza to, że przepis ten wywarł **bezpośredni** wpływ na zatwierdzone wcześniej taryfy i przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek uwzględnienia tego faktu przy pobieraniu opłat. Dla uniknięcia ewentualnych sporów z odbiorcami, celowe wydaje się dokonanie pilnej korekty taryf i wystąpienie do Prezesa URE o zatwierdzenie tej zmiany. Pozwoli to przedsiębiorstwom uzyskać czas, niezbędny na opracowanie **nowych** taryf, zgodnych z nowym stanem prawnym, w tym z nowymi rozporządzeniami wykonawczymi (które dopiero ukażą się).

Art. 45a zawiera ogólne zasady rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach, których brak w ustawie był jedną z podstaw cytowanego wyroku Trybunału Konstytucyjnego.

W art. 46 (w nowym brzmieniu), upoważniającym Ministra Gospodarki do wydania rozporządzeń „taryfowych”, istotne znaczenie ma ust. 2, zawierający wytyczne co do treści tych rozporządzeń. Na szczególną uwagę zasługuje fakt, że ustawa nakazuje przedsiębiorstwom energetycznym kalkulować swoje koszty w taki sposób, aby taryfy uwzględniały poprawę efektywności i warunków prowadzenia działalności (art. 46 ust. 2 pkt 4). Dodajmy, że ustawa przyznała Prezesowi URE uprawnienie ustalania (przy zatwierdzaniu taryf) współczynników korekcyjnych, określających projektowaną poprawę wspomnianych warunków i efektywności oraz uprawnienie do ustalania okresu obowiązywania tych współczynników (art. 23 ust. 2 pkt 2 lit. b).

Zauważmy istotną różnicę w tym zakresie, w stosunku do poprzedniego stanu prawnego. O ile dotychczas przedsiębiorstwo samodzielnie ustalało wysokość współ-

czynnika korekcyjnego (por. np. przepisy w sprawie taryf dla ciepła), a Prezes URE mógł go zatwierdzić lub odmówić zatwierdzenia (odmawiając zatwierdzenia całej taryfy), to obecnie zarówno o wysokości jaki i o okresie obowiązywania współczynnika – decyduje wyłącznie Prezes URE. Przedsiębiorstwo energetyczne, pragnąc uzyskać korzystne dla siebie rozstrzygnięcie, powinno bardzo dobrze udokumentować wszystkie okoliczności istotne dla podjęcia decyzji w tej sprawie. Przy opracowywaniu taryfy powinno ono wziąć pod uwagę także nową regulację, zawartą w art. 7 i 9, dotyczącą w szczególności stawek opłat za przyłączenie do sieci (por. np. art. 7 ust. 5) oraz kryteriów podziału przyłączonych podmiotów albo odbiorców na grupy (art. 9 ust. 2 pkt 1), a także sposobu uwzględniania w taryfach kosztów zakupu energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych (art. 9 ust. 3).

W art. 47 ust. 1 dodano zdanie, które upoważnia Prezesa URE do zgłoszenia żądania, by przedsiębiorstwo energetyczne przedłożyło do zatwierdzenia **nową** taryfę. Otóż praktyka wykazała, że przedsiębiorstwa te przy każdej okazji skwapliwie zabiegają o zatwierdzenie zmiany „w górę” cen i stawek opłat zawartych w taryfie, natomiast nie czynią tego, gdy zmienione warunki nakazują ich obniżenie. Pamiętajmy więc, że sankcję dla tej normy zawiera znowelizowany art. 56 ust. 1 pkt 5.

W wyniku nowelizacji art. 47 ust. 3 **jednoznacznie** rozstrzygnięto, że taryfy dla ciepła ogłaszane są we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym, a pozostałe taryfy – w Biuletynie URE. Było to niezbędne dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości interpretacyjnych, dotyczących mocy obowiązującej taryfy.

W związku z nowelizacją przepisów Prawa energetycznego, dotyczących taryf – należy mieć na uwadze cytowany wyżej przepis przejściowy, zawarty w art. 5 ustawy nowelizującej.

Należy przyznać, że jego redakcja nie jest najszybsza. Zmusza bowiem przedsiębiorstwa energetyczne do wielokrotnego dostosowywania taryf do nowych przepisów – najpierw do zmienionej ustawy, a następnie do nowych, kolejnych rozporządzeń wykonawczych. Wydaje się, że w tej sytuacji w miarę praktycznym rozwiązaniem może być nowelizowanie dotychczas obowiązujących taryf (nawet z wydłużeniem ich mocy obowiązującej) i opracowanie nowej taryfy dopiero po ukazaniu się wszystkich rozporządzeń istotnych dla opracowania taryfy.

Rozwiązaniem bardzo korzystnym dla przedsiębiorstw energetycznych jest dodanie w art. 49 nowego ust. 2, który przesądza, że zwolnienie przedsiębiorstwa z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia może dotyczyć nie tylko całej taryfy – dla całej działalności przedsiębiorstwa, ale także określonej części tej działalności – w zakresie, w jakim jest ona prowadzona na rynku konkurencyjnym. Praktyka wykazała bowiem, że przypadków takich jest coraz więcej. Zmiana ta nie tylko stanowi przejaw uwalniania cen i odbiurokratyzowania procedur w tym zakresie, ale także umożliwi przedsiębiorstwom elastyczne ich kształtowanie (zarówno „w górę” jak i „w dół”) – w zależności od podaży i popytu na dany rodzaj energii na określonym rynku.

**3.** Zarzut, przedstawiony przez Trybunał Konstytucyjny przepisowi art. 46 (w szczególności brak wytycznych co do treści aktu wykonawczego), został uwzględniony także przy nowelizacji art. 6, 7 i 9, przy czym w przepisach tych zamieszczono także **zasady ogólne**, które dotychczas zawarte były tylko w aktach wykonawczych.

**4.** W art. 6 bardziej szczegółowo niż dotychczas określono zakres uprawnień przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych, dokonujących kontroli układów pomiarowych oraz warunków dotrzymywania umów i prawidłowości rozliczeń. W szczególności, dodano uprawnienie do zbierania i zabezpieczania dowodów w trakcie kontroli. Zmieniono też zapis (w art. 6 ust. 2) dotyczący kręgu **przedstawicieli**, którzy mogą dokonywać kontroli. O ile dotychczas mogli to być tylko pracownicy przedsiębiorstwa energetycznego, to obecnie ograniczenie to zniesiono. Na uwagę zasługuje nowy ust. 3 w art. 6, który jednoznacznie upoważnia przedsiębiorstwo energetyczne do wstrzymania dostaw paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeśli w wyniku kontroli stwierdzono nielegalny pobór albo stwierdzono, że stan instalacji stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia i środowiska. Problem ten był już przedmiotem kilku rozstrzygnięć Prezesa URE (na podstawie art. 8 Prawa energetycznego) i wyroków Sądu Antymonopolowego. Otóż brak jednoznacznego zapisu w ustawie powodował czasem wątpliwości prawne, chociaż zdrowy rozsądek nakazywał „wyłączenie” – często w trosce o bezpieczeństwo odbiorcy, który protestował przeciwko temu wyłączeniu.

**5.** Art. 7 bardziej szczegółowo, niż dotychczas, reguluje problem przyłączenia do sieci, zawierania umów w tych sprawach, finansowania budowy i rozbudowy sieci oraz finansowania kosztów przyłączenia. Wobec emocji, jakie dotychczas wzbudzały wysokie stawki opłat za przyłączenie, na szczególną uwagę (zarówno przedsiębiorstw jako i odbiorców) zasługuje art. 7 ust. 5, który stanowi, że stawki te „*kalkuluje się na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16*”. Dodajmy, że obecny art. 7 zawiera swoisty wstęp dla regulacji zamieszczonej w art. 9.

**6.** Art. 9 zasługuje na szczególną uwagę, gdyż jego redakcja uległa daleko idącej zmianie. Otóż w miejsce dotychczasowych, kazuistycznych zapisów, dotyczących zakresu upoważnienia do wydania aktów wykonawczych, zamieszczono zapisy bardziej ogólne, co powoduje – że zakres ten jest faktycznie szerszy (por. w szczególności ust. 1). W ust. 2 zamieszczono wytyczne co do treści tych rozporządzeń (por. wyrok Trybunału Konstytucyjnego, dotyczący art. 46). Istotnej zmianie uległa regulacja dotycząca obowiązku zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych (ust. 3). Obecnie Minister Gospodarki jest **zobowiązany** do nałożenia takiego obowiązku (w drodze



rozporządzenia), przy czym dotyczy on nie tylko przedsiębiorstw zajmujących się **obrotem**, ale także **przesyłaniem i dystrybucją** energii elektrycznej lub ciepła. Rozporządzenie w tej sprawie powinno określić również zakres powyższego obowiązku (z uwzględnieniem warunków wskazanych w ustawie) oraz sposób uwzględniania w taryfach kosztów zakupu energii ze wspomnianych źródeł. Zauważmy też, że w art. 56 w ust. 1 dodano pkt 1a – przewidujący karę pieniężną za uchylenie się od obowiązku zakupu energii elektrycznej, nałożonego na podstawie art. 9 ust. 3.

7. Nowe, bardziej rozbudowane, brzmienie otrzymał art. 16, dotyczący planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych. Obecnie obowiązek sporządzania tych planów dotyczy nie tylko przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych i energii elektrycznej **ale także ciepłem** (ust. 1), przy czym plany te sporządzane są na okresy nie krótsze niż **3 lata** (ust. 2). Ponieważ nie wszystkie gminy posiadają plan zagospodarowania przestrzennego, przedsiębiorstwo może uwzględnić również kierunki rozwoju gminy, określone w „studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy” (ust. 1). Na uwagę zasługuje przepis ust. 4, nakazujący tworzenie planów rozwoju w taki sposób, by zapewnić minimalizację nakładów i kosztów, tak – aby nie powodowały one w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat. Odnotujemy tu także, że art. 2 ustawy nowelizującej nakazuje dostosowanie dotychczasowych planów do nowych wymogów w terminie do dnia 31 grudnia 2000 r.

8. W art. 18 doprecyzowano, w jakim zakresie samorząd województwa uczestniczy w planowaniu zaopatrzenia w energię i paliwa na obszarze województwa.

9. W art. 23 ust. 2, określającym zadania i kompetencje Prezesa URE, rozbudowano pkt 2, dotyczący zatwierdzania i kontrolowania taryf (co omówiono wyżej, w tezie 2) oraz dodano pkt 2a, stanowiący o uprawnieniu do zatwierdzania i kontrolowania cen węgla brunatnego. Jest to przepis porządkujący, gdyż odsyła do zasad zawartych w istniejącym wcześniej art. 48, przy czym ma to następować w zakresie określonym w art. 23 ust. 2 pkt 2 (w nowym brzmieniu).

10. Nowelizacja art. 28 powoduje, że Prezes URE może żądać określonych informacji nie tylko od przedsiębiorstw energetycznych, ale także od kopalń węgla brunatnego (w związku z zatwierdzaniem cen tego węgla<sup>5)</sup>.

11. Art. 32, określający zakres działalności wymagającej uzyskania koncesji, uległ całkowitej przebudowie, więc wszystkich zainteresowanych zachęcam do bardzo szczegółowej analizy.

5) Na temat ochrony informacji piszą Ryszard i Małgorzata Tradejna, „Tajemnica państwowa i inne tajemnice chroniące interesy państwa i obywateli. Zbiór przepisów z komentarzem”, „MINIPRESS”, Warszawa 1998 r. (oraz suplement, wydany w 1999 r.)

W szczególności należy odnotować, że przepis ten nie zawiera obecnie upoważnienia dla Ministra Gospodarki do określenia szczególnych rodzajów i zakresu działalności nie wymagających uzyskania koncesji (dawny ust. 2). Oznacza to, że utraciło moc obowiązującą rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 lipca 1998 r. w sprawie określenia szczególnych rodzajów i zakresu działalności gospodarczej nie wymagających uzyskania koncesji (Dz. U. Nr 98, poz. 621), co powoduje, że niektóre przedsiębiorstwa energetyczne, korzystające z regulacji zawartej w tym rozporządzeniu, będą musiały uzyskać koncesję. Obecnie dla ustalenia zakresu wymaganych koncesji wystarczy analiza art. 32, przy czym nastąpiły tu (w stosunku do stanu poprzedniego) „przesunięcia” w dwie strony: w jednych przypadkach zniesiono wymóg uzyskania koncesji, a w innych – wprowadzono.

W przypadku **wytwarzania energii elektrycznej** koncesja niezbędna już będzie (ust. 1 pkt 1), gdy moc źródeł danego przedsiębiorstwa przekroczy 5 MW (poprzednio: 50 MW), a w przypadku wytwarzania ciepła – gdy moc wszystkich źródeł przekroczy 1 MW (poprzednio: 5,8 MW). Jednakże koncesja nie będzie wymagana w przypadku wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także w przypadku – gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 1 MW (ust. 4). Oznacza to m.in. (ostatnia część poprzedniego zdania) zwolnienie z obowiązku uzyskania koncesji, bez względu na moc posiadanych źródeł, pod warunkiem jednak, że moc zamówiona nie przekroczy w jakimkolwiek momencie wspomnianego 1 MW. Małe przedsiębiorstwa mogą więc skorzystać z tego przepisu (zwalniane są wówczas także z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia), ale muszą prowadzić dokładną ewidencję zawieranych umów i mocy, której one dotyczą, bowiem skutek błędu może być dotkliwy (por. art. 56 ust 1 pkt 5 Prawa energetycznego, a także art. 601 § 1 Kodeksu wykroczeń).

W przypadku **przesyłania i dystrybucji ciepła** (ust. 1 pkt 3) – zniesiono obowiązek uzyskania koncesji, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 1 MW (nawet w przypadku dużej przepustowości sieci), natomiast odstąpiono od zwolnienia z wymogu uzyskania koncesji w przypadku dystrybucji ciepła z węzłów grupowych za pomocą instalacji odbiorczych (regulacja ta rodziła wiele kontrowersji i sporów).

W przypadku **obrotu paliwami i energią** (ust. 1 pkt 4), na uwagę zasługuje fakt, że nie będzie wymagał koncesji:

- 1) obrót paliwami gazowymi – jeżeli roczna wartość tego obrotu nie przekracza równowartości 100 000 EURO (dotychczas – 25 000).
- 2) obrót paliwami ciekłymi – jeżeli roczna wartość obrotu nie przekroczy równowartości 500 000 EURO.

W przypadku obrotu wymienionego wyżej w pkt 2, należy zwrócić uwagę, że obecnie przepis ust. 1 pkt 4 nie dzieli obrotu w tym zakresie na „detaliczny” i „hurtowy”, jak to było dotychczas. Nowa redakcja tego przepisu powoduje jednak, że przedsiębiorcy prowadzący dotychczas działalność wyłącznie w zakresie obrotu detalicznego paliwami ciekłymi będą obecnie musieli uzyskać koncesję, je-

zeli roczna wartość obrotu przekroczy wymienioną wyżej równowartość 500 000 EURO.

W art. 32 zamieszczono również (ust. 2) następującą regulację: „koncesje na prowadzenie działalności, o której mowa w ust. 1 pkt 4, w zakresie obrotu **gazem ziemnym z zagranicą**, będą wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego”. Przepis ten rodzi wątpliwości. Z jego redakcji zdaje się wynikać, że w zakresie obrotu gazem ziemnym Prezes URE będzie wydawać koncesje również na obrót z zagranicą. Otóż dotychczas problematykę koncesjonowania obrotu z zagranicą regulował art. 11 ust. 1 pkt 9 ustawy z dnia 23 grudnia 1988 r. o działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 41, poz. 324 z późn. zm.), która z dniem 1 stycznia 2001 r. została zastąpiona przez ustawę z dnia 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej<sup>6)</sup>, która jednak nie zawiera analogicznej regulacji.

Napisałem wyżej, że z art. 32 ust. 2 „zdaje się wynikać” wymóg uzyskania koncesji w obrocie z zagranicą – dlatego, że główny cel tego przepisu jest zupełnie odmienny: obowiązek uwzględniania – przy wydawaniu koncesji – dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego. Problem polega jednak na tym, że w art. 32 ust. 1 pkt 4, zawierającym regulację dotyczącą obowiązku uzyskania koncesji „w obrocie” paliwami i energią – nie wprowadzono wymogu uzyskania koncesji w obrocie z zagranicą. Problem ten ma większy wymiar, niż można sądzić z lektury tych przepisów, gdyż należy uwzględnić także regulację zawartą w art. 9 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 11 grudnia 1997 r. o administrowaniu obrotem z zagranicą towarami i usługami oraz o obrocie specjalnym (Dz. U. Nr 157, poz. 1026 z późn. zm.)<sup>7)</sup>

W związku ze zmianą art. 32 należy mieć na uwadze także regulację przejściową, zawartą w art. 3 i 4 ustawy nowelizującej. Otóż art. 3 stanowi, że „w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy Prezes URE udzieli z urzędu koncesji przedsiębiorstwom energetycznym działającym lub będącym w budowie w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, o ile spełniają one warunki określone w dotychczas obowiązujących przepisach, a wymóg uzyskania koncesji wynika z przepisów niniejszej ustawy”.

6) Dz. U. Nr 101, poz 1178

7) Przepis ten stanowi, że wymagane jest pozwolenie na przywóz towarów na polski obszar celny lub wywóz towarów z polskiego obszaru celnego (wydaje je Minister Gospodarki), jeżeli przedmiotem przywozu lub wywozu są towary, którymi obrót z zagranicą wymaga uzyskania koncesji.

Natomiast art. 4 zawiera regulację szczególną, dotyczącą bytu prawnego koncesji udzielonych na obrót gazem ziemnym z zagranicą (regulacja zawarta w tym przepisie wymaga odrębnego, bardziej szczegółowego omówienia).

12. W art. 54 zapisano (w ust. 3), że komisje kwalifikacyjne powoływane są na 5 lat oraz przyznano organom powołującym te komisje prawo odwoływania poszczególnych ich członków – w ściśle określonych przypadkach (np. w przypadku choroby trwale uniemożliwiającej sprawowanie funkcji). Dotychczasowa regulacja pozwalała bowiem na głoszenie poglądu, że członkowie komisji powoływani są „na wieki”, bez możliwości ich odwołania. Natomiast praktyka wykazała, że potrzeba zmian w składach komisji jest dosyć częsta, np. niektórzy członkowie zaprzestają prac w komisji, a inni nawet ich nie podejmują. Dodajmy, że dotychczasowe komisje mogą działać do upływu 5 lat od dnia ich powołania (art. 6 ustawy nowelizującej).

13. Dokonana nowelizacja objęła szereg przepisów ustawy – Prawo energetyczne, zawierających upoważnienie do wydawania aktów wykonawczych (np. art. 6, 9, 46). W okresie przejściowym, do czasu wydania nowych rozporządzeń, zastosowanie ma art. 7 ustawy nowelizującej, który stanowi, że „przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, o ile nie są sprzeczne z jej przepisami”. Trzeba przyznać, że posługiwanie się dotychczasowymi przepisami wykonawczymi z uwzględnieniem nowej regulacji ustawowej w niektórych przypadkach może stanowić nie lada problem. Dlatego też zasadnym wydaje się postulat, by Minister Gospodarki wydał nowe rozporządzenia w terminie możliwie jak najkrótszym.



Autor jest dyrektorem Biura Prawnego

# ODMOWA PRZYŁĄCZENIA DO SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Grażyna Sędrowska

Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy, działając na podstawie art. 479<sup>34</sup> Kpc, o d d a l i l i odwołanie jednego z przedsiębiorstw energetycznych od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w której organ ten orzekł zawarcie umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej i ustalił sporne jej postanowienia. Na przedsiębiorstwo energetyczne nałożono obowiązek wybudowania linii kablowej niskiego napięcia dla zasilania podstawowego od stacji transformatorowej do projektowanego złącza kablowego, usytuowanego w miejscu projektowanego ogrodzenia odbiorcy (przepompowni ścieków), a także obowiązek wybudowania linii kablowej niskiego napięcia dla zasilania rezerwowego od złącza kablowego Z-3 do projektowanego złącza kablowego, usytuowanego w miejscu projektowanego ogrodzenia odbiorcy. Jednocześnie na kontrahenta przedsiębiorstwa energetycznego nałożono obowiązek wpłacenia opłaty za budowę przyłącza oraz opłaty ryczałtowej za rozbudowę sieci (wyrok z dnia 26 kwietnia 2000 r., sygn. akt XVII 57/99).

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, stosownie do art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.), na wniosek Spółki z o.o. w G. rozstrzygnął spór powstały pomiędzy tą Spółką, a przedsiębiorstwem energetycznym w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło Spółce projekt umowy o przyłączenie budowanej przez nią przepompowni ścieków do sieci elektroenergetycznej. Spółka niektóre postanowienia tej umowy uznała za uciążliwe, a szczególne jej zastrzeżenia budziło postanowienie, aby **miejszem przyłączenia** była stacja transformatorowa T-4022, znajdująca się w znacznej odległości od budynku przepompowni ścieków, co nakładałoby na nią obowiązek wybudowania i eksploatacji zalicznikowej linii kablowej od stacji transformatorowej T-4022 o długości 420 mb oraz zalicznikowej linii kablowej od złącza Z-3 o długości 150 mb. Rokowania podjęte przez strony nie przyniosły uzgodnienia stanowisk, więc Spółka zwróciła się o rozstrzygnięcie sporu przez Prezesa URE, który wydał wspomnianą na wstępie decyzję. W uzasadnieniu decyzji wyrażono pogląd, że inwestycja dotycząca budowy przepompowni ścieków jest obiektem budowlanym koniecznym dla odbioru ścieków bytowych z istniejącej zabudowy jednorodzinnej przy ul. N. w miejscowości G., dla którego to terenu obowiązują ustalenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego Gminy-Miasta G. **Plan ten nie ustalał wpraw-**

**dzie szczegółowego przebiegu spornej sieci i przyłączy, jednak przeznaczenie terenu pod określoną funkcję oznacza również konieczność budowy urządzeń infrastruktury technicznej, niezbędnej dla realizacji głównej funkcji danego obszaru.** Zatem realizacja planu, a tym samym realizacja przez Spółkę budowy przepompowni ścieków nie byłaby możliwa bez zapewnienia zasilania w energię elektryczną nieruchomości, na której ma być ona zlokalizowana. **Prezes URE wyraził podgląd, że w tej sytuacji ma zastosowanie art. 7 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.** Stosownie do tego przepisu, „przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła mają obowiązek zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym przyłączy odbiorców, pod warunkiem że sieci te przewidywane są w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, na warunkach określonych przepisami, o których mowa w art. 9 i 46, oraz w planie, o którym mowa w art. 20”<sup>1)</sup>. Tak więc na przedsiębiorstwie energetycznym **ciąży obowiązek** realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci elektroenergetycznej, tj. wspomnianych wyżej linii kablowych. Obowiązek ten nie może być „przerzucony” na Spółkę, która nie jest przedsiębiorstwem energetycznym w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne. Natomiast Spółka ma obowiązek wpłacenia na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego opłaty za budowę przyłącza oraz opłaty ryczałtowej za rozbudowę sieci, których to wysokość została określona w decyzji.

Przedsiębiorstwo energetyczne, odwołując się od wspomnianej decyzji wyrażało pogląd, że to ono uprawnione jest do decydowania o miejscu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz wskazywało na nieopłacalność ekonomiczną tej inwestycji.

**Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy, oddalając odwołanie wyraził m.in. następujący pogląd:**

Przedsiębiorstwo energetyczne nie kwestionuje w odwołaniu, iż budowa sieci i przyłącza do zasilania planowanej oczyszczalni ścieków jest przewidziana w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. Jeśli tak, to Prezes URE zasadnie ustalił, iż w świetle art. 7 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne obowiązek sfinansowania budowy i rozbudowy sieci i przyłączy pod tę inwestycję obciąża

1) Art. 7 ust. 4, w zacytowanym brzmieniu obowiązywał zarówno w dniu wydania decyzji jak i opisywanego wyroku, to jest przed zmianą dokonaną przez ustawę z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555).

przedsiębiorstwo energetyczne. Budowa wspomnianej sieci elektroenergetycznej i przyłączy, co wymaga podkreślenia, nie jest ze strony przedsiębiorstwa energetycznego świadczeniem nieodpłatnym. Na Inwestorze spoczywa bowiem obowiązek zapłaty stosownych opłat za przyłączenie. Obowiązek zapłaty takich opłat wynika z § 15 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 153, poz. 1002). Stosownie do powołanego przepisu dla podmiotów zaliczanych do IV i V grupy przyłączeniowej (Spółka jest zaliczona do V grupy przyłączeniowej – przypis G.S.), przyłączanych do sieci przewidzianych w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego, opłatę za przyłączenie ustala się na podstawie ryczałtowych stawek opłat za przyłącze oraz ryczałtowych stawek za rozbudowę sieci, z zastrzeżeniem § 12 ust. 3 i § 13 ust. 4. Takie opłaty zostały uwzględnione w zaskarżonej decyzji. (...) Zgodzić się wprawdzie należy ze stanowiskiem przedsiębiorstwa energetycznego, że o miejscu przyłączenia odbiorcy do sieci energetycznej decyduje, przynajmniej zasadniczo, wspomniane przedsiębiorstwo. Niemniej nie może to być zupełnie arbitralna decyzja. Miejsce przyłączenia do sieci musi bowiem uwzględniać okoliczności faktyczne realizowanej inwestycji, dla której przewidywane jest zasilanie. W razie zaistniałego w tym przed-

miocie sporu, kwestię tę władny jest rozstrzygnąć Prezes URE, stosownie do art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego. I tak (...), gdyby uwzględnić propozycje przedsiębiorstwa energetycznego wówczas przyszły administrator oczyszczalni ścieków, jako odbiorca energii elektrycznej, nie mógłby m.in. sprawować rzeczywistej kontroli nad układem pomiarowo-rozliczeniowym, co jest jego obowiązkiem w świetle § 22 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r.<sup>2)</sup>



*Autorka jest pracownikiem  
Biura Prawnego URE*

2) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 135, poz. 881). Patrz też art. 1 pkt 4 ustawy wymienionej w przypisie 1.

**Zapraszamy na stronę internetową URE**

**[www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)**

**Nasz adres e-mail:**

**[ure@ure.gov.pl](mailto:ure@ure.gov.pl)**

# KONCESJE NA WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W ŹRÓDŁACH ODNAWIALNYCH

Maciej Syroka, Roman Szramka

W ostatnim czasie do Urzędu Regulacji Energetyki coraz częściej napływają sygnały o wzmożonym zainteresowaniu inwestorów odnawialnymi źródłami energii. Do Prezesa URE tylko w I kwartale br. wpłynęły wnioski o udzielenie koncesji lub promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z takich źródeł o łącznych mocach zainstalowanych rządu kilkunastu MW. Coraz częściej do URE zgłaszają się także interesanci deklarujący wolę zrealizowania w tej branży inwestycji rządu kilkudziesięciu MW. Wśród nich zdarzają się przedstawiciele dużych i dobrze prosperujących firm polskich i zagranicznych. Mamy więc w tej dziedzinie do czynienia nie z hobbystami, lecz przedsiębiorcami o poważnym potencjale ekonomicznym i proporcjonalnych doń planach inwestycyjnych, opiewających łącznie na kilkaset MW. Zamierzenia te dotyczą przede wszystkim energetyki wiatrowej, ale do URE napływają także informacje o znaczących planach inwestycyjnych różnych firm w zakresie wykorzystania energii wody i biomasy, zwłaszcza biogazu pozyskiwanego z wysypisk odpadów. Oczywiście, deklaracja o planowaniu inwestycji nie gwarantuje jej realizacji, ale skala zainteresowania tą dziedziną jest zbyt duża, by pozostawało to bez wpływu na sektor paliwowo-energetyczny.

W przypadku produkcji energii ze źródeł odnawialnych mamy do czynienia z bardzo tanim lub darmowym paliwem i stosunkowo wysokimi kosztami inwestycyjnymi.

Ryzyko inwestycyjne zmusza zainteresowane podmioty gospodarcze do dokonania starannych analiz opłacalności i uwarunkowań formalno – prawnych planowanych przedsięwzięć. W związku z tym potencjalni inwestorzy kierują szereg pytań do Urzędu Regulacji Energetyki. Niniejszy artykuł będzie próbą odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania, które dotyczą przede wszystkim procedury udzielania koncesji, cen możliwych do uzyskania za oferowaną energię elektryczną i relacji między zainteresowanymi podmiotami, a zakładami energetycznymi, jako odbiorcami energii. Podstawowym wymogiem formalno-prawnym niezbędnym do rozpoczęcia takiej działalności jest koncesja wydawana przez Prezesa URE. W dotychczasowych uwarunkowaniach formalno – prawnych o tym, które podmioty były zobligowane do posiadania koncesji rozstrzygały trzy akty prawne. Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.), prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej wymagało uzyskania koncesji, z wyłączeniem wy-

tworzenia energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 1 MW. Na podstawie delegacji zawartej w art. 32 ust. 2 tej ustawy, Minister Gospodarki wydał rozporządzenie z dnia 17 lipca 1998 r. w sprawie określenia szczególnych rodzajów i zakresu działalności gospodarczej nie wymagającej uzyskania koncesji (Dz. U. Nr 98, poz. 621), w którym wyłączył spod obowiązku uzyskania koncesji działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy znamionowej nie większej niż 50 MW. W § 2 zastrzegł jednak, że powyższego przepisu nie stosuje się do przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w źródłach niekonwencjonalnych, w tym odnawialnych, jeżeli energia elektryczna jest przedmiotem obowiązkowego zakupu nałożonego na przedsiębiorstwa energetyczne w trybie art. 9 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Obowiązkowi zakupu zaś, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 13, poz. 119) podlega energia elektryczna, wytworzona przez krajowych wytwórców w źródłach niekonwencjonalnych. Zgodnie z § 2 tego rozporządzenia, obowiązek zakupu nie dotyczy jednakże przypadków zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach stanowiących własność przedsiębiorstw obrotu lub kontrolowanych przez te przedsiębiorstwa, źródeł o mocy znamionowej większej niż 5 MW, źródeł wykorzystujących do produkcji paliwa rozszczepialne oraz źródeł zbudowanych w ramach inwestycji centralnych.

A zatem, nie było wymagane posiadanie koncesji, jeżeli energia elektryczna wytwarzana była w źródłach niekonwencjonalnych, o mocy pojedynczego źródła nie przekraczającej 1 MW. Jeżeli natomiast energię elektryczną wytwarzano w źródłach niekonwencjonalnych, o mocy pojedynczego źródła równej co najmniej 1 MW i jednocześnie nie przekraczającej 5 MW, wówczas przedsiębiorstwo zobowiązane było uzyskać na prowadzenie takiej działalności koncesję (o ile oczywiście nie podlegało wyłączeniu spod obowiązku zakupu energii na podstawie pozostałych punktów § 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lutego 1999 r.).

W przypadku, gdy energia elektryczna wytwarzana była w źródle niekonwencjonalnym, o mocy nie mniejszej niż 5 MW i jednocześnie nie przekraczającej 50 MW, koncesja nie była wymagana. Natomiast, gdy przedsiębiorstwo wytwarzało energię elektryczną w źródłach o mocy więk-

szej niż 50 MW, wówczas na taką działalność zobowiązane było posiadać koncesję.

Ta skomplikowana sytuacja została znacznie uproszczona w wyniku nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne. Ustawa z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne została opublikowana w Dzienniku Ustaw z dnia 14 czerwca 2000 r. (Dz. U. nr 48, poz. 555) i wchodzi w życie z dniem ogłoszenia. Art. 1 pkt 13 tej ustawy zwalnia z konieczności ubiegania się o koncesje wszystkie podmioty wytwarzające energię elektryczną w źródłach o mocy poniżej 5 MW, niezależnie od charakteru tych źródeł. Oznacza to, że zdecydowana większość przedsiębiorstw użytkujących instalacje energetyki odnawialnej nie będzie miała obowiązku uzyskiwania koncesji i co za tym idzie – opracowywania taryfy. Nowa ustawa nie przewiduje także możliwości zmiany tego stanu w drodze rozporządzenia.

Przy dokonywaniu oceny, czy w danym przypadku koncesja jest wymagana, należy zwrócić uwagę, że w różnych aktach prawnych jest mowa o innych mocach. Określenie „źródła o łącznej mocy znamionowej”, użyte w § 1 *rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 17 lipca 1998 r. w sprawie określenia szczególnych rodzajów i zakresu działalności gospodarczej nie wymagającej uzyskania koncesji*, odnosi się do łącznej mocy znamionowej wszystkich źródeł, eksploatowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne. Natomiast sformułowanie, użyte w § 2 *rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lutego 1999 r.*, dotyczy mocy znamionowej jednego źródła, rozumianego jako zbiór połączonych ze sobą urządzeń wytwarzających energię elektryczną. W tym miejscu niezbędne wydaje się przytoczenie definicji źródła niekonwencjonalnego, implikuje ona bowiem prawa i obowiązki wytwórcy energii elektrycznej. Źródłem energii elektrycznej jest zespół połączonych ze sobą urządzeń wytwórczych, zainstalowanych na jednym obszarze i przyłączonych do sieci w jednym punkcie. Fakt, że każdy generator danego źródła jest eksploatowany przez inne przedsiębiorstwo nie stanowi przesłanki do traktowania tychże generatorów jako odrębnych źródeł. Natomiast przy kwalifikowaniu danego źródła jako niekonwencjonalnego wykorzystywana jest interpretacja celowościowa *rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku*. Intencją wymienionego aktu jest preferowanie źródeł nie stwarzających obciążeń dla środowiska, co znalazło odzwierciedlenie w enumeratywnym wyliczeniu w powyższym rozporządzeniu elektrowni wodnych, elektrowni wiatrowych, biogazu, biomasy i słonecznych ogniw fotowoltaicznych. Z tego względu, paliwa nie będące paliwami kopalnymi, jednak pochodzące bezpośrednio z procesu przetworzenia paliw kopalnych, nie mogą być zakwalifikowane do grupy paliw niekonwencjonalnych. Paliwa kopalne są coraz rzadziej wykorzystywane w pierwotnej postaci. Odmienne podejście mogłoby skutkować koniecznością dołączenia do grupy paliw niekonwencjonalnych gazu płynnego, koksu, oleju opałowego oraz odsiarczonego węgla. W rezultacie uznalibyśmy, że większość wykorzystywanej przez nas energii pochodzi ze źródeł niekonwencjonal-

nych. Efekt ekologiczny nie jest jedynym kryterium do zakwalifikowania danego źródła pod względem formalno-prawnym jako niekonwencjonalnego. Z tego względu pominięte zostały źródła energii elektrycznej, w których paliwo stanowi gaz odpadowy z wydobycia ropy, gaz z odmetanawiania kopalń, odpady komunalne oraz mieszaniny, w skład których poza biomasą wchodzić mogą paliwa konwencjonalne itp. Wykorzystanie tych źródeł niewątpliwie przyczynia się do poprawy stanu środowiska naturalnego, jednak paliwa je zasilające są paliwami kopalnymi lub powstały w procesie przetworzenia paliw kopalnych.

Nieco bardziej złożona kwestia występuje w przypadku wytwarzania energii elektrycznej pochodzącej ze spalania odpadów, możliwe jest bowiem zakwalifikowanie takiego źródła jako konwencjonalnego lub niekonwencjonalnego. Ocena nie jest dowolna i zależy od składu paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej. W przypadku spalania biomasy (np. drewno i jego odpady, słoma, biogaz, bioetanol, olej rzepakowy) niewątpliwie mamy do czynienia ze źródłami niekonwencjonalnymi. Dotychczas rozpatrywane wnioski, jak również kierowane do URE zapytania wskazują jednak, że wielu wytwórców energii elektrycznej chciałoby uznania ich źródeł za niekonwencjonalne. Przykładem tego był wniosek koncesyjny dotyczący wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni o mocy 2,6 MW, w której paliwo stanowią posegregacyjne odpady komunalne. W skład odpadów miałyby wchodzić, poza substancjami pochodzenia naturalnego, również produkty metabolizmu społecznego, takie jak na przykład tworzywa sztuczne. Skład odpadów przewidywanych do spalania rzutował na skład spalin, obejmujących m.in. tlenki azotu, związki kadmu, ołowiu i rtęci oraz dioksyny. Z tych względów postępowanie zostało zakończone wydaniem decyzji o umorzeniu postępowania. W przypadku tym, w skład paliwa wchodziła bowiem nie tylko biomasa, lecz również wysokoprzetworzone substancje ropopochodne, co zdecydowało o zakwalifikowaniu źródła jako konwencjonalnego. Ponieważ ma ono niewielką łączną moc znamionową, w świetle cytowanych wyżej przepisów oznacza to, że wytwarzanie w nim energii elektrycznej nie wymaga uzyskania koncesji.

Prowadzenie omawianej działalności gospodarczej często jest jednak warunkowane posiadaniem koncesji. Podmioty zainteresowane jej posiadaniem muszą wystąpić do Prezesa URE z odpowiednim wnioskiem. Wniosek o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej powinien zawierać informacje i dokumenty, o których mowa w art. 35 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, natomiast warunki, których spełnienie jest niezbędne do uzyskania koncesji zostały określone w art. 33 ust. 1 i 3 tejże ustawy. Zagadnienia te szczegółowo przedstawiono w artykule „Jak prawidłowo sformułować wniosek o udzielenie koncesji lub promesy koncesji” – Agnieszka Panek, „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki” 4/99. Poniżej natomiast zostały omówione aspekty specyficzne dla wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii. Warunki, jakie powinien spełnić podmiot ubiegający się o koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, możemy umow-

nie podzielić na cztery grupy – warunków technicznych, finansowych, organizacyjnych i formalnych. Ocena możliwości technicznych polega na sprawdzeniu, czy wnioskodawca jest w stanie dysponować środkami technicznymi, umożliwiającymi podjęcie działalności koncesjonowanej oraz czy istnieją podstawy, aby wykonywanie działalności odbywało się zgodnie z przepisami prawa. Ocena możliwości finansowych polega na sprawdzeniu, czy podmiot dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania. Ocena możliwości organizacyjnych polega na sprawdzeniu, czy podmiot ma możliwości zapewnienia zatrudnienia osób o odpowiednich kwalifikacjach. Do aspektów formalnych zaliczyć można pozostałe kwestie, takie jak prawidłowość uiszczenia opłaty skarbowej za złożenie wniosku, forma prawna oraz miejsce siedziby wnioskodawcy, jak również stwierdzenie, czy osoby podpisane na wniosku są uprawnione do reprezentowania wnioskodawcy oraz czy nie są notowane w Centralnym Rejestrze Skazanych. Szczególnie wiele nieporozumień jest związanych z aspektami formalnymi przy ubieganiu się o koncesję przez obcokrajowców. Przepisy polskie, w przeciwieństwie np. do duńskich, nie zabraniają prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach niekonwencjonalnych obcokrajowcom. Ustawa – Prawo energetyczne natomiast precyzuje, że wnioskodawca powinien mieć siedzibę lub miejsce zamieszkania na terenie Rzeczypospolitej Polskiej. Oznacza to, że osoby nie posiadające obywatelstwa polskiego mogą prowadzić działalność koncesjonowaną poprzez spółki zarejestrowane w Polsce, przy czym uwaga ta dotyczy również zagranicznych podmiotów prawnych.

Oczywistym jest, że podmioty planujące rozpoczęcie działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, w początkowej fazie inwestycji nie będą w stanie spełnić wszystkich warunków technicznych, finansowych i organizacyjnych. Z drugiej strony podmioty zaangażowane w finansowanie bądź realizację projektu chciałyby ograniczyć ryzyko, polegające na niemożności podjęcia działalności po zakończeniu inwestycji. Niepewność co do uzyskania koncesji byłaby przeszkodą uniemożliwiającą zaangażowanie znacznych nieraz środków. W celu wyeliminowania tego ryzyka ustawodawca posłużył się konstrukcją promesy koncesji. Podmiot zamierzający prowadzić działalność podlegającą koncesjonowaniu może ubiegać się o wydanie promesy koncesji. W promesie ustala się okres jej ważności, z tym że nie może on być krótszy niż 6 miesięcy. W okresie ważności promesy nie można odmówić udzielenia koncesji na działalność określoną w promesie chyba, że uległ zmianie stan faktyczny lub prawny podany we wniosku o wydanie promesy. Dzięki temu w sytuacji, gdy przedsiębiorstwo uzyskało promesę koncesji, a stan faktyczny i prawny jest zgodny ze stanem przedstawionym we wniosku o udzielenie promesy, udzielenie koncesji jest przesądzone. Powyższe zależności sprawiają, że promesa koncesji jest dokumentem wymaganym przez instytucje finansowe przy udzielaniu kredytów i podmioty korzystające z zewnętrznych źródeł finansowania, przed ubieganiem się

o koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, występując z wnioskiem o udzielenie promesy.

Z posiadaniem koncesji, bez której prowadzenie działalności w omawianym zakresie jest niemożliwe, wiąże się szereg obowiązków. Koncesja określa warunki ogólne i szczególne wykonywanej działalności, obowiązki w zakresie ochrony środowiska, warunki zaprzestania działalności oraz obowiązki w zakresie sprawozdawczości, jak również okres jej obowiązywania (10 – 50 lat). Natomiast kwestie wnoszenia opłat administracyjnych są regulowane przez właściwe rozporządzenia. Szczególnie wiele pytań skierowanych do URE dotyczy opłat związanych z koncesją, dlatego problem ten wymaga przybliżenia. Jednym z obowiązków jest wnoszenie opłat administracyjnych do budżetu państwa z tytułu uzyskania koncesji, którymi są opłata skarbową i opłata koncesyjna.

Opłatę skarbową wnosi się jednorazowo po uzyskaniu koncesji na podstawie ustawy z dnia 31 stycznia 1989 r. o opłacie skarbowej, jej wysokość określa *rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 9 grudnia 1994 r. w sprawie opłaty skarbowej*. Opłata skarbową za udzielenie promesy koncesji wynosi 300 zł, natomiast za udzielenie koncesji 600 zł. Opłata koncesyjna wnoszona jest corocznie w okresie obowiązywania koncesji, zgodnie z *rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa, którym została udzielona koncesja* (Dz. U. Nr 60 poz. 387 z późn. zm.). Opłatę koncesyjną oblicza się jako iloczyn kwoty przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, osiągniętych w roku poprzedzającym ustalenie opłaty i wskaźnika określonego w tabeli współczynników opłat. Obecnie wysokość minimalnej rocznej opłaty koncesyjnej wynosi 200 zł, natomiast wartość współczynnika dla wytwarzania energii elektrycznej wynosi 0,0006.

Z zagadnieniem posiadania koncesji wiążą się nie tylko obowiązki. *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku* (Dz. U. z dnia 19 lutego 1999 r.) nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną obowiązek zakupu od krajowych wytwórców oferowanej ilości energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych po cenach nie wyższych od najwyższej ceny brutto obowiązującej w przedsiębiorstwie obrotu dla jednostki energii elektrycznej pobieranej przez odbiorców przyłączonych na niskim napięciu, pomniejszonej o opłaty abonamentowe i opłaty za usługi przesyłowe. Oznacza to, że podmioty gospodarcze wytwarzające energię elektryczną w źródłach niekonwencjonalnych i spełniające wymienione wcześniej warunki rozporządzenia są w bardzo korzystnej sytuacji ekonomicznej. Mają bowiem nie tylko pewność odbioru każdej ilości wyprodukowanej energii elektrycznej, ale także mogą liczyć na jej preferencyjną cenę, przekraczającą ceny uzyskiwane przez elektrownie konwencjonalne. W przypadku zaistnienia sporu z zakładem energetycznym wytwórca energii elektrycznej może, na podstawie art. 8 ust. 1. *Ustawy – Prawo energetyczne*, zwrócić się do Pre-

zesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie takiego sporu. Wysokość możliwej do uzyskania ceny różni się w poszczególnych zakładach energetycznych. Aktualne dane dotyczące stosowanych przez zakłady energetyczne taryf są jawne i publikowane w „Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna”.

Zbliżone udogodnienia związane z obowiązkiem zakupu i preferencyjnymi cenami oraz podobne wymagania koncesyjne dotyczą także wytwarzania ciepła z odnawialnych źródeł energii. W dotychczasowej praktyce Urzędu mieliśmy do czynienia jedynie z niewymagającym koncesjonowania wytwarzaniem ciepła z biomasy na potrzeby własne oraz z pozyskiwaniem ciepła z dużych źródeł geotermalnych przez przedsiębiorstwa sieciowe. Nie napływają również pytania dotyczące tej dziedziny. Podmioty zainteresowane sprzedażą ciepła wytworzonego w źródłach odnawialnych przedsiębiorstwom obrotu mogą jednak sięgnąć do wymienionych w tekście aktów prawnych, które regulują kwestie preferencyjnych cen i obowiązku uzyskania koncesji również dla wytwarzania ciepła. Należy jednak zwrócić uwagę, że art. 1 pkt 13 ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne nie zliberalizował progów koncesyjnych dla tego rodzaju działalności. Wg aktualnie obowiązujących przepisów, działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu ciepła (niezależnie od charakteru źródła) wymaga uzyskania koncesji już dla źródeł o mocy zainstalowanej 1 MW.

Jak już wspomniano na wstępie, w najbliższej przyszłości przewiduje się w Polsce intensywny rozwój wytwarzania energii, zwłaszcza elektrycznej, ze źródeł odnawialnych.

Międzynarodowe zobowiązania Polski w sprawie ograniczenia emisji zanieczyszczeń do atmosfery, *Rezolucja Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z 8 lipca 1999 r. w sprawie wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych* oraz starania Polski o wejście do Unii Europejskiej i wynikające stąd zobowiązania do znacznego zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie paliwowo – energetycznym, z pewnością będą sprzyjały temu rozwojowi. Z tych też względów można oczekiwać, że korzystne regulacje prawne dotyczące obowiązku zakupu i preferencyjnych cen dla energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii utrzymają się również w przyszłości.

(Wykaz kolejnych koncesji opublikowano na stronie 4 wkładki).



Maciej Syroka  
Departament Koncesji



Roman Szramka  
Departament Planów i Analiz



Elektrownia wodna Myczkowice



# TARYFY DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

(od 01.01 do dnia 13.06.2000 r.)

Anna Krawczyk

Wnioski taryfowe przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego, które w bieżącym roku wpłynęły do Urzędu Regulacji Energetyki (URE) można podzielić na cztery zasadnicze grupy:

### **Wnioski o korektę obowiązujących pierwszych taryf dla energii elektrycznej**

Grupa ta dotyczy wniosków składanych przez przedsiębiorstwa energetyczne z prośbą o korektę pierwszych taryf (cen i stawek opłat), w tym w wielu przypadkach przez wytwórców energii elektrycznej wykorzystujących w procesie technologicznym jako paliwo podstawowe węgiel kamienny. Powyższe wnioski były pochodną przyjętych przez rząd ustaleń, związanych z programem restrukturyzacji sektora węgla kamiennego. Ustalenia wiązały się bowiem m.in. z podwyższeniem od dnia 1 stycznia 2000 r. ceny węgla kamiennego (wskaźnikowego) do wysokości 134 zł/tonę.

Do dnia 13.06.2000 r. do Prezesa URE wpłynęły 23 tego typu wnioski, przy czym korekta z tytułu wzrostu ceny węgla kamiennego u wytwórców energii dotyczyła 12 wniosków, a także w następstwie powyższego – 1 wniosek PSE S.A. Pozostałe wnioski dotyczyły zmiany obowiązującej taryfy z innych tytułów, takich jak np. oddawania do eksploatacji zmodernizowanych bloków, objętych kontraktami długoterminowymi, rozszerzenia działalności przedsiębiorstwa wynikającej z otrzymania koncesji na przesyłanie, dystrybucję i obrót energią elektryczną lub zmiany kosztów uzasadnionych. Wszystkie wnioski były na bieżąco analizowane. Analiza obejmowała m.in. sprawdzenie czy zaproponowane zmiany cen mają odzwierciedlenie w zmianie kosztów uzasadnionych z przedstawionych przez przedsiębiorstwo przyczyn oraz czy jest to poparte stosownymi dokumentami (np. umowy z dostawcami na zakup węgla).

W większości z nich niezbędne było dokonanie uzupełnień przedłożonych materiałów, co wiązało się z koniecznością wysłania do wnioskodawców stosownych wezwań. Uzupełnienia dotyczyły najczęściej kalkulacji skorygowanych cen, poprawnego udokumentowania deklarowanego wzrostu kosztów oraz przedstawienia dodatkowych wyjaśnień co do zakresu korekty (w niektórych przypadkach wnioskowana korekta taryfy spowodowana była również innymi czynnikami niż wynikało to z przedłożonych materiałów). Skutkiem takiego stanu rzeczy było wydłużenie postępowania administracyjnego w sprawie o zatwierdzenie korekty taryfy.

Do dnia 13.06.2000 r. zatwierdzonych zostało 16 wniosków, 4 postępowania administracyjne zostały umorzone, w stosunku do 1 wniosku podjęta została decyzja odmowna, a 3 są w trakcie rozpatrywania.

### **Wnioski o zatwierdzenie taryf na kolejne lata, w tym:**

- 1. wnioski zakładów energetycznych,**
- 2. wnioski elektrowni i elektrociepłowni,**
- 3. wniosek PSE S.A.**

Wnioski o zatwierdzenie taryf na kolejne lata złożyły przedsiębiorstwa energetyki zawodowej, zajmujące się zarówno wytwarzaniem, jak również przesyłaniem, dystrybucją i obrotem energią elektryczną.

1. W dniach od 25 stycznia do 10 lutego 2000 r. wnioski o zatwierdzenie drugiej taryfy dla energii elektrycznej złożyły 33 spółki dystrybucyjne.

Przedłożone wnioski zostały poddane szczegółowej analizie, która wykazała występowanie uchybień formalnych oraz konieczność uzyskania dodatkowych materiałów i wyjaśnień od poszczególnych spółek.

Dodać w tym miejscu należy, że w świetle postanowień art. 23 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 ze zm.), Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Zgodnie zaś z treścią art. 45 ust. 1 powołanej ustawy taryfa powinna pokrywać uzasadnione koszty działalności przedsiębiorstw energetycznych, jak również zapewniać ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

Analiza wniosków taryfowych wymagała szczególnej wnikliwości między innymi z tego powodu, iż przestały obowiązywać przepisy przejściowe, ograniczające tempo wzrostu cen i stawek opłat, a także dlatego, że taryfa miała być zatwierdzona na okres trzech lat.

Trudne do zaakceptowania z punktu widzenia ochrony interesów odbiorców, były proponowane w części wniosków wzrosty średnich cen w poszczególnych grupach taryfowych.

Przykładowo, zaproponowane w złożonych do zatwierdzenia taryfach wzrosty średnich cen dla indywidualnych odbiorców w lokalach, zasilanych z sieci elektroenergetycznych, niezależnie od wysokości napięcia, za energię zużywaną na potrzeby wiejskich i miejskich gospodarstw domowych oraz pomieszczeń gospodarczych, związanych z prowadzeniem tych gospodarstw, takich jak pomieszczenia piwniczne, garaże, strychy, itp. (odbiorcy z grupy taryfowej G) kształtowały się od od 7,68% (Rzeszowski ZE S.A.) do 55,8% (Będziński ZE S.A.).

Również wzrosty średnich cen dla pozostałych grup odbiorców były w niektórych spółkach trudne do zaakceptowania – np. dla grupy taryfowej A23 zanotowano wzrost rzędu 31% (ZE Szczecin S.A.) a dla grupy taryfowej B11 – spadek od

–34,87% (Łódzki ZE S.A.) do wzrostu o 39,5% (Zielonogórskie ZE S.A.). Natomiast dla odbiorców zasilanych z sieci elektroenergetycznych niskich napięć tj. głównie małych przedsiębiorstw i rzemiosła – np. w grupie taryfowej C22b w jednym przypadku wzrost sięgnął 47% (ZE Szczecin S.A.).

W związku z powyższym konieczne było dokonanie wnikliwej analizy kosztów oraz sposobu kalkulacji cen i stawek opłat. Działanie takie było tym bardziej uzasadnione, że w „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.” przyjętych przez Radę Ministrów, rząd deklaruje iż „podejście stosowne działania, aby zmiany poziomu i struktury taryf mogły być dokonywane w sposób ewolucyjny. W szczególności, w najbliższych latach dopuszczalny będzie wzrost cen o kilka punktów procentowych ponad inflację dla tych odbiorców, którzy dotąd byli beneficjentami skróśnego subsydiowania, kosztem innych grup odbiorców”.

Z analizy przedłożonych wniosków wynikało, że szczególną uwagę w aspekcie proponowanych przez spółki wzrostów średnich cen – należy zwrócić na możliwości płatnicze (siłę nabywczą gospodarstw domowych) odbiorców energii elektrycznej z obszaru działania danej spółki.

Lektura materiału analitycznego wykazała, że w niektórych przypadkach spółki planowały pokrycie strat poniesionych w poprzednich latach już w pierwszym roku obowiązywania drugiej taryfy, co z punktu widzenia ochrony interesów odbiorców wydawało się zbyt forsownym założeniem.

Kolejny, bardzo istotny problem wiązał się z faktem, że zakłady energetyczne korzystając z możliwości porządkowania przychodów w przedłożonych do zatwierdzenia taryfach, dokonywały w poszczególnych grupach taryfowych takiej ich alokacji, która sprowadzała się do utrzymywania lub do niewielkiego obniżenia cen energii elektrycznej na rzecz podwyższania stawek opłat za usługi przesyłowe. Wysokość tych stawek stanowić mogłaby swoistą zaporę przed korzystaniem tzw. odbiorców „uprawnionych” z prawa dostępu do sieci elektroenergetycznej, co zagwarantowane jest treścią rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 107, poz. 671). Postawa taka trudna była do zaakceptowania, gdyż stanowiła sprzeczność z zapisanym w ustawie – Prawo energetyczne obowiązkiem promowania konkurencji w sferze usług świadczonych przez sektor elektroenergetyczny.

W efekcie, w stosunku do jednego zakładu energetycznego (Zakład Energetyczny Wrocław S.A.) podjęta została niezwłocznie decyzja odmowna, gdyż wniosek tego przedsiębiorstwa zawierał wady formalno-prawne, natomiast w stosunku do pozostałych zakładów konieczne okazało się wystosowanie wezwań do dostosowania taryf do wymogów obowiązujących przepisów prawa, jak również uzupełnienia przesłanych materiałów o dodatkowe wyjaśnienia i materiały analityczne. W wezwaniach, w większości wysłanych w dniach od 8 do 10 lutego br. wyznaczono 7-dniowy termin udzielenia odpowiedzi, natomiast dwa zakłady energetyczne złożyły wnioski o umorzenie postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy.

Po otrzymaniu wezwań, w okresie od 16 do 24 lutego

2000 r., większość spółek dystrybucyjnych podjęła decyzję o zawieszeniu postępowania administracyjnego. Spółki uzasadniały to koniecznością przygotowania niezbędnych materiałów analitycznych (sytuacja taka dotyczyła 26 zakładów), będących podstawą do zatwierdzenia taryf.

Ta sytuacja potwierdzała brak szczegółowego i rzetelnego podejścia spółek dystrybucyjnych do stanowienia taryf i była dowodem, iż pojawiające się opinie o opóźnieniach w procesie zatwierdzania taryf mają swoje źródło w poszczególnych zakładach energetycznych i z pewnością nie powstały z winy regulatora.

W przypadku postępowań zawieszonych na żądanie spółek, decyzja o ich kontynuowaniu mogła być podjęta jedynie przez poszczególne spółki dystrybucyjne (na wniosek strony). Do dnia 22 marca br. decyzję o kontynuowaniu postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryf podjęło 20 spółek. W 18 przypadkach konieczne było wystosowanie do zakładów energetycznych drugich wezwań (ze względu na stwierdzone braki i niespójności w przekazanym materiale oraz konieczność dostosowania taryf do przepisów prawa). Część spółek nadal utrzymywała trudne do zaakceptowania – w szczególności w grupach taryfowych obejmujących indywidualnych odbiorców w lokalach – wzrosty średnich cen w przedłożonych do zatwierdzenia taryfach (np. o 27,04% dla grupy G11 – Górnośląski ZE S.A., czy o 34,13% dla grupy taryfowej G12 – Beskidzka Energetyka S.A.).

Jednym z najbardziej znaczących uchybień, obok trudnych do zaakceptowania społecznie wzrostów średnich cen w poszczególnych grupach taryfowych, stanowiło ustalenie przez niektóre zakłady energetyczne stawek opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej niezgodnie z obowiązującymi przepisami, tj. w wysokości odzwierciedlającej poniesione nakłady a nie koszty. Zagadnienie to, jak również treść niektórych zapisów w tekstach taryf, dotyczących problemu ustalenia metody obliczania opłat za ponadoptymalny pobór energii biernej czy opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej oraz zapewnienie przez spółki przedstawienia symulacji wzrostów opłat dla reprezentatywnych grup odbiorców stanowiło forum do dyskusji z Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

W wyniku powyższego Urząd Regulacji Energetyki przedstawił swoje stanowisko pisemnie i konsekwentnie przestrzegal przyjętych ustaleń. Dzięki temu, ujednoczeniu uległy niektóre zapisy w taryfach, w tym w szczególności we wszystkich taryfach zostały ustalone jednakowe stawki opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Do dnia 13.06.2000 r. zatwierdzonych zostało 31 taryf dla zakładów energetycznych, w stosunku do 1 zakładu energetycznego podjęta została decyzja odmowna (Zakład Energetyczny Toruń S.A.), natomiast 1 wniosek jest w trakcie postępowania administracyjnego (STOEN S.A.).

2. Kolejną grupę wnioskodawców stanowiły przedsiębiorstwa posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej (niektóre posiadające również koncesje na przesyłanie i dystrybucję oraz obrót energią elektryczną), które wnioski składały o zatwierdzenie II taryfy dla energii elektrycznej.

Wśród tej grupy wniosków daje się zauważyć ogromną

**Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE**  
(stan na 16.06.2000 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %	
Warszawa	Plocka Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Płocku	9,70	
	Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SPEC w Warszawie	11,50	
	Elektrownia „Kozienice” S.A. w Świerzach Górnych	25,30	
	PEC Sp. z o.o. w Mławie	5,10	
	Energia Żyrardów S.A.	12,10	
	Zakład Usług Technicznych Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Radomiu	9,90	
	Ekokaloria Energetyka I Sp. z o.o. w Lipsku	53,30	
	Intercell S.A. w Ostrołęce	56,30	
	Wrocław	Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. w Oleśnicy	4,72
		Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy S.A.	5,40
Poznań	Zakłady Papiernicze Krapkowice S.A. w Krapkowicach	10,85	
	SM „Zamcze” Włocławek	26,26	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Ciechocinek	1,38	
	Przedsiębiorstwo Komunalne w Tucholi Sp. z o.o.	6,23	
	Zakłady Sprzętu Motoryzacyjnego „POLMO” S.A. w Brodnicy	0,06	
	Przedsiębiorstwo Komunalne w Kruszwicy Sp. z o.o. w Kruszwicy	6,97	
	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bydgoszczy	13,24	
	„Elana” S.A. w Toruniu	10,11	
	Miasto i Gmina – Radzyń Chelmiński	8,80	
	„Mostostal Słupca” S.A.	5,57	
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej – Słupca	25,96	
	Elektrociepłownia Kalisz–Piwonice S.A.	0,87	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Konin Sp. z o.o.	12,55	
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Koło	-0,54	
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszaniowej Sp. z o.o. w Turku	13,64	
	Zespół Elektrowni Pątnów–Adamów–Konin S.A.	9,96	
	Gdańsk	Cukrownia „Zbiersk” S.A. w Zbiersku	1,00
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „EMPEC” Sp. z o.o. w Ustce		6,13	
Zakład Usług Komunalnych w Pelplinie		3,01	
Kraków	Ciepłownia Miejska Sp. z o.o. w Węgorzewie	6,41	
	Elektrociepłownia Sp. z o.o. Wolbrom	3,62	
	Gmina Słomniki ZGKiM w Słomnikach	15,25	
Katowice	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o. w Stalowej Woli	11,60	
	Zespół Elektrociepłowni Bielsko–Biała S.A.	12,50	
	Elektrociepłownia Będzin S.A. w Będzinie	4,05	
	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ADM” Sp. z o.o. w Sosnowcu	0,00	
	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowo–Usługowe „Energomex” Sp. z o.o. w Jaworznie	14,86	
	Agencja Poszanowania Energii i Usług Energetyczno–Górnictwowych „ENMAG–EG” w Piekarach Śląskich	4,54	
Łódź	POWEN S.A. w Zabrzu	14,99	
	Huta Cynku „Miasteczko Śląskie” PP w Tarnowskich Górach	0,00	
	Zespół Elektrociepłowni S.A. w Łodzi	4,40	
	Zakłady Wytwórcze Maszyn Elektrycznych i Transformatorów EMIT S.A. w Żychlinie	7,88	
	DAMIS–CENTRUM Bogdan Tomaszewski w Łodzi	10,59	
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszaniowej w Tomaszowie Mazowieckim	14,59	
Szczecin	Opoczno S.A. w Opocznie	13,76	
	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A. Nowe Czarnowo	10,00	
	Miejska Energetyka Ciepła j.s.g.m. w Kołobrzegu Sp. z o.o.	-4,25	
	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Płonia” w Kołbaczu	-11,70	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Sławno	6,90	
	Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o. Kostrzyn n/Odrą	8,05	
Lublin	Relpol S.A. Żary	23,88	
	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „Arpol” Sp. z o.o. Zielona Góra	9,05	
	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A. w Zamościu	1,98	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Zamościu	11,80	
	Elektrociepłownia GIGA Sp. z o.o. w Świdniku	7,96	
	Gmina Łęczna – Zakład Energetyki Ciepłej	9,11	
	Elektrociepłownia Białystok S.A.	5,91	
	Energoinwest Białystok S.A.	0,14	
	Zakłady Mięsne Łmeat–Łuków S.A. w Łukowie	13,19	
	Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o. w Świdniku	0,00	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Hajnówce	12,34		
Samodzielny Publiczny Zespół Opieki Zdrowotnej w Chełmie	14,84		

**Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej  
(stan na 16.06.2000 r.)**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Elektrociepłownia Białystok S.A.	13.04.2000 r.
2	Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A.	14.04.2000 r.
3	Energetyka Poznańska S.A.	14.04.2000 r.
4	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A.	14.04.2000 r.
5	Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A.	19.04.2000 r.
6	Zakład Energetyczny Łódź-Teren S.A.	19.04.2000 r.
7	Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A.	19.04.2000 r.
8	Zakład Energetyczny Opole S.A. w Opolu	19.04.2000 r.
9	Beskidzka Energetyka S.A.	19.04.2000 r.
10	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń”	19.04.2000 r.
11	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki „SIARKOPOL”	19.04.2000 r.
12	Zakład Energetyczny Jelenia Góra S.A.	20.04.2000 r.
13	Zakład Energetyczny Legnica S.A.	21.04.2000 r.
14	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A.	21.04.2000 r.
15	Zakład Energetyczny Kraków S.A.	21.04.2000 r.
16	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich „KOGENERACJA” S.A.	26.04.2000 r.
17	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o.	28.04.2000 r.
18	Zakład Energetyczny Białystok S.A.	28.04.2000 r.
19	Zakład Energetyczny Częstochowa S.A.	29.04.2000 r.
20	Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A.	4.05.2000 r.
21	Zakład Energetyczny Koszalin S.A.	5.05.2000 r.
22	Elektrociepłownia „Będzin” S.A.	5.05.2000 r.
23	Elektrownia „Belchatów” S.A.	5.05.2000 r.
24	Zakład Energetyczny Słupsk S.A.	8.05.2000 r.
25	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A.	8.05.2000 r.
26	Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A.	8.05.2000 r.
27	Energetyka Kaliska S.A.	11.05.2000 r.
28	Zakład Energetyczny Gorzów S.A.	11.05.2000 r.
29	Zakład Energetyczny Plock S.A.	12.05.2000 r.
30	Elektrownia Chorzów S.A.	16.05.2000 r.
31	Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A.	16.05.2000 r.
32	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	17.05.2000 r.
33	Energetyka Szczecińska S.A.	18.05.2000 r.
34	Elektrociepłownia „Victoria” Sp. z o.o.	18.05.2000 r.
35	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A.	18.05.2000 r.
36	Elektrociepłownia Gorzów S.A.	18.05.2000 r.
37	Łódzki Zakład Energetyczny S.A.	19.05.2000 r.
38	Elektrownia Łaziska S.A.	19.05.2000 r.
39	Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A.	22.05.2000 r.
40	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	23.05.2000 r.
41	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A.	25.05.2000 r.
42	Polska Energia Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o.	31.05.2000 r.
43	Zakład Energetyczny S.A. w Olsztynie	31.05.2000 r.
44	Zakład Energetyczny Wrocław S.A.	31.05.2000 r.
45	Euro-Energetyka Sp. z o.o.	31.05.2000 r.
46	„Adam-Pol” Sp. z o.o.	13.06.2000 r.
47	ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna S.A.	13.06.2000 r.
48	Elektrownie Szczytowo-Pompowe S.A.	13.06.2000 r.

**Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej**  
(stan na 16.06.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Elektrownia Siersza S.A.	16.03.2000 r.
2	Elektrownia „Kozienice” S.A.	16.03.2000 r. 31.05.2000 r.
3	Elektrociepłownia „KRAKÓW” S.A.	13.04.2000 r.
4	Zespół Zbiorników Wodnych Czorsztyn–Niedzica–Sromowce Wyżne S.A.	28.04.2000 r.
5	Elektrownia ŁAGISZA S.A.	31.05.2000 r.
6	Firma Chemiczna Dwory S.A.	9.06.2000 r.
7	Energetyka Kaliska S.A.	16.06.2000 r.
8	ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna S.A.	16.06.2000 r.

**Odmowa zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej**  
(stan na 16.06.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Energetyczny Toruń S.A.	31.05.2000 r.

**Odmowa zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej**  
(stan na 16.06.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zespół Elektrociepłowni Wybrzeże S.A.	4.05.2000 r.

**Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych**  
(stan na 16.06.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	3.03.2000 r.
2	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń”	3.03.2000 r.
3	Zakłady Usług Gazowniczych „LOKGAZ” Sp. z o.o.	26.05.2000 r.
4	„Petrico” S.A.	26.05.2000 r.

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 16.06.2000 r.)

**Koncesje na wnioszek**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Zygmunt Mierzejewski, Agnieszka Kuklińska, Dariusz Piotr Mierzejewski, Jadwiga Mierzejewska – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „BENZOL” S.C. Zygmunt Mierzejewski i S–ka	07–410 Ostrołęka, ul. Graniczna 7	Wpc
2	„Preem Polska” Sp. z o.o.	00–655 Warszawa, ul. Nowowiejska 25	Wpc
3	„Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa” Sp. z o.o.	40–043 Katowice, ul. Jordana 25	Oee
4	Jarosław Halfar, Maria Halfar, Sylwester Halfar – „HALFAR” S.C.	44–373 Wodzisław Śląski, ul. Młodzieżowa 303	Opc
5	„Oil–Service” Sp. z o.o.	50–439 Wrocław, ul. Handelsmana 17 a	Opc
6	„Eurostal Finance” S.A.	40–159 Katowice, ul. Jesionowa 9 a	Opc
7	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Usługowo–Handlowe „Kawiro” Sp. z o.o.	41–400 Mysłowice, ul. Kolejowa 2	Opc
8	Andrzej Gotwald – Stacja Benzynowa „AUTOTANK”	97–300 Piotrków Trybunalski, ul. Zamkowa 8	Opc
9	Andrzej Nalepa, Andrzej Cichy, Maciej Sożyński – „PROMGAZ” S.C.	50–304 Wrocław, ul. Rychtalska 16	Opc
10	Przedsiębiorstwo Techniczno–Handlowe „TEX” Sp. z o.o.	43–100 Tychy, ul. Wałowa 37	Opc
11	Józef Filip, Barbara Filip – Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowo–Usługowe „MAXPOL” S.C.	40–007 Katowice, ul. Bankowa 11	Opc
12	Władysław Pędziwiatr – Przedsiębiorstwo Handlowo–Produkcyjno–Usługowe „MARKUS”	42–208 Częstochowa, ul. Rakowska 8/66	Opc
13	Marcin Softysiak – Busines Marketing Corporation	42–125 Łobodno, ul. Sienkiewicza 47	Opc
14	Robert Ślęzak – Firma Handlowa Robert Ślęzak	01–052 Warszawa, ul. Anielewicza 24A/39	Opc
15	Barbara Kalkusińska – „EMER”	02–936 Warszawa, ul. Bonifacego 75/111	Opc
16	Janusz Maliszewski – Dystrybucja Gazu Płynnego „Bracia Maliszewscy”	26–803 Wola Fałęcice, Promna	Opc
17	Elżbieta Pochopień–Kalyniak – „AgRob EKO”	41–810 Zabrze, ul. K. Sitki 21	Wpc, Mpc, Opc
18	Ośrodek Badawczo–Rozwojowy Przemysłu Rafineryjnego	09–411 Płock, ul. Chemików 5	Wpc
19	„ZACH–CIECH” Sp. z o.o.	41–503 Chorzów, ul. Narutowicza 15	Wpc
20	Andrzej Borysiewicz, Zofia Wróblewska – „AB–OIL” S.C.	41–506 Chorzów, ul. Stalowa 16	Wpc, Mpc
21	„Import–Export Polen–Deutschland Eckhard Jabs” Sp. z o.o.	64–300 Nowy Tomyśl, Sątopy, ul. Kościelna 5	Opc
22	Dariusz Wieczorek – Firma Usługowo–Handlowa „DAREX”	40–167 Katowice, ul. Topolowa 11	Opc
23	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „Galant–Oil”	75–811 Koszalin, ul. Polczyńska 71 a	Opc
24	„Energopol–Ekspres” S.A.	00–950 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21	Opc
25	Gabriel Twardy – Zakład Handlowo–Usługowy	63–900 Rawicz, ul. Rzemieśnicza 16	Opc
26	„General Petrol” S.C.	66–300 Międzyrzecz, ul. Waszkiewiczza 22	Opc
27	Przedsiębiorstwo Eksportu i Importu „KOPEX” S.A.	40–172 Katowice, ul. Grabowa 1	Opc
28	Jarosław Michalski, Piotr Flak – Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowo–Usługowe „Poli–Max” S.C.	09–401 Płock, Kolejowa 5	Opc
29	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowo–Usługowe „EKO–BENZ” Sp. z o.o.	96–511 Kamion, Kamion Mały	Opc
30	Bogusław Fabisiak, Marcin Pisarczyk – Przedsiębiorstwo Handlowe BOMAR S.C.	01–903 Warszawa, ul. M. Dąbrowskiej 17/17	Opc
31	Artur Hernik, Tomasz Hernik – „A.T.H. HERNIK” S.C.	26–600 Radom, ul. Kierzkowska 1	Opc
32	Stanisław Tyrała, Helena Tyrała, Dorota Tyrała, Andrzej Tyrała – Skład Opatu Materiałów Budowlanych i Nawozów Stanisław Tyrała i S–ka S.C.	58–500 Jelenia Góra, ul. Sudecka 30	Opc
33	„Kolgard–Oil” Sp. z o.o.	05–220 Zielonka, ul. Podleśna 7 a	Opc
34	Przedsiębiorstwo Hurtowo–Usługowe „KONKURENT” Sp. z o.o.	27–600 Sandomierz, ul. Lwowska 48	Opc

35	Przedsiębiorstwo Ciężkiego Sprzętu Budowlanego Budownictwa Węglowego S.A.	43-100 Tychy, ul. Fabryczna 11	Mpc
36	Jan Rumin – Firma Handlowo–Usługowa „AUTO–GAZ”	42-200 Częstochowa, ul. Okrzei 8/10	Opc
37	Alicja Górską, Zenon Górski – „GAZTRANS” – Obwoźna Sprzedaż Gazu S.C.	74-202 Bielice, Chabowo 36	Opc
38	„AUTOGAZ” Sp. z o.o.	34-500 Zakopane, ul. Jagiellońska 25	Opc
39	Piotr Borkowski, Jan Pietrzakiewicz – „ATUT” S.C.	78-125 Rymań, ul. Szkolna 7	Opc
40	Janusz Dasiewicz – „EKONAFI” PW	26-600 Radom, ul. Tartaczna 25	Opc
41	„PETROWIS” Sp. z o.o.	02-691 Warszawa, ul. Obrzeźna 3	Opc
42	„TEGRA” Sp. z o.o.	59-300 Lubin, ul. M. Curie–Szkłodowskiej 47	Opc
43	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Usługowo–Handlowe „WARTER–OIL” Sp. z o.o.	31-334 Kraków, ul. Łokietka 177	Opc
44	Artur Rafalik, Jan Rafalik, Aleksander Budziński – „EKO–TRANS” S.C.	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Podhalańska 25	Opc
45	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Usługowo–Handlowe „Trans–Oil” – Krzysztof, Beata Woliński	99-300 Kutno, ul. Woźniaków 40	Opc
46	Andrzej Kucharski, Urszula Gołębiowska – Zakład Produkcyjno–Handlowo–Usługowy „Gomak” S.C.	98-220 Zduńska Wola, ul. Klasztorna 15	Opc
47	Arkadiusz Jerzy Lachowski – Przedsiębiorstwo Handlowo–Finansowe „PAL–OIL”	58-560 Jelenia Góra, Plac Piastowski 30	Opc
48	Stacje Paliw „GLIMAR” Sp. z o.o.	38-300 Gorlice, ul. Tuwima 8	Opc
49	„TERMOL” Sp. z o.o.	85-097 Bydgoszcz, ul. Jagiellońska 34	Opc
50	Janusz Marczak, Marek Przybysz – „JANMAR” S.C.	05-240 Tłuszcz, ul. Batorego	Opc
51	Krzysztof Podgórnjak, Grzegorz Karaś, Zdzisław Śnieżko, Jerzy Godzwon – Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowo–Usługowe „NAFTOMAX” S.C.	14-100 Ostróda, ul. Szosa Tyrowska	Opc
52	„FLO” Sp. z o.o.	81-336 Gdynia, ul. Kollątaja 1 lok. 92	Opc
53	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Usługowo–Handlowe „AUTOBODO” Sp. z o.o.	40-161 Katowice, Al. Korfańtego 83	Opc
54	Stanisław Horyza – Stacja Paliw i Agencja Handlu i Usług	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Krotoszyńska 179	Opc
55	„Polish Group Energy” Sp. z o.o.	71-614 Szczecin, ul. Bazarowa 6/4	Opc
56	„PETROMET” Sp. z o.o.	22-100 Chełm, ul. Fabryczna 6	Opc
57	„PIOP–NAFT” S.A.	15-265 Białystok, ul. Drewniana 16/2	Opc
58	„PaBeRo” Sp. z o.o.	60-195 Poznań, ul. Makuszyńskiego 44	Opc
59	Paweł Kostecki – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „GRANT”	32-660 Chełmek, Plac Kilińskiego 1	Opc
60	„Tankpol” Sp. z o.o.	33-230 Szczucin, ul. Piłsudskiego 54	Oee
61	„Petro–Tank” Sp. z o.o.	36-145 Widelka 869	Oee
62	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Usługowo–Handlowe „Energomedia” Sp. z o.o.	42-200 Zawiercie, ul. Okólna 10	Ppg, Opg
63	Zarząd Morskiego Portu Gdańsk S.A.	80-955 Gdańsk, ul. Zamknięta 18	Wcc, Pcc, Occ, Pee, Oee
64	Ryszard Grabowski, Maria Konowalczyk, Kazimierz Rambał – Zakład Usługowo–Hurtowy „Z.U.H. NAFTHURT” S.C.	64-300 Nowy Tomyśl, ul. Kolejowa 34	Mpc, Opc
65	Zakład Metali Lekkich „Kęty” S.A.	32-650 Kęty, ul. Kościuszki 111	Ppg, Opg
66	Specjalna Strefa Ekonomiczna Żarnowiec–Tczew Sp. z o.o.	80-830 Gdańsk, ul. Długi Targ 39/40	Pee, Oee
67	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „TERMAL” S.A.	59-300 Lubin, ul. Przemysłowa 2	Ppg, Opg
68	Jan Majchrzak, Marek Błoma, Wojciech Kropisz, Wojciech Janiszewski, Paweł Trojak, Krzysztof Nytko, Jacek Zyskowski – Spółka Handlowo–Usługowa „TECHMET” S.C. J. Majchrzak i S–ka	42-200 Częstochowa, ul. Bór 164	Mpc
69	Zakład Usługowo–Handlowo–Produkcyjny „AUTOMARK” – Marek Rosiak	98-220 Zduńska Wola, ul. Mostowa 3	Opc
70	Krzysztof Bał, Jolanta Bał, Zygmunt Jendro, Elżbieta Jendro – „Krzysztof i Jolanta BAL Zygmunt i Elżbieta Jendro S.C.”	42-700 Lubliniec, ul. Częstochowska 93 i 95	Opc
71	Przedsiębiorstwo Obrotu Środkami Produkcji „BOMIS” S.A.	40-155 Katowice, ul. Konduktorska 14	Opc
72	ONYKS POZNAŃ Sp. z o.o.	60-179 Poznań, ul. Jeleniogórska 18	Opc

73	Longin Pietras – PETROINWEST	42–300 Myszków, ul. Partyzantów 21	Opc
74	Krzysztof Marek Urbaniak, Jolanta Niewadziol – MNW „VEZAR” S.C.	80–288 Gdańsk, ul. Marusarzówny 2/38	Opc
75	Jacek Tomaszewski, Elstera Olejniczak, Marek Olejniczak, Wiesław Lekier – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „EKO–OPAL” S.C.	61–291 Poznań, Osiedle Czecha 120/13	Opc
76	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Metalurg”	41–300 Dąbrowa Górnicza, ul. Augustyniaka 17 a	Pcc
77	Stanisław Kaczmarek, Mirosława Kaczmarek – „Spółka Cywilna Stanisław Kaczmarek i Mirosława Kaczmarek”	89–100 Nakło n/Notecią, ul. Półwiejska 2	Mpc, Opc
78	Przedsiębiorstwo Górnicze „DEMEX” Sp. z o.o.	41–800 Zabrze, ul. Hagera 43	Pee, Oee
79	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „AWIA” Sp. z o.o.	43–400 Cieszyń, ul. Głęboka 25	Opc
80	Łukasz Waloch, Andrzej Waloch – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „WALPEX” S.C.	42–200 Częstochowa, ul. Belchatowska 5 a	Opc
81	Edmund Dworak, Tomasz Toczyski – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „TOREX” S.C.	68–100 Żagań, Plac Słowiański 6	Opc
82	Centrala Zbytu Węgla „WĘGŁOZBYT” S.A.	40–048 Katowice, ul. Kościuszki 30	Opc
83	Andrzej Włodarski, Mariola Włodarska, Wojciech Włodarski – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „Martyna” S.C.	14–300 Morąg, ul. Zamkowa 14	Opc
84	Toruńskie Wielobranżowe Towarzystwo „LEMIX” Sp. z o.o.	87–100 Toruń, ul. Wapienna 10	Opc
85	Anna Kuminek – „AN–DAR”	53–325 Wrocław, ul. Gen. Hallera 43/8	Opc
86	„LUKOIL INVEST POLAND” Sp. z o.o.	03–717 Warszawa, ul. Jagiellońska 15	Opc
87	„VT–ENERGO” Sp. z o.o.	11–040 Dobrze Miasto, ul. Fabryczna 21	Wcc, Pcc
88	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ATEX” Sp. z o.o.	22–400 Zamość, ul. Hrubieszowska 173	Wcc
89	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki „SIARKOPOL”	39–405 Tarnobrzeg, ul. Zakładowa 50	Ppg, Opg
90	„Innowacja” S.A.	42–500 Będzin, ul. Modrzejowska 49	Opc
91	„INPOL–PETROL” Sp. z o.o.	42–680 Tarnowskie Góry, ul. Batalionów Chłopskich 2	Opc
92	Wodzisławskie Przedsiębiorstwo Robót Inżynieryjnych Przemysłu Węglowego	44–300 Wodzisław Śląski, ul. Jana 16	Opc
93	Rafał Stępnia, Katarzyna Pezowicz – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „AHR” S.C.	11–700 Mrągowo, ul. Lubelska 5 b	Opc
94	„ENERGOPOL – OIL” Sp. z o.o.	00–511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21	Opc
95	„Śląski Węgiel i Stal” S.A.	44–203 Rybnik, ul. Brzezińska 8 a	Opc
96	Zdzisław Kuszewski, Agnieszka Kuszewska – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „ZAK” S.C.	03–842 Warszawa, ul. Grochowska 293	Opc
97	Andrzej Owczarek, Piotr Król, Grzegorz Dyński, Ryszard Pękala, Wiesław Wrona – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „EKO–NAFT” S.C.	22–100 Chełm, ul. Towarowa 3	Mpc, Opc
98	„PETRO SERVICE” Sp. z o.o.	53–148 Wrocław, ul. Wolbromska 11/2	Opc
99	„WACH” Sp. z o.o.	23–440 Frampol, ul. Bilgorajska 1	Opc
100	Szymon Grech, Roman Lenczuk – Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „GRELEN” S.C. Stacja Paliw – Droga Nr 3	59–101 Polkowice	Opc
101	„METRAD” Sp. z o.o.	42–200 Częstochowa, ul. Śląska 23/25	Opc
102	Paweł Dawidowicz	24–100 Puławy, ul. Polna 16/4	Opc
103	Józefa Brzostowska, Edward Brzostowski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowe „DEXPOL” S.C. Import–Export	39–200 Dębica, ul. Sandomierska 7	Oee
104	Magdalena Bogdańska – PETROCHEMCOMPLEX	51–351 Wrocław, ul. Kownieńska 8	Opc

## Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Opc – obrót ciepłem

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi



## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI (stan na 16.06.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Jacek Balcerak, Krzysztof Jasnowski – Przedsiębiorstwo Techniczno-Handlowe „POLTERM” S.C.	70-722 Szczecin, ul. Bagienna 36 c	Pcc

Legenda:

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE (stan na 16.06.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	DONGWON ZS POLSKA Sp. z o.o.	67-120 Koźuchów, ul. 22 Lipca 5
2	STATOIL TECHNAFT Sp. z o.o.	31-231 Kraków, ul. Bociana 6
3	Wodzisławskie Przedsiębiorstwo Robót Inżynieryjnych Przemysłu Węglowego	44-300 Wodzisław Śląski, ul. Jasna 16
4	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe Zakład Pracy Chronionej	39-200 Dębica, ul. Sandomierska 7
5	Zakład Handlowo-Usługowy Auto-Stacja J. Mastej D. Mastej S.C.	67-200 Głogów, ul. Wierzbową 21
6	Zakłady Azotowe „Puławy” S.A.	24-110 Puławy, ul. Tysiąclecia Państwa Polskiego 13
7	LAFARGE CEMENT POLSKA S.A. Polska Cementownia Małogoszcz	28-366 Małogoszcz, ul. Warszawska 110
8	Zakłady Przemysłu Bawełnianego FASTY S.A.	15-688 Białystok, ul. Przędzalniana 8
9	A. Brzozowski Zakład Projektowania i Usług Teletechnicznych	45-045 Opole, ul. Studzienna 3
10	Przedsiębiorstwo Produkcji Różnej Handlu i Usług Sp. z o.o.	31-580 Kraków, ul. Nowohucka 11
11	OIL-POL Marek Pociąg	76-200 Słupsk, ul. Przemysłowa 35
12	P.H.U. KORMORAN S.C.	78-314 Sławoborze, ul. Białogardzka 10
13	Centrum Produktów Handlowych	63-200 Jarocin, ul. Moniuszki 33
14	Giełda Energii S.A.	00-513 Warszawa, ul. Nowogrodzka 11
15	P.H.U. GAZBUT Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. Długa 1
16	Urząd Miejski w Brusach	89-632 Brusy, ul. 4 Marca 1
17	POLNAFT Roman Nowak	75-503 Koszalin, ul. Słowiańska 15
18	KRAK-BROKERS S.A.	30-504 Kraków, ul. Kalwaryjska 69
19	P.H.U. „TAL-MEX” S.C.	42-200 Częstochowa, ul. Dąbrowskiego 52/1
20	PETROX CENTRUM Kazimierz Stryjewski	04-345 Warszawa, ul. Wspólna Droga 25A/2
21	ELEKTROBUDOWA S.A.	40-246 Katowice, ul. Porcelanowa 12
22	„KARIMA – BIS” Karoń Krzysztof, Karoń Maria	28-300 Jędrzejów, ul. Przasław 70
23	RTB S.A.	41-700 Ruda Śląska, ul. Szyb Walenty 32
24	PRIMUS S.C.	83-110 Tczew, ul. Jagiellońska 56 a
25	CINERGY GLOBAL RESOURCES 1 Sp. z o.o.	20-952 Lublin, ul. Melgiwska 7/9
26	Fabryka Maszyn Glinik S.A.	38-320 Gorlice, ul. Michalusa 1
27	Przedsiębiorstwo UNIRES Sp. z o.o.	80-239 Gdańsk, ul. Maliszewskiego 12/13
28	Firma Handlowo-Usługowa PETROS Stanisław Smagała	32-590 Libiąż, ul. 11 Listopada 18/61
29	Urząd Gminy w Starym Targu	82-410 Stary Targ, ul. Świerczewskiego 20
30	Okręgowy Związek Karate	62-800 Kalisz, ul. Jabłowskiego 3
31	Przedsiębiorstwo Usługowe Zespołu Elektrociepłowni Wrocław	50-220 Wrocław, ul. Łowiecka 24

32	„TELTAR” Sp. z o.o.	39–400 Tarnobrzeg, ul. Sienkiewicza 145
33	„DOMINIKA” Transport Import–Eksport	09–410 Plock, ul. Wyszogrodzka 161/115
34	P.W. EL–PLAST	44–304 Wodzisław Śląski, ul. Mszańska 1 a
35	P.H.U. LEMARK Sp. z o.o.	05–870 Błonie, ul. Bramki 39
36	DANSZTOF Sp. z o.o.	59–920 Bogatynia, ul. Armii Czerwonej 17
37	„LEXPOL PREEM” Jacek Czerwiński	05–820 Piastów, Al. Krakowska 63
38	Elf Lubrificants Polska Sp. z o.o.	02–672 Warszawa, ul. Domaniewska 39 a
39	Fasty Sp. z o.o. Przedsiębiorstwo Handlu Tekstylami	15–688 Białystok, ul. Przędzalniana 8
40	„ANNA” Sp. z o.o.	57–160 Borów, ul. 11–Listopada 21
41	P.H.U. „Gromark” A. Grośkiewicz	87–800 Włocławek, ul. Rysia 8
42	Przedsiębiorstwo Techniczno–Handlowe POLTERM S.C.	70–772 Szczecin, ul. Bagienna 36 c
43	P.P.H.U. ARENDA Sp. z o.o.	48–335 Nowy Las, ul. Charbielin 91
44	ENERGOPOL–OIL Sp. z o.o.	00–511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21
45	Aneta Goldynek	64–100 Leszno, ul. Rejtana 24/10
46	P.H.U. STAWAG	44–330 Jastrzębie Zdrój, ul. 1 Maja 22
47	P.P.H.U. „ASPOL” S.C. Andrzej i Sylwester Szymański	99–319 Dobrzeliń
48	P.P.H.U. „PETRO–BENZ” Edyta Salik	66–200 Świebodzin, ul. Poznańska 15/7
49	P.H.P. Agro – Efekt Sp. z o.o.	56–500 Syców, ul. Parkowa 14
50	Fabryka Wafli GRODCONO Sp. z o.o.	49–200 Grodków, ul. Wrocławska 60
51	STEELCOM–INDUSTRY Przemysław Marek	43–400 Cieszyn, ul. Stawowa 16
52	Przedsiębiorstwo Handlowe A. Kiedrowski, M. Stoltman, J. Szyca	77–130 Lipnica
53	„KT” Usługi, Handel, Transport, Spedycja	23–400 Biłgoraj, ul. Kochanowskiego 24
54	EnBW Polska Sp. z o.o.	00–867 Warszawa, Al. Jana Pawła II 29/14
55	Zakład Gospodarki Komunalnej	11–015 Olsztynek, ul. Górna 1
56	MIDEX LTD Sp. z o.o.	00–728 Warszawa, ul. Borowiecka 1
57	TRTS – WEKTOR Sp. z o.o.	01–134 Warszawa, ul. Wojska 64 a
58	DAW – BYTOM Centrala Obrotu Towarami Masowymi	41–902 Bytom, ul. Dworcowa 2
59	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Świt”	19–300 Elk, ul. Słowackiego 2
60	P.P.H.U. „SZOSTKA” Sp. z o.o.	86–100 Świecie, ul. Bydgoska 1
61	Przedsiębiorstwo „PAL–TRANS”	64–800 Chodzież, ul. Ofiar Gór Morzewskich 1
62	„AGRO–INTER–SERVICE” Sp. z o.o.	62–570 Rychwał, ul. Grodziecka 5
63	CEPEN Wągrowiec Sp. z o.o.	62–100 Wągrowiec, ul. Jankowska 2
64	P.P.H.U. „ALCO–WEND” Sp. z o.o.	62–200 Gniezno, Al. Reymonta 26
65	P.H.P.U. BARTCZAK Sp. z o.o.	00–500 Piaseczno, ul. Nadarzyńska 53
66	Teresa Kaźmierczak „ANTER”	53–609 Wrocław, ul. Fabryczna 10
67	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi	90–972 Łódź, ul. Andrzejewskiej 5
68	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Handlowo–Usługowe Zdzisław Kozłowski	42–252 Irządze, ul. Zawada 68
69	„MERITUM” Sp. z o.o.	59–220 Legnica, ul. M. Rataja 21
70	INKASSO REFORM Sp. z o.o.	59–220 Legnica, ul. M. Rataja 28
71	G.A. „ETON” Dystrybucja i Transport Paliw Andrzej Gądek	32–013 Czyżów 61
72	TRUST Sp. z o.o.	59–300 Lublin, ul. Słowiańska 17
73	P.P.H. CARBO–HOLDING Sp. z o.o.	65–536 Zielona Góra, ul. Wyszyńskiego 14
74	„HAKONA” S.C. A. Najechalski i H. Osieńska–Najechalska	09–104 Sarbiewo, Ćwiklinek
75	MASTER S.C.	40–217 Katowice, ul. Wrocławska 2

**Sprostowanie:**

W Biuletynie URE nr 3/2000 błędnie zamieściliśmy wśród przedsiębiorstw, którym uchylono decyzje koncesyjne, Panów Andrzeja, Kazimierza i Ryszarda Młynarskich prowadzących działalność gospodarczą pod nazwą: Zakład Dystrybucji Gazu i Oczyszczania Miasta „PROP–BUT” S.C. z siedzibą w Brodach Iłżeckich. Przedsiębiorstwo to otrzymało decyzję uchylającą decyzję o odmowie udzielenia koncesji wraz z decyzją o udzielenie koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Informację o udzieleniu tej koncesji zamieściliśmy w wykazie przedsiębiorstw, które otrzymały koncesje na wnioski w Biuletynie URE nr 3/2000.

Serdecznie przepraszamy wszystkich zainteresowanych.

Redakcja Biuletynu

# WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 16.06.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji
1	Sanockie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	38-500 Sanok, ul. Jana Pawła II 59	7.04.2000	WCC/337A/392/W/3/2000/ZJ
2	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	62-300 Września, ul. Witkowskiego 6	7.04.2000	PCC/58B/293/W/3/2000/BP
3	MEGAWAT Sp. z o.o.	64-610 Rogoźno, ul. Fabryczna 7	7.04.2000	WCC/311B/540/W/3/2000/BP
4	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	80-433 Gdańsk Wrzeszcz, ul. Zawiszy Czarnego 17	7.04.2000	WCC/27C/169/W/3/2000/ZJ
5	Przedsiębiorstwo Obrotu Paliwami „ORTUS” S.C.	16-400 Suwałki, ul. Kościuszki 72	10.04.2000	OPC/407A/3344/W/1/2/2000/VK
6	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	27-600 Sandomierz, ul. Polskiej Organizacji Wojskowej 8	10.04.2000	WCC/236A/275/W/3/2000/ZJ
7	K. G. Krona – „AB – OIL” S.C.	41-506 Chorzów, ul. Stalowa 16	10.04.2000	OPC/534A/9478/W/1/2/2000/VK
8	Z. i J. Jachimowiczowie – Przedsiębiorstwo Projektowo–Wykonawczo–Handlowe „West–Bud” S.C.	76-646 Koszalin, ul. Artylerzystów 6 c	10.04.2000	PCC/258/S/2567/U/3/2000
9	Zakłady Górniczo – Hutnicze „Orzeł Biały” S.A.	41-902 Bytom, ul. Siemianowicka 98	12.04.2000	PCC/336/S/804/U/3/2000
10	Poznańska Energetyka Ciepła S.A.	60-321 Poznań, ul. Swierzevska 18	12.04.2000	WCC/448A/154/W/3/2000/RW
11	Zakłady Chemiczne ZACHEM	86-825 Bydgoszcz, ul. Wojska Polskiego 65	12.04.2000	PCC/469A/154/W/3/2000/RW
12	Miasto i Gmina Mogilno – Zakład Gospodarki Komunalnej	88-300 Mogilno, ul. Witosa 6	12.04.2000	PCC/182A/766/W/3/2000/BP
13	Firma Handlowa „WITOSPOL” Wierzchosławice	33-150 Wola Rzędzińska	12.04.2000	OCC/59A/766/W/3/2000/BP
14	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	21-350 Międzyrzec Podlaski, ul. Kościuszki 105	14.04.2000	PCC/734/S/537/U/3/2000
15	Elektrociepłownia „MARCEL” Sp. z o.o.	44-310 Radlin, ul. Hutnicza 1	18.04.2000	WPC/13A/3728/W/1/2/2000/MS
16	A. Kasprzak – P.H.U. „DEBARCO”	63-460 Nowe Skalmierzyce, ul. Powst. Włkp. 16	18.04.2000	MPC/32A/3728/W/1/2/2000/MS
17	P.P.H.U. „OMEGA” Sp. z o.o.	70-642 Szczecin, ul. Bulwar Benilowski 5	18.04.2000	PCC/154/S/421/U/3/2000
18	Elektrownia Elbląg Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Elektryczna 20 a	18.04.2000	OEE/60A/78/W/1/2/2000/AS
19	Mazowiecka Wytwórnia Wodek i Drożdży „Polmos” S.A.	05-860 Płochocin, ul. Fabryczna 1	5.05.2000	PEE/58A/78/W/1/2/2000/AS
20	Przedsiębiorstwo Czesankowa INTERTEX S.A.	41-200 Sosnowiec, ul. Chemiczna 12	19.04.2000	OPC/224A/129/W/1/2/2000/BK
21	M. Kaczmarek, S. Falkowski, M. Biernat – INVEST–EKO S.C.	65-031 Zielona Góra, ul. Chopina 11/13	19.04.2000	OPC/1025A/876/W/1/2/2000/BK
22	Miejska Energetyka Ciepła Jednoosobowa Spółka Gminy Miejskiej w Kolobrzegu Sp. z o.o.	78-100 Kolobrzeg, ul. Kollataja 3	21.04.2000	WCC/446A/1331/W/3/2000/RW
23	W. i Z. Ryszewscy – EKO–PAL S.C.	87-702 Konec, ul. Opalanka 14	21.04.2000	WCC/83B/1430/W/3/2000/RW
24	EXBUD S.A.	250323 Kielce, ul. Manifestu Lipcowego 34	21.04.2000	PCC/874A/836/W/3/2000/RW
25	J. i L. Machura – P.H.U. „METROMIS–MBC” S.C.	32-626 Jawiszowice, ul. Mickiewicza 36	4.05.2000	OPC/573A/492/W/3/2000/MJ
26	Spółdzielnia Mieszkaniowa	43-246 Strumień, ul. Kolejowa 8	4.05.2000	WCC/282A/284/W/3/2000/RW
27	Międzychodzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-400 Międzychód, ul. Daszyńskiego 12	4.05.2000	OPC/507A/9460/W/1/2/2000/BK
28	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	65-735 Zielona Góra, ul. Batorego 126 a	4.05.2000	OPC/136A/3730/W/3/2000/ALK

29	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. „RELPO” S.A.	66-440 Skwierzyzna, ul. Mickiewicza 1	4.05.2000	WCC/154B/620W/3/2000/BP
30	TOTAL FINA POLSKA Sp. z o.o.	68-200 Zary, ul. 11 Listopada 37	4.05.2000	WCC/813AW/3/2000/RW
31	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „ENERGOGAZ” Sp. z o.o.	00-013 Warszawa, ul. Jasna 12	5.05.2000	OPC/482A/9292W/1/2/2000/AS
32	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	62-510 Konin, ul. Gajowa 1	6.05.2000	PCC/51A/263W/3/2000/EG OCC/18A/263W/3/2000/EG
33	ABB Zakłady Wytwórcze Aparatury Wysokiego Napięcia Zwar S.A.	76-100 Sławno, ul. Rapackiego 19 a	6.05.2000	WCC/142A/506W/3/2000/EG
34	Krańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	04-713 Warszawa, ul. Żegańska 1	8.05.2000	PCC/459A/772W/3/2000/ZJ
35	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	23-200 Kraśnik, ul. Obwodowa 5	8.05.2000	PCC/209A/174W/3/2000/ZJ
36	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa „ZORZA”	27-200 Starachowice, ul. Radomska 10	8.05.2000	WCC/52B/173W/3/2000/MJ PCC/55C/173W/3/2000/MJ
37	Rafineria Jasło S.A.	32-400 Mysłenice, Osiedle 1000-lecia 15 a	8.05.2000	WCC/775A/4955W/3/2000/MJ
38	Elektrownia „Lagisza” S.A.	38-200 Jasło, ul. 3-go Maja 101	8.05.2000	PCC/640A/665W/3/2000/ZJ
39	Zarząd Miasta Świdnica – Miejski Zakład Energetyki Ciepłej	42-504 Będzin, ul. Pokoju 14	8.05.2000	WCC/645A/1259W/3/2000/ZJ
40	Miasto i Gmina Radzyna Chelmiński – Referat Gospodarczy	58-105 Świdnica, ul. Pogodna 1	8.05.2000	WCC/536B/200W/3/2000/RW
41	Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Fabryczna 3	8.05.2000	PCC/636A/159W/3/2000/BP
42	R. i Z. Sareccy – „PLON” S.C.	87-220 Radzyna Chelmiński, Plac Towarzystwa Jaszczurczego 9	8.05.2000	PCC/629A/1530W/3/2000/MJ PCC/629S/1530U/3/2000
43	Zakład Energetyczny Płock S.A.	22-413 Nielisz 37 a	9.05.2000	OPC/840A/9685W/3/2000/MJ
44	Zakład Energetyczny Kraków S.A.	09-400 Płock, ul. Wyszogrodzka 106	10.05.2000	PEE/62B/2684W/1/2/2000/MS
45	Zakład Energetyczny Słupsk S.A.	30-960 Kraków, ul. Dajwór 27	10.05.2000	PEE/10A/2717W/1/2/2000/AS OEE/12B/2717W/1/2/2000/AS
46	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „EKO-WARK” Sp. z o.o.	33-100 Słupsk, ul. Przemysłowa 114	10.05.2000	WEE/47A/2719W/1/2/2000/MS
47	PETRICO S.A.	70-846 Szczecin, ul. Kniewskiego 4	10.05.2000	WCC/796B/8025P/3/2000/RW PCC/829B/8025P/3/2000/RW
48	G. Roliński – P.H.U. „ROLITEX” S.C.	78-230 Karlino, ul. Koszalińska 96 a	10.05.2000	PPG/18A/2794W/1/2/2000/BK OPG/17A/2794W/1/2/2000/BK
49	Shell Polska Sp. z o.o.	83-210 Zblewo, ul. Pinczyńska 82	10.05.2000	OPC/673A/9671W/3/2000/ALK
50	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy S.A.	02-097 Warszawa, ul. Banacha 2	11.05.2000	WPC/31A/437W/1/2/2000/AS
51	DALKIA TERMICA S.A.	59-220 Legnica, ul. Poznańska 48	11.05.2000	WCC/130A/157W/3/2000/EG PCC/137B/157W/3/2000/EG OCC/44B/157W/3/2000/EG
52	MAGNETI MARELLI POLAND S.A.	00-496 Warszawa, ul. Nowy Świat 7/15	12.05.2000	WCC/688C/6W/3/2000/ZJ PCC/715C/6W/3/2000/ZJ
53	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41-200 Sosnowiec, ul. Gen. Zaruskiego 11	12.05.2000	WCC/327A/1387W/3/2000/EG
54	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	85-315 Bydgoszcz, ul. Ks. Józefa Schulza 5	12.05.2000	WCC/113A/250W/3/2000/RW PCC/118A/250W/3/2000/RW
55	TXU Europe Energy Trading (Poland) Sp. z o.o.	87-500 Rypin, ul. Mławska 46 b	16.05.2000	WCC/95B/433W/3/2000/MJ
56	Z. Niziński – Przedsiębiorstwo Budowlano – Handlowe „Z. Niziński”	00-697 Warszawa, Al. Jerolimskie 65/79	17.05.2000	OEE/140A/112W/1/2/2000/MS
57		07-200 Wyszaków, ul. Serocka 11 a	17.05.2000	OPC/268A/3581W/1/2/2000/AS

58	Spółka Przemysłowo-Handlowo-Usługowa PETROLEX – GAS Sp. z o.o.	47–220 Kędzierzyn Koźle, Plac Wolności 2	17.05.2000	OPC/1103A/953/W/1/2/2000/AS
59	Szczęcińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	71–533 Szczecin, ul. Dembowskiego 6	19.05.2000	PCC/42B/167/W/3/2000/RW
60	Miasto Lipno – Zakład Obsługi Komunalnej Miasta Lipno	87–600 Lipno, ul. Kardynała St. Wyszyńskiego 47	19.05.2000	WCC/372A/603/W/3/2000/RW PCC/388B/603/W/3/2000/RW
61	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	47–330 Zdzieszowice, ul. Powstańców Śląskich 1	23.05.2000	PCC/867A/9/W/3/2000/RW
62	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gostyninie Sp. z o.o.	09–500 Gostynin, ul. Kolejowa 24	25.05.2000	WCC/115A/424/W/3/2000/RW PCC/121B/424/W/3/2000/RW
63	Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.	39–300 Mielec, ul. Wojska Polskiego 3	25.05.2000	WCC/505A/1334/W/3/2000/EG PCC/797A/1334/W/3/2000/EG
64	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	74–400 Dębno Lubuskie, ul. Waryńskiego 48 a	25.05.2000	PCC/179A/394/W/3/2000/EG
65	Miejski Zakład Komunalny Sp. z o.o.	37–300 Leżajsk, ul. Zwirki i Wigury 3	26.05.2000	PCC/750B/2886/W/3/2000/BP OCC/210B/2886/W/3/2000/BP
66	Rolniczy Kombinat Spółdzielczy	62–055 Czemiń, ul. Nowa 6	26.05.2000	PCC/470A/1367/W/3/2000/ZJ
67	Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o.	56–400 Oleśnica, ul. 11-go Listopada 17	29.05.2000	WCC/421A/373/W/3/2000/EG
68	„Energetyka Ciepła” Sp. z o.o.	76–200 Słupsk, ul. Słoneczna 15 d	29.05.2000	WCC/288A/140/W/3/2000/RW PCC/301A/140/W/3/2000/RW
69	Spółka Handlowo-Usługowa „TECHMET” S.C. J. Majchrzak i s-ka	42–200 Częstochowa, ul. Bór 164	30.05.2000	WPC/19B/3445/W/1/2/2000/MS OPC/27A/3445/W/1/2/2000/MS
70	Zarząd Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	43–100 Tychy, ul. Kubicy 6	30.05.2000	PCC/11C/155/W/3/2000/BP
71	Zakład Energetyczny Jelenia Góra S.A.	58–500 Jelenia Góra, ul. Bogusławskiego 32	30.05.2000	OEE/21B/2698/W/1/2/2000/AS
72	Prezes Zarządu Zespołu Elektrowni Dolna Odra S.A.	74–115 Nowe Czarnowo	30.05.2000	PCC/352A/1272/W/3/2000/BP
73	Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.	44–335 Jastrzębie Zdrój, ul. Rybnicka 6	5.06.2000	WEE/40A/1258A/W/1/2/2000/MS
74	Elektrownia „Blachownia” S.A.	47–225 Kędzierzyn Koźle, ul. Energetyków 11	5.06.2000	WCC/149A/1269/W/1/2/2000/MS WEE/4A/1269/W/1/2/2000/MS
75	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	63–500 Ostrzeszów, ul. Sportowa 2/A	5.06.2000	WCC/807A/9605/W/3/2000/RW PCC/851A/9605/W/3/2000/RW
76	J. Emmert – Przedsiębiorstwo Budowlano-Instalacyjne „JANEMMERT”	86–121 Terespol Pomorski, ul. Kozłowo 7 a	5.06.2000	WCC/839A/9565/W/3/2000/EG
77	Zakład Energetyczny Wałbrzych S.A.	58–300 Wałbrzych, ul. Wysockiego 11	7.06.2000	PEE/31A/2710/W/1/2/2000/AS OEE/33B/2710/W/1/2/2000/AS
78	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	58–500 Jelenia Góra, ul. Karola Miarki 46	7.06.2000	PCC/448A/177/W/3/2000/ZJ
79	M. Turkowski i W. Mazurek – Stacja Benzynowa S. C. Marek Turkowski & Włodzimierz Mazurek	64–316 Kuślin, ul. Szczanieckiej 2	7.06.2000	OPC/78A/3937/W/3/2000/BP
80	R. Chowański i R. A. Kalinowska – „MEGA” S.C.	65–021 Zielona Góra, Al. Zjednoczenia 102	7.06.2000	OPC/596A/9239/W/1/2/2000/BK
81	„PORTA PETROL” S.A.	71–656 Szczecin, ul. F. K. Druckiego–Lubeckiego 1 a	7.06.2000	OPC/92B/9234/W/1/2/2000/VK
82	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	83–110 Tczew, ul. Rokicka 16	7.06.2000	WCC/399A/278/W/3/2000/EG PCC/416A/278/W/3/2000/EG
83	Gmina Łasin – Zakład Gospodarki Komunalnej	86–320 Łasin, ul. Grudziądzka 11	7.06.2000	PCC/620A/1299/W/3/2000/RW
84	Miasto Pabianice – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaninowej	95–200 Pabianice, ul. Warzywna 1/3	7.06.2000	WCC/641A/763/W/3/2000/EG PCC/676A/763/W/3/2000/EG
85	„Chemarbel” Sp. z o.o.	25–663 Kielce, ul. Olszewskiego 5	8.06.2000	PCC/484A/369/W/3/2000/EG

# Zmiany w warunkach koncesji

## KONCESJE

86	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	27-500 Opatów, ul. Partyzantów 42	8.06.2000	WCC/728A/2828/W/3/2000/MJ PCC/760A/2828/W/3/2000/MJ
87	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o.	37-450 Stalowa Wola, ul. Kwiatkowskiego 1	8.06.2000	OEE/225A/728/W/1/2/2000/MS
88	Zakłady Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	40-205 Katowice, ul. Seigaly 14	8.06.2000	WCC/146B/136/W/3/2000/MJ PCC/157A/136/W/3/2000/MJ
89	Śląska Akademia Medyczna – Zarząd Inwestycji	40-752 Katowice, ul. Medyków 30	8.06.2000	PCC/848A/466/W/3/2000/RW
90	Zarząd Przedsiębiorstwa Komunalnego Sp. z o.o.	77-300 Człuchów, ul. Sobieskiego 11	8.06.2000	PCC/307A/534/W/3/2000/ZJ

### Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła  
 Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła  
 Occ – obrót ciepłem  
 Wee – wytwarzanie energii elektrycznej  
 Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej  
 Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych  
 Mpc – magazynowanie paliw ciekłych  
 Opc – obrót paliwami ciekłymi  
 Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych  
 Opg – obrót paliwami gazowymi

rozpiętość w zakresie terminów składania ich do Prezesa URE przez poszczególne przedsiębiorstwa.

Spśród 19 elektrowni systemowych do dnia 13.06 br. wpłynęło 16 wniosków o zatwierdzenie taryfy – w terminie od dnia 31.01.2000 r. do dnia 31.05.2000 r. Na sytuację taką wpłynęły przede wszystkim zatwierdzone na początku roku kalendarzowego korekty obowiązujących taryf spowodowane wzrostem ceny węgla kamiennego.

Obecny proces taryfowania „wytwórców” ujawnia dążenia spółek do generowania większych zysków lub odzyskiwania w nadmiernym tempie osiągniętych strat w ubiegłych okresach (zatwierdzenie cen z uwzględnieniem „Porozumienia sektorowego” w 1999 r.). Przedsiębiorstwa tłumaczą tego typu potrzeby koniecznością realizacji przyjętych zadań modernizacyjnych i rozwojowych oraz obowiązkiem zapewnienia brakujących (poza amortyzacją) środków finansowych na spłatę rat kapitałowych od zaciągniętych kredytów i pożyczek. Zjawisko to staje się tym bardziej trudne do zaakceptowania, że planowany wzrost przychodów zakładany jest przy jednoczesnym spadku wielkości produkcji (zmiana portfela sprzedaży) a założony zysk okazuje się również dodatkowym źródłem finansowania działalności socjalnej pracowników przedsiębiorstwa. Niektóre spółki nie odzyskawszy w okresie I taryfy pokrycia kosztów świadczenia usług rezerwy mocy i usług systemowych wykazują próby podwyższania cen energii elektrycznej – co sprzeczne jest z obowiązującymi w tym zakresie przepisami prawa. Tego typu działania nie mogą uzyskać aprobaty regulatora, tym bardziej, że oczekiwania Prezesa URE zostały zaprezentowane na spotkaniu z „wytwórcami”, zainicjowanym przez Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie jeszcze na początku roku kalendarzowego. Zatem przedstawione do zatwierdzenia wnioski – poprzez odpowiedzi na wezwania musiały ulegać i w dalszym ciągu ulegają szczegółowym wyjaśnieniom a także poważnym zmianom.

Do dnia 13.06.2000 r. Prezes URE zatwierdził wnioski o II taryfę dla energii elektrycznej dla 5 elektrowni oraz 1 wniosek o I taryfę (Zespół Zbiorników Wodnych Czorsztyn – Niedzica – Sromowce Wyżne S.A.).

Nieco inne zagadnienia towarzyszą procesowi zatwierdzania II taryfy dla przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z energią ciepłą (elektrociepłownie). W tej sprawie wystąpiło do Prezesa URE 11 spośród 13 elektrociepłowni posiadających zatwierdzoną wcześniej I taryfę dla energii elektrycznej.

Proces zatwierdzania taryf dla elektrociepłowni musi uwzględniać zasadę określoną w § 5 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia „taryfowego” dla energii elektrycznej, w myśl której przedsiębiorstwa energetyczne przy skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej są obowiązane do uwzględniania przy kalkulacji cen i stawek opłat zasady kosztów unikniętych, równych kosztom wytworzenia energii elektrycznej w elektrowniach kondensacyjnych. Na wniosek i prośbę Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych podjęta została próba wspólnego wypracowania, obowiązującej w 2000 r. metodyki określania kosztu unikniętego. Ustalenie tego kosztu za okres obowiązywania 1999 r. nastęrczało pewną trudność z uwagi na brak w obowiązujących przepisach obowiązku zakupu energii pochodzącej z produkcji skojarzonej. Ostatecznie jako

koszt uniknięty przyjęto średnią cenę jednoskładnikową sprzedanej energii elektrycznej (z uwzględnieniem sprzedaży rezerw mocy i usług systemowych) w elektrowniach, dla których paliwem jest zarówno węgiel kamienny, jak i węgiel brunatny – w wysokości 118,37 zł/MWh (dane ze sprawozdań G.10.1 za 1999 r.). Problemy we wnioskach złożonych przez elektrociepłownie dotyczyły jednak nie tylko punktu wyjścia do ustalenia cen i stawek opłat w taryfie, jakim był koszt uniknięty (przedsiębiorstwa przyjęły na początku koszt uniknięty w różnych wysokościach), ale także – podobnie jak elektrownie – ustaliły one w swoich taryfach duży wzrost przychodów, zapewniający im szybkie wyrównanie poniesionych dotychczas strat. Okazało się bowiem, że część elektrociepłowni nie była w stanie sprzedać swojej produkcji po cenach ustalonych w I taryfie, co wygenerowało ujemny wynik finansowy. Przedstawienie do zatwierdzenia przez elektrociepłownie wysokich wzrostów cen (w niektórych przypadkach sięgających powyżej 25%) – mogłoby przynieść w przyszłości poprawę ich sytuacji finansowej, jednakże nie było do zaakceptowania z punktu widzenia odbiorców, w tym docelowo dla indywidualnych odbiorców w lokalach. Istotnym zagadnieniem w tych przedsiębiorstwach była także analiza wzrostu kosztów rozłożona pomiędzy energię elektryczną i ciepło z uwzględnieniem metody podziału kosztów wspólnych a także problem konieczności zapotrzebowania na nadwyżkę finansową.

Do dnia 13 czerwca Prezes URF zatwierdził II taryfę dla energii elektrycznej dla 7 elektrociepłowni oraz I taryfę dla 2 elektrociepłowni.

**3. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.** złożyły wniosek o zatwierdzenie II taryfy dla energii elektrycznej w dniu 22 lutego 2000 r.

Z uwagi na skutki tego wniosku zarówno dla przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną, jak również zakładów energetycznych, musiał zostać on wnikliwie przeanalizowany. Po kilkukrotnych wyjaśnieniach spółki, będących odpowiedzią na wystosowane wezwania administracyjne, Prezes URE w dniu 16.05.2000 r. zatwierdził taryfę dla tego przedsiębiorstwa. Zmiana taryfy PSE S.A. w stosunku do obowiązującej dotychczas polega na zastąpieniu stosowanych w rozliczeniach ze swoimi kontrahentami stawek węglowych – stawkami grupowymi, co niesie istotne zmiany w zakresie kosztów przeniesionych dla zakładów energetycznych (wzrost) oraz kosztów sprzedaży energii przez zakłady wytwarzające energię na najwyższych napięciach 220 kV i wyższych (spadek).

**Wspólnym zagadnieniem dla procesu zatwierdzania II taryfy dla energii elektrycznej dla wszystkich przedsiębiorstw energetycznych stał się problem ustalenia współczynnika korekcyjnego X na okres obowiązywania taryfy**, tj. na okres 3 lat. Współczynnik korekcyjny X – zgodnie z § 36 ust.1 rozporządzenia „taryfowego” winien odzwierciedlać projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez nie działalności gospodarczej, oddzielnie dla poszczególnych działalności koncesjonowanych.

Wysokość współczynnika „X” określana przez przedsiębiorstwa na drugi i trzeci rok obowiązywania taryfy determinu-

je poziom dopuszczalnego wzrostu cen i stawek opłat w zatwierdzonej taryfie w drugim i trzecim roku jej obowiązywania i podlega zatwierdzeniu wraz z taryfą przez Prezesa URE – w trybie § 36 ust. 4 rozporządzenia „taryfowego”. Jednakże zmiana wysokości cen i stawek opłat zawartych w taryfie przy wykorzystaniu współczynnika „X” mogłaby nastąpić dopiero po upływie jednego roku od dnia wprowadzenia taryfy w życie.

Zgodnie zaś z wyrokiem Trybunału Konstytucyjnego z dnia 26 października 1999 r. (Dz. U. Nr 91, poz. 1042), przepis art. 46 ustawy – Prawo energetyczne z dniem 1 lipca 2000 r. utraci moc w takim zakresie, w jakim upoważnia on Ministra Gospodarki do określania zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem, w tym zasad rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach. W związku z tym utraci moc również rozporządzenie „taryfowe”, a w konsekwencji współczynnik korekcyjny „X” ustalany wyłącznie na podstawie tego rozporządzenia nie będzie mógł już być zastosowany po tym terminie. W tej sytuacji zatwierdzanie wysokości współczynnika korekcyjnego „X” na drugi i trzeci rok obowiązywania taryfy we wszystkich przedsiębiorstwach energetycznych stało się bezprzedmiotowe. Stąd też decyzje o zatwierdzeniu taryfy w części dotyczącej tego zagadnienia zawierają umorzenie postępowania administracyjnego.

Natomiast współczynnik korekcyjny „X”, ustalony przez Przedsiębiorstwo na pierwszy rok obowiązywania taryfy został uwzględniony w cenach i stawkach opłat zawartych w taryfie.

**Wnioski przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność na niewielką skalę lub takich, dla których działalność energetyczna stanowi działalność dodatkową**

Poza czynnościami związanymi z rozpatrywaniem wniosków o zatwierdzenie drugiej taryfy dla przedsiębiorstw energetyki zawodowej, prowadzone są również postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia pierwszych taryf, opracowanych przez przedsiębiorstwa, które posiadają koncesje jedynie na obrót energią elektryczną oraz takich, dla których działalność energetyczna jest działalnością uboczną. W przypadku tej grupy wniosków należy zauważyć że często sprawiają one szereg problemów zarówno dla opracowujących wnioski, jak i osób analizujących materiał. Lektura złożonych wniosków dowodzi, iż większości przedsiębiorstw przygotowanie poprawnego wniosku – zarówno z formalnego, jak i merytorycznego punktu widzenia sprawia szereg problemów, co zazwyczaj prowadzi do przedłużającego się postępowania administracyjnego.

W okresie od początku roku – do dnia 13 czerwca br. dla tej grupy wniosków zatwierdzone zostały 24 taryfy dla energii elektrycznej, w tym 10 taryf dla przedsiębiorstw tzw. czystego obrotu. W trakcie postępowania administracyjnego pozostaje 27 wniosków o zatwierdzenie taryfy dla energii elektrycznej.

**Wnioski o korektę obowiązujących drugich taryf dla energii elektrycznej (dla zakładów energetycznych)**

W związku ze zmianą taryfy PSE S.A. do Urzędu Regulacji Energetyki wpłynęły już wnioski o korektę taryf dla za-

kładów energetycznych. Do dnia 13 czerwca br. z tego tytułu wpłynęło 19 wniosków. Wszystkie są w trakcie analizy.

**Podsumowanie**

Do dnia 13 czerwca 2000 r. Prezes URE podjął decyzje w stosunku do 108 wniosków, w tym:

1. zatwierdził 71 taryf, z czego:
  - a) 31 dla zakładów energetycznych,
  - b) 1 dla PSE S.A.,
  - c) 6 dla elektrowni,
  - d) 9 dla elektrociepłowni,
  - e) 24 dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej,
2. zatwierdził zmiany 16 taryf,
3. podjął decyzje o odmowie zatwierdzenia, bądź zmiany taryfy w stosunku do 4 wniosków,
4. podjął decyzję o umorzeniu 11 wniosków,
5. wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w stosunku do 6 przedsiębiorstw (w stosunku do 2 przedsiębiorstw podjął decyzję o ukaraniu).

Pierwsza decyzja odmowna, dotycząca zakładu energetycznego, podjęta została z powodu uchybień formalno-prawnych, tj. przyjęcia przez przedsiębiorstwo niezgodnego z przepisami okresu sprawozdawczego. Drugą decyzję odmowną podjęto w wyniku postępowania administracyjnego, które wykazało, że wnioskodawca nie był w stanie rzetelnie udokumentować kosztów uzasadnionych, stanowiących podstawę do ustalenia w taryfie cen i stawek opłat. Z dokumentów, jakie przedstawiono w sprawie wynikało również, iż przedsiębiorstwo nie prowadziło ewidencji księgowej, zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, nakładającej prowadzenie jej w sposób umożliwiający obliczenie jego kosztów stałych i zmiennych, a także przychodów – odrębnie dla poszczególnych działalności koncesjonowanych (wytworzenie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót energią elektryczną).

W pozostałych przypadkach decyzje odmowne dotyczyły wniosków o zmianę zatwierdzonych taryf w zakresie podwyższenia cen energii elektrycznej, przy czym w jednym przypadku przedsiębiorstwo oświadczyło, że podstawy do zmiany ceny energii nie stanowi zmiana kosztów a jedynie pisemne stanowisko odbiorcy energii odnośnie poziomu ceny energii elektrycznej – zgodnie z zawartą umową długoterminową, natomiast w drugim przypadku przedłożone przez przedsiębiorstwo dokumenty nie potwierdzały zasadności wniosku co do podwyższenia zatwierdzonej uprzednio ceny energii.

Postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej są wszczynane za działania przedsiębiorstw energetycznych – w związku z ujawnieniem przez nie w zakresie prowadzonej działalności gospodarczej związanej z przesyłaniem, dystrybucją i obrotem energią elektryczną – nieprawidłowości polegającej na podwyższeniu w 1999 r. cen i stawek opłat za dostarczaną odbiorcom energią elektryczną bez przestrzegania obowiązku ich przedstawienia do zatwierdzenia Prezesowi URE oraz obowiązku ich publikacji, do czego zobowiązuje przedsiębiorstwa art. 47 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54 ze zm.), w związku z § 1 ust. 2 rozporządzenia Rady Mini-



strów z dnia 15 grudnia 1998 r. w sprawie daty zaprzestania przez Ministra Finansów ustalania taryf oraz opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej (Dz. U. Nr 160, poz. 1067).

Zgodnie z tym przepisem, do czasu wejścia w życie taryf ustalonych na podstawie przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 153, poz. 1002), przedsiębiorstwa energetyczne obowiązane są stosować ceny i stawki opłat ustalone w taryfie obowiązującej w dniu 31 grudnia 1998 roku.

Taryfami obowiązującymi w dniu 31 grudnia 1998 r. były cenniki zatwierdzone rozporządzeniem Ministra Finansów z dnia 16 grudnia 1997 r. w sprawie zatwierdzenia cenników energii elektrycznej (Dz. U. Nr 158, poz. 1055), obowiązujące na terenie działania poszczególnych zakładów energetycznych. Na podkreślenie zasługuje fakt, że cenniki te zostały zatwierdzone nie dla poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych, tylko dla terenu, na którym te przedsiębiorstwa działały, co wynika jednoznacznie ze sposobu zredagowania § 1 ust. 1 rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 16 grudnia 1997 r. A zatem, wspomniany przepis § 1 ust. 2 rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 15 grudnia 1998 r., spowodował w konsekwencji „zamrożenie” cen na poziomie

obowiązującym w dniu 31 grudnia 1998 r. Tak więc, po tym dniu, zmiana cen i stawek opłat może nastąpić jedynie w trybie określonym w ustawie – Prawo energetyczne.

Zgodnie z art. 47 ust. 1 Prawa energetycznego, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje – ustalają taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. W myśl natomiast art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, stosowanie cen i taryf, które nie zostały przedstawione do zatwierdzenia, podlega karze pieniężnej, którą wymierza Prezes URE.

Na rozpatrzenie przez Prezesa URE (na dzień 13.06.2000 r.) oczekują 63 wnioski, w tym 44 wnioski o zatwierdzenie taryfy i 19 wniosków o zmianę taryfy. Ponadto w postępowaniu administracyjnym znajdują się 4 wnioski w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

(Wykaz kolejnych zatwierdzonych taryf opublikowano na stronie 1 wkładki).



Autorka jest zastępcą dyrektora w Departamencie Taryf URE

## Taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzone do dnia 13 czerwca 2000 r.

### I. WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH (energetyka zawodowa)

#### SPÓŁKI DYSTRYBUCYJNE

	Nazwa przedsiębiorstwa	Data decyzji	Data publikacji	Nr Biuletynu Branżowego URE – Energia elektryczna
1	Zakład Energetyczny Wałbrzych S.A.	24.03.2000	24.03.2000	17/2000
2	Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A.	24.03.2000	24.03.2000	17/2000
3	Zakład Energetyczny Tarnów S.A.	24.03.2000	24.03.2000	17/2000
4	Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A.	13.04.2000	14.04.2000	20/2000
5	Energetyka Poznańska S.A.	13.04.2000	14.04.2000	20/2000
6	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A.	13.04.2000	14.04.2000	20/2000
7	Beskidzka Energetyka S.A.	19.04.2000	19.04.2000	21/2000
8	Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A. LUBZEL S.A.	19.04.2000	19.04.2000	22/2000
9	Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A.	19.04.2000	19.04.2000	22/2000
10	Zakład Energetyczny Łódź – Teren S.A.	19.04.2000	19.04.2000	21/2000
11	Zakład Energetyczny Opole S.A.	19.04.2000	19.04.2000	21/2000
12	Zakład Energetyczny Jelenia Góra S.A.	20.04.2000	20.04.2000	23/2000
13	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A.	21.04.2000	21.04.2000	24/2000
14	Zakład Energetyczny Kraków S.A.	21.04.2000	21.04.2000	24/2000
15	Zakład Energetyczny Legnica S.A.	21.04.2000	21.04.2000	24/2000
16	Zakład Energetyczny Białystok S.A.	28.04.2000	28.04.2000	26/2000
17	Zakład Energetyczny Częstochowa S.A.	28.04.2000	29.04.2000	27/2000
18	Zakład Energetyczny Koszalin S.A.	28.04.2000	5.05.2000	29/2000
19	Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A.	28.04.2000	4.05.2000	28/2000
20	Zakład Energetyczny Słupsk S.A.	8.05.2000	8.05.2000	31/2000
21	Zakład Energetyczny Gorzów S.A.	10.05.2000	11.05.2000	32/2000
22	Energetyka Kaliska S.A.	11.05.2000	11.05.2000	32/2000
23	Zakład Energetyczny Płock S.A.	12.05.2000	12.05.2000	33/2000
24	Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko–Kieleckiego S.A.	12.05.2000	12.05.2000	33/2000
25	Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A.	16.05.2000	16.05.2000	34/2000
26	Energetyka Szczecińska S.A.	18.05.2000	18.05.2000	36/2000
27	Łódzki Zakład Energetyczny S.A.	19.05.2000	19.05.2000	37/2000
28	Zakład Energetyczny Warszawa–Teren S.A.	25.05.2000	25.05.2000	40/2000
29	Zakład Energetyczny Wrocław S.A.	30.05.2000	31.05.2000	41/2000
30	Zakład Energetyczny S.A. w Olsztynie	30.05.2000	31.05.2000	41/2000
31	ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna S.A.	13.06.2000	13.06.2000	45/2000
	<b>PSE S.A.</b>	<b>16.05.2000</b>	<b>17.05.2000</b>	<b>35/2000</b>

## ELEKTROWNIE

	Nazwa przedsiębiorstwa	Data decyzji	Data publikacji	Nr Biuletynu Branżowego URE - Energia elektryczna
1	Zespół Zbiorników Wodnych Czorsztyn-Niedzica-Sromowce Wyzne S.A.	18.01.2000	19.01.2000	5/2000
2	Elektrownia „Bełchatów” S.A.	5.05.2000	5.05.2000	30/2000
3	Elektrownia Chorzów S.A.	12.05.2000	16.05.2000	34/2000
4	Elektrownia „Łaziska” S.A.	19.05.2000	19.05.2000	37/2000
5	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	22.05.2000	23.05.2000	39/2000
6	Elektrownia „Łagisza” S.A.	31.05.2000	31.05.2000	42/2000

## ELEKTROCIEPŁOWNIE

	Nazwa przedsiębiorstwa	Data decyzji	Data publikacji	Nr Biuletynu Branżowego URE - Energia elektryczna
1	Elektrociepłownia Katowice S.A.	21.01.2000	26.01.2000	6/2000
2	Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (Nowa Sarzyna)	25.01.2000	26.01.2000	6/2000
3	Elektrociepłownia Białystok S.A.	12.04.2000	13.04.2000	19/2000
4	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich „KOGENERACJA” S.A.	25.04.2000	26.04.2000	25/2000
5	Elektrociepłownia „Będzin” S.A.	5.05.2000	5.05.2000	30/2000
6	Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A.	8.05.2000	8.05.2000	31/2000
7	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A.	8.05.2000	8.05.2000	31/2000
8	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A.	18.05.2000	18.05.2000	36/2000
9	Elektrociepłownia „Gorzów” S.A.	18.05.2000	18.05.2000	36/2000

## II. WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH (energetyka przemysłowa)

	Nazwa przedsiębiorstwa	Data decyzji	Data publikacji	Nr Biuletynu Branżowego URE - Energia elektryczna
1	Zarząd Portu Szczecin – Świnoujście S.A. w Szczecinie	18.01.2000	19.01.2000	5/2000
2	Toruńskie Zakłady Urządzeń Młyńskich SPOMASZ S.A. w Toruniu	1.02.2000	2.02.2000	7/2000
3	„ELNORD” S.A. w Gdańsku	1.02.2000	2.02.2000	7/2000
4	PREUSSENELEKTRA Polska Sp. z o.o. w Warszawie	1.02.2000	2.02.2000	7/2000
5	DYSEN Polska Kompania Energetyczna S.A. w Warszawie	1.02.2000	2.02.2000	7/2000
6	Elektrownia Bełchatów II Sp. z o.o. w Rogowcu	1.02.2000	2.02.2000	7/2000
7	Polskie Konsorcjum Handlu Energią S.A. w Warszawie	3.02.2000	3.02.2000	8/2000
8	„Elektrim-Volt” S.A. w Warszawie	4.02.2000	4.02.2000	9/2000
9	Huta Ostrowiec S.A. w Ostrowcu Świętokrzyskim	4.02.2000	4.02.2000	9/2000
10	Polsin-Karbid Sp. z o.o. w Chorzowie	4.02.2000	4.02.2000	9/2000
11	„ENERGO-GAZ WĘGŁOKOKS” Sp. z o.o. w Katowicach	10.02.2000	10.02.2000	10/2000
12	Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. w Jastrzębiu-Zdroju	16.02.2000	16.02.2000	11/2000
13	Huta „ANDRZEJ” S.A. w Zawadzkiem	28.02.2000	3.03.2000	13/2000
14	Zakład Energetyki Ciepłej w Końskich	9.03.2000	10.03.2000	14/2000
15	Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o. w Zagórz	9.03.2000	10.03.2000	14/2000
16	J&S ENERGY S.A. w Warszawie	29.03.2000	7.04.2000	18/2000
17	Zakłady Tworzyw Sztucznych „GAMRAT” S.A. w Jasle	29.03.2000	7.04.2000	18/2000
18	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń” w Dąbrowie Górniczej	19.04.2000	19.04.2000	22/2000
19	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki „Siarkopol” w Tarnobrzegu	19.04.2000	19.04.2000	22/2000
20	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o. w Stalowej Woli	28.04.2000	28.04.2000	26/2000
21	Elektrociepłownia „VICTORIA” Sp. z o.o. w Walbrzychu	18.05.2000	18.05.2000	36/2000
22	Polska Energia Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. w Katowicach	30.05.2000	31.05.2000	42/2000
23	EURO-ENERGETYKA Sp. z o.o. w Mielcu	31.05.2000	31.05.2000	42/2000
24	ADAM-POL Sp. z o.o. w Pszczynie	9.06.2000	13.06.2000	44/2000

# SYSTEM OPŁAT KOMPENSACYJNYCH (SOK) NEUTRALIZUJĄCY PROBLEM KONTRAKTÓW DŁUGOTERMINOWYCH

dr inż. Tomasz Kowalak

## WPROWADZENIE

### **Sprostowanie – czym SOK nie jest**

Prace nad systemem opłat kompensacyjnych, prowadzone wspólnie ze środowiskiem energetyków, doprowadziły do powstania kilku kolejnych wersji rozwiązania tego problemu, bazujących na rozmaitych założeniach. Spowodowało to, że już zdezaktualizowane wersje wcześniejsze, które w postaci materiałów roboczych przeniknęły do opinii publicznej, żyją obecnie własnym życiem, przyczyniając się do zamieszania pojęciowego wokół tematu.

**W istocie SOK nie jest kolejną metodą likwidacji kontraktów długoterminowych**, jego wdrożenie nie będzie polegało na zerwaniu zawartych umów, ich jednostronnym wypowiedzeniu czy ich likwidacji z mocy prawa.

Jednakże z drugiej strony, wytwórcy, aktualnie pozostający stroną KDT, nie będą mieli 100% pewności uzyskiwania „z automatu” przychodów aktualnie gwarantowanych postanowieniami zawartych umów

### **Imperatyw urynkowienia elektroenergetyki**

Koszt wytwarzania energii elektrycznej stanowi ok. 64% średniej ceny energii dostarczanej odbiorcom końcowym. Poszukiwanie możliwości obniżania ceny energii w wyniku poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych powinno zatem w pierwszym rzędzie dotyczyć tego obszaru. W odróżnieniu od sieciowych monopolistów, pośredniczących w fizycznym dostarczaniu energii elektrycznej odbiorcom końcowym, wytwórcy mogą konkurować ze sobą, o ile tylko zostaną stworzone warunki dla zaistnienia rynku konkurencyjnego. A jak wiadomo, nie jest znane skuteczniejsze narzędzie wymuszenia poprawy efektywności działalności gospodarczej. Jednym z warunków zaistnienia rynku swobodnego w elektroenergetyce jest zapewnienie odbiorcom energii wolnego wyboru jej dostawcy. Dopuszczenie do swobodnej gry konkurencyjnej w aktualnych warunkach spowodowałoby wyparcie z rynku „czystszej”, ale droższej energii z KDT poprzez forsowanie produkcji ze źródeł najtańszych, nie zmodernizowanych i w pełni zamortyzowanych. Stanowiłoby to zaprzepaszczenie wysiłku inwestycyjnego, podjętego celem sprostania międzynarodowym zobowiązaniom ekologicznym. Z drugiej strony, pozostawienie bez zmian stanu istniejącego oznaczałoby konieczność utrzymania monopolu jedyne nabywcy i tendencji wzrostowej cen energii w wytwarzaniu, a co za tym idzie także cen energii dla od-

biorców końcowych, zagrażającej utratą konkurencyjności polskiej gospodarki.

Uruchomienie rynku konkurencyjnego w wytwarzaniu i obrocie energią elektryczną wymaga stworzenia mechanizmu, który z jednej strony pozwoli wszystkim przedsiębiorstwom wytwórczym oferować energię na jednakowych zasadach, z drugiej zaś strony zapewni dotrzymanie podjętych umów w aspekcie gwarancji bankowych. Poniesiony przez wytwórcę koszt, będący pochodną KDT, w części, jaka nie może być odzyskana z wpływów osiąganych na rynku konkurencyjnym, musi zostać pokryty na odrębnych zasadach, jako „koszt przejścia” od gospodarki nakazowo-rozdzielczej i rynku „jedyne nabywcy” do gospodarki wolnorynkowej i konkurencyjnego rynku energii.

### **Zagadnienia „nierynkowe”**

Kontrakty długoterminowe nie są jedynym rodzajem przedsięwzięć w elektroenergetyce, których kosztów nie można pokryć (poniesionych nakładów nie można odzyskać) w wyniku zastosowania mechanizmów rynku konkurencyjnego.

Należą do nich między innymi:

- inwestycje proekologiczne realizowane poza programem KDT,
- restrukturyzacja mocy,
- generacja zdeterminowana (kogeneracja)
- generacja ze źródeł odnawialnych

Należy jednak odnotować, że znaczenie problemu KDT jest niewspółmiernie większe od wszystkich pozostałych, ze względu na wielkość wolumenu energii objętej KDT.

Jakkolwiek pozostałe „nierynkowe” problemy wdrażania rynku energii mogą być ew. rozwiązywane przy zastosowaniu mechanizmów zbliżonych do zaproponowanych w SOK, ich specyfika wymaga zastosowania każdorazowo odrębnych rozwiązań szczegółowych. Objęcie ich wszystkich jednym systemem byłoby zadaniem na tyle złożonym, że zagrażającym skuteczności osiągnięcia celu podstawowego, tak więc prezentowany poniżej system, zgodnie z dyrektywą KERM, ograniczony jest wyłącznie do zagadnienia kontraktów długoterminowych.

### **Decyzja KERM z 2 grudnia 1999 r.**

KERM, decyzją z 2 grudnia 1999 roku (pkt 3.4.2.), powierzył Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki obowiązek opracowania, w uzgodnieniu z Ministrem Gospodarki, szczegółowych zasad funkcjonowania systemu niwelowa-

nia skutków kontraktów długoterminowych, zawartych w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem następujących zasad:

- Wytwórcy otrzymują kompensatę w wysokości będącej różnicą pomiędzy przychodem zrealizowanym według cen rynkowych a zweryfikowanymi płatnościami wynikającymi z kontraktów;
- Weryfikacji dokonuje corocznie Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określając degresywne współczynniki płatności dla wytwórców;
- Dokonując weryfikacji Prezes URE uwzględni założenia polityki energetycznej i polityki cenowej oraz zasad równoważenia interesów wytwórców i odbiorców energii elektrycznej.

#### KDT a wolny rynek energii elektrycznej

Ratyfikowanie przez Polskę zobowiązań międzynarodowych w zakresie ochrony środowiska stworzyło konieczność dostosowania urządzeń wytwórczych do podwyższonych wymagań w zakresie emisji zanieczyszczeń. Podwyższenie sprawności urządzeń wytwórczych, powiązane z wyposażeniem ich w układy odsiarczania, odazotowania i odpowielania spalin, wymagało poniesienia znacznych nakładów, niemożliwych do sfinansowania z bieżących odpisów amortyzacyjnych i zysku, pokrytych w związku z powyższym z kredytów bankowych. Jednym z najważniejszych elementów w negocjacjach przedsiębiorstw wytwórczych z bankami było stworzenie gwarancji wypłacalności kredytobiorców. Oparto je na wieloletnich (długoterminowych) kontraktach zakupu energii w określonej ilości i po określonych cenach przez PSE S.A. Przedstawiona powyżej konstrukcja nie naruszała istniejącego wówczas status quo, gdyż w okresie zawierania kontraktów długoterminowych (KDT) PSE S.A. pełniła rolę jedynego nabywcy, w 100% pośrednicząc w handlu energią pomiędzy przedsiębiorstwami wytwórczymi i odbiorcami końcowymi. Bezpośrednim skutkiem zawarcia KDT, obok dokonanej modernizacji potencjału wytwórczego, był znaczny wzrost cen energii elektrycznej wytwarzanej z jednostek objętych KDT, spowodowany koniecznością pokrycia kosztów finansowych obsługi kredytów inwestycyjnych oraz zwiększonych kosztów kapitałowych zmodernizowanego majątku.

Znany jest pogląd, że sztywna, ilościowo-cenowa formuła kontraktów nie stoi w sprzeczności z procesem wdrażania rynku konkurencyjnego, że KDT mogą odgrywać na rynku pożyteczną rolę stabilizatora ceny energii. Pogląd ten wydaje się być słuszny jedynie przy spełnieniu warunku, obowiązującego w początkowej fazie realizacji programu zawierania KDT, że kontrakty nie obejmą więcej niż 30% energii pozostającej w obrocie. W sytuacji aktualnej, kiedy kontraktami objęte jest ponad 70% energii, realne staje się zagrożenie „zatkaniem” rynku przez energię z KDT, zwłaszcza w okresach dolin zapotrzebowania. Drugim argumentem determinującym konieczność rozwiązania problemu KDT w aspekcie wdrażania rynku konkurencyjnego jest pozostawanie Operatora Systemu Przesyłowego jako strony wszystkich KDT. Wobec omówionej powyżej skali ilościowej, utrwała to model rynku „jedynego

nabywcy”, skutecznie hamując rozwój konkurencji uwarunkowanej swobodnym dostępem do źródeł energii.

Skala ilościowa energii objętej KDT została zdeterminowana przez założenie monotonicznego wzrostu zapotrzebowania na energię w kolejnych latach realizacji programu KDT. Przy tym założeniu, w ramach tzw. solidaryzmu sektorowego, program miał docelowo objąć wszystkich wytwórców. Drastyczne ograniczenie produkcji w energochłonnych branżach przemysłu i sukcesywne upowszechnianie technologii energooszczędnych spowodowały stabilizację zapotrzebowania na energię na poziomie ok. 100 TWh rocznie. Tym samym, zamiast potrzeby modernizacji istniejących zdolności wytwórczych i rozbudowy nowych mocy pojawiła się potrzeba restrukturyzacji mocy – jej likwidacji na poziomie ok. 3000 MW.

Podsektor wytwarzania wykazuje obecnie następującą strukturę podmiotową w aspekcie zawartych KDT.

Wytwórcy	z KDT	poza KDT:
Belchatów Turów Opole Jaworzno III Łaziska EC Kraków	}	przedsiębiorstwa objęte KDT w 100%
Kozienice PAK Połaniec Siersza Dolna Odra Łagisza Rybnik EC: W-wa, Wybrzeże, B-Biała, Poznań, Gorzów		
przedsiębiorstwa w 100% poza KDT	}	Ostrolęka Skawina Halemba Blachownia Stalowa Wola EC: Łódź, Wrocław Białystok, Bydgoszcz...

Podział podsektora wytwarzania ze względu na wielkość mocy dyspozycyjnych poszczególnych jednostek wytwórczych objętych KDT i poza KDT przebiega na poziomie odpowiednio ok. 53% i ok. 47% mocy dyspozycyjnej ogółem, w tym w odniesieniu do jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej odpowiednio 62% i 38% mocy dyspozycyjnej, przyłączonej do sieci przesyłowej.

Kluczowym, dla sposobu rozwiązania problemu KDT, jest zagadnienie kto powinien ponosić skutki zawartych kontraktów:

- przedsiębiorstwa – strony KDT?
- odbiorcy energii:
  - bezpośredni?
  - wszyscy solidarnie?
- podatnicy?

Nie bez znaczenia jest fakt, że wszystkie kontrakty długo-terminowe, zawarte do roku 1998, zostały zawarte pomiędzy przedsiębiorstwami państwowymi i jednoosobowymi spółkami skarbu państwa, pod patronatem Ministra Przemysłu i Handlu bądź Ministra Gospodarki. Zasadna jest więc wątpliwość, czy zobowiązania podjęte w powyższym trybie poddać można wyłącznie regulom ryzyka handlowego, właściwego dla podmiotów funkcjonujących na wolnym rynku.

Przesłanką zawarcia KDT było ograniczenie oddziaływania elektroenergetyki na środowisko naturalne. Beneficjentami tego programu są wszyscy, a nie tylko ci odbiorcy energii, którzy dokonują zakupów bezpośrednio u zmodernizowanych wytwórców, dlaczego więc jedynie ci ostatni mieliby ponosić koszty tej operacji?

Powyższe prowadzi do wniosku, że najbardziej właściwym rozwiązaniem byłoby obciążenie kosztami KDT podatników. Program likwidacji KDT przez prywatyzację jest przykładem takiego właśnie rozwiązania. Jednakże jego realizacja wymaga czasu i określenia polityki wobec KDT jako elementu wyceny przedsiębiorstw. Rysuje się bowiem coś na kształt błędnego koła: obecność KDT blokuje możliwość ustalenia reguł rynkowych – brak ustalenia reguł rynkowych uniemożliwia rzetelną wycenę przedsiębiorstw w procesie prywatyzacji – brak postępów w prywatyzacji uniemożliwia rozwiązanie problemu KDT i ustalenie reguł rynku konkurencyjnego.

Niezbędne staje się zatem wdrożenie rozwiązania tymczasowego, przenoszącego skutki KDT na wszystkich odbiorców energii, umożliwiającego tym samym wdrożenie mechanizmów rynku konkurencyjnego.

#### **Istota rozwiązania proponowanego jako SOK**

SOK jest rozwiązaniem przejściowym, aktualnym do czasu rozwiązania lub wygaśnięcia zawartych umów które

pozwala na uwolnienie energii z KDT, a tym samym odejście od formuły rynku jedynego nabywcy, z zachowaniem wiarygodności zawartych umów KDT w aspekcie finansowym.

**SOK nie opiera się na likwidacji istniejących umów, jedynie na ich aneksowaniu.**

Wprowadzenie SOK jest uwarunkowane przeprowadzeniem procesu przekształcenia zawartych umów KDT, polegającego na zamianie, w drodze negocjacji, ich charakteru z towarowych na finansowe, przy zachowaniu gwarancji uzyskania wymaganych przychodów przy akceptowalnym poziomie ryzyka. Element ryzyka, formalnie nowy z punktu widzenia wytwórcy – strony KDT, jest nieodzowny dla dotrzymania warunków uczciwej konkurencji na wdrażanym rynku. Należy jednak mieć na uwadze, że uznanie rynku wytwórców za konkurencyjny bez jednoczesnego wdrożenia SOK spowodowałoby podniesienie wspomnianego ryzyka do poziomu niewspółmiernie wyższego.

#### **MECHANIZM SOK**

##### **Zmiana relacji między podmiotami objętymi SOK w stosunku do KDT**

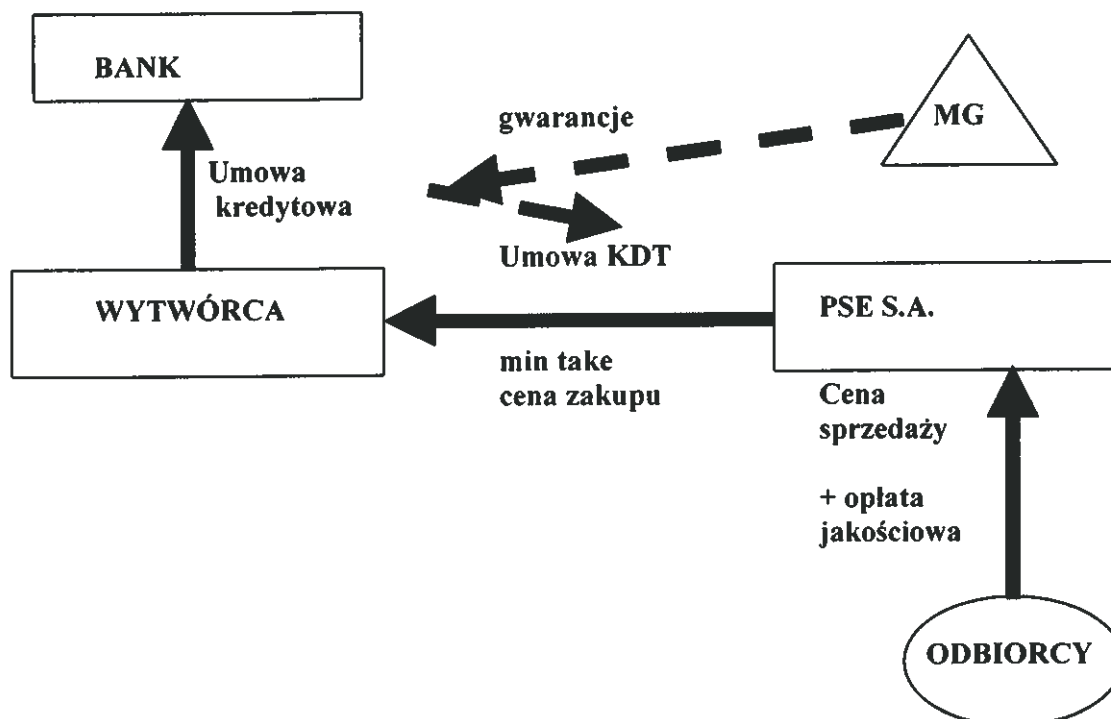
Relacje pomiędzy podmiotami objętymi KDT, wg stanu aktualnego, przedstawiono na rys. poniżej.

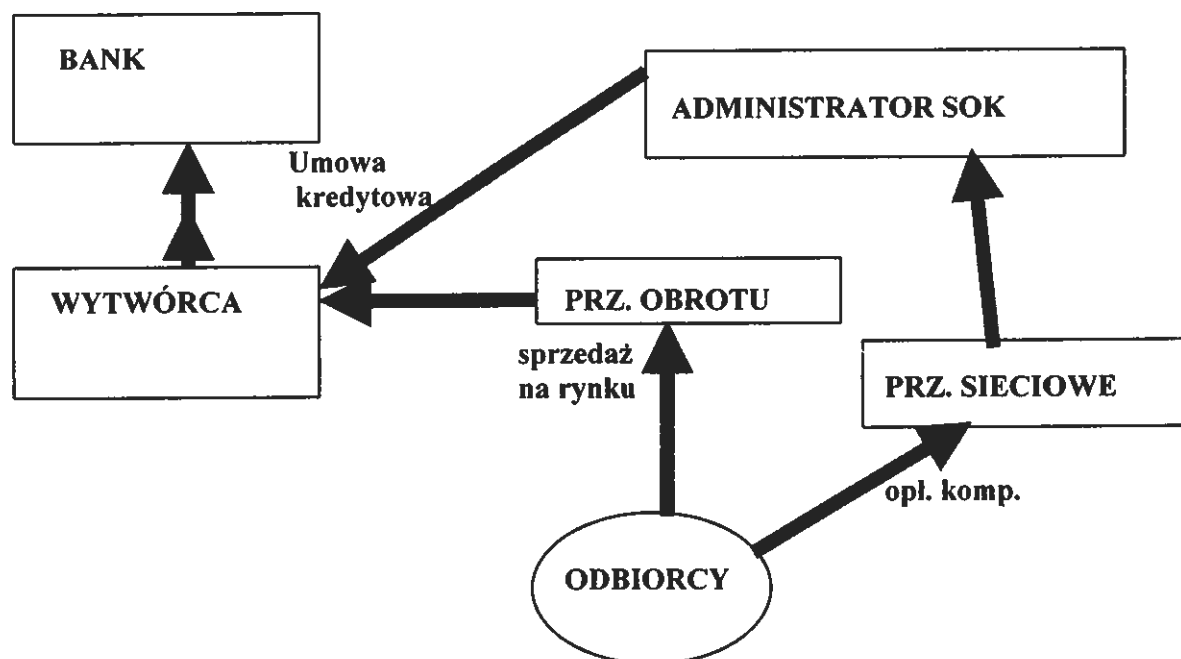
Po wdrożeniu SOK bez zmian pozostaje jedynie relacja WYTWÓRCA – BANK w zakresie umowy kredytowej. Znika obowiązkowy odbiór energii przez PSE S.A., w to miejsce pojawia się sprzedaż energii na zdywersyfikowanym rynku obejmującym:

- kontrakty dwustronne z różnymi przedsiębiorstwami obrotu (lub bezpośrednio z odbiorcami uprawnionymi),
- transakcje giełdowe oraz
- transakcje zawierane na rynku bilansującym.

Zapewniają one łączny przychód rynkowy wytwórcy.

W przypadku, gdy przychód wymagany zobowiązaniami KDT powinien być większy – wytwórca otrzymuje dodat-





kowy strumień przychodów od administratora SOK, w postaci kompensaty.

W sytuacji odwrotnej, nadwyżkę przychodów rynkowych powyżej przychodu wymaganego wytwórcą zwraca do administratora SOK.

Środki na pokrycie kompensat administrator SOK gromadzi za pośrednictwem przedsiębiorstw sieciowych, pobierających od odbiorców końcowych opłatę kompensacyjną, doliczaną do każdej jednostki dostarczonej energii.

Relacje te zilustrowano powyżej.

#### Zasady wyznaczania kompensat dla wytwórców objętych SOK

##### a) Parametry indywidualne wytwórcy: $W$ , $C_w$ , $C_s$ , $C_z$ , $C_r$

Dla każdej jednostki wytwórczej, (lub ich grupy) objętej KDT, administrator systemu ustala na kolejne lata obrotowe, pod nadzorem Prezesa URE, wymagany przychód, wynikający ze zobowiązań KDT, z uwzględnieniem mechanizmu regresji oraz obliczeniowy wolumen sprzedaży energii  $W$ , rozumiany jako maksymalna ilość energii, przewidziana do wyprodukowania z uwzględnieniem realnej dyspozycyjności jednostki oraz uwarunkowań sieciowych, uwidoczniionych w PKR. Należy podkreślić, że obliczeniowy wolumen sprzedaży  $W$ , określany na podstawie KDT, pozostaje jedynie parametrem rozliczeń a nie ilością energii podlegającą obowiązkowi odbioru przez PSE S.A.

Na podstawie wyznaczonego przychodu wymaganego oraz wolumenu sprzedaży  $W$  administrator systemu wyznacza jednoskładnikową cenę wymaganą wytwórcy  $C_w$ , obliczoną jako iloraz wymaganego przychodu i obliczeniowego wolumenu sprzedaży, złożoną z dwóch składników:

$$C_w = C_z + C_s$$

przenoszących odpowiednio koszty zmienne i koszty stałe przy sprzedaży równej obliczeniowemu wolumenowi  $W$ .

Określenie składnika  $C_s$  jest niezbędne do wyznaczenia korekt wysokości kompensaty dla określonego wytwórcy ze względu na odchylenie sprzedaży rzeczywistej  $S$  od obliczeniowego wolumenu  $W$ .

Przychody z rynku realizowane są wg cen określonych w kontraktach bilateralnych, wg cen ofertowych na rynku bilansującym oraz wg ceny giełdowej.

„Średnia cena rynkowa”  $C_r$  wyznaczona jest dla poszczególnych jednostek wytwórczych objętych KDT, dla kolejnych miesięcy, jako iloraz rzeczywistych łącznych przychodów ze sprzedaży energii do łącznej ilości tej energii:

##### b) Parametry wspólne dla wszystkich: $C_o$ , $C_o^P$

Rozliczeniowa cena odniesienia  $C_o$  wyznaczana jest przez Prezesa URE, ex post dla kolejnych miesięcy, na podstawie wielkości zrealizowanych w tych miesiącach przez segment wytwórców poza KDT, wielkości sprzedaży energii (niezależnie od fragmentu rynku na którym została zrealizowana) oraz uzyskanych z niej przychodów, zgodnie ze wzorem:

$$C_o = (\Sigma P_{BLS} + \Sigma P_{BTR} + \Sigma P_G) / (\Sigma E_{BLS} + \Sigma E_{BTR} + \Sigma E_G)$$

gdzie:

$P_{BLS}$  i  $E_{BLS}$  – oznacza odpowiednio zrealizowane przez wytwórców poza KDT przychody i sprzedaż energii na rynku bilansującym,

$P_{BTR}$  i  $E_{BTR}$  – oznacza odpowiednio zrealizowane przez wytwórców poza KDT przychody i sprzedaż energii na rynku kontraktów bilateralnych,

$P_G$  i  $E_G$  – oznacza odpowiednio zrealizowane przez wytwórców poza KDT przychody i sprzedaż energii na giełdzie.

Planowana roczna cena odniesienia  $C_o^P$  wyznaczana jest przez Prezesa URE na podstawie prognozy funkcjonowania sektora.

W pierwszym okresie funkcjonowania SOK, dopóki mechanizmy giełdowe nie zostaną wdrożone w stopniu wystarczającym, podstawą dla jej wyznaczenia może być średnia

cena energii określona jako iloraz łącznego rocznego przychodu do łącznej wielkości rocznej sprzedaży ze wszystkich systemowych jednostek wytwórczych poza KDT, z roku poprzedniego, z uwzględnieniem RPI, poprawy efektywności przedsiębiorstw oraz zmiany ich warunków funkcjonowania.

**c) Zasady wyznaczania należności dla wytwórcy**

Należność, wypłacana wytwórcy w miesięcznym cyklu rozliczeniowym, zwana dalej kompensatą, obliczana jest według wzoru:

$$K = K_p + K_{tc} + K_{ts}$$

gdzie:

**K<sub>p</sub>** – oznacza kompensatę podstawową, uwzględniającą różnicę w przychodach, wynikającą z różnicy pomiędzy ceną wymaganą a ceną odniesienia

**K<sub>tc</sub>** – oznacza składnik kompensaty, uwzględniający różnicę w przychodach, wynikającą z odchylenia ceny rynkowej od ceny odniesienia,

**K<sub>ts</sub>** – oznacza składnik kompensaty, uwzględniający różnicę w przychodach, wynikającą z odchylenia sprzedaży rzeczywistej od obliczeniowego wolumenu sprzedaży.

**d) Zasady wyznaczania kompensaty podstawowej K<sub>p</sub>**

Kompensatę podstawową wyznacza się według wzoru:

$$K_p = (C_w - C_o) * S - RM$$

gdzie:

**C<sub>w</sub>** – oznacza cenę wymaganą,

**C<sub>o</sub>** – oznacza cenę odniesienia,

**S** – oznacza zrealizowaną sprzedaż,

**RM** – oznacza zrealizowane przychody ze sprzedaży rezerw mocy (do rozważenia pozostaje zasadność uwzględniania przychodów ze sprzedaży usług systemowych).

W przypadku, gdy **C<sub>w</sub> ≥ C<sub>o</sub>** wartość kompensaty jest pomniejszana o przychody z **RM**, natomiast w przypadku gdy **C<sub>w</sub> < C<sub>o</sub>**, jej wartość bezwzględna rośnie o przychody z **RM**.

W przypadku, gdy kompensata przyjmuje wartość ujemną, przedsiębiorstwo odprowadza ją do SOK.

**e) Zasady uwzględniania odchyleń wielkości sprzedaży i cen rynkowych od wielkości założonych (kompensaty tłumikowe K<sub>ts</sub> i K<sub>tc</sub>)**

Wypadkowa cena **C<sub>r</sub>** będzie zazwyczaj odbiegać od ceny odniesienia **C<sub>o</sub>**. Z tego względu, nawet w przypadku, gdy wielkość zrealizowanej sprzedaży będzie równa obliczeniowemu wolumenowi sprzedaży **W**, osiągane przez wytwórcę przychody z rynku będą podlegać fluktuacjom. Tłumienie odchylenia przychodów w odpowiedzi na odchylenie ceny rynkowej **C<sub>r</sub>** od ceny odniesienia **C<sub>o</sub>** realizowane jest przez dodatkowy składnik kompensaty **K<sub>tc</sub>**:

$$K_{tc} = a_c * (C_o - C_r) * S$$

gdzie **a<sub>c</sub>** oznacza współczynnik tłumienia ze względu na odchylenie ceny rynkowej od ceny odniesienia, ustalany przez Prezesa URE.

W przypadku, gdy cena rynkowa **C<sub>r</sub>** jest wyższa od ce-

ny odniesienia **C<sub>o</sub>** kompensata **K<sub>tc</sub>** przyjmuje wartość ujemną, ograniczając przyrost przychodów ponad poziom uzasadniony, w przypadku odwrotnym – wartość dodatnią, ograniczając lukę w przychodach poniżej poziomu niezbędnego ze względu na wymagania KDT.

Składnik kompensaty **K<sub>ts</sub>**, odpowiedzialny za tłumienie odchylenia przychodów w odpowiedzi na odchylenie wielkości sprzedaży **S** od obliczeniowego wolumenu sprzedaży **W**, wyraża się wzorem:

$$K_{ts} = a_s * (W - S) * C_s$$

gdzie **a<sub>s</sub>** oznacza współczynnik tłumienia ze względu na odchylenie sprzedaży od obliczeniowego wolumenu sprzedaży, ustalany przez Prezesa URE.

W przypadku, gdy sprzedaż **S** jest wyższa od obliczeniowego wolumenu sprzedaży **W** kompensata **K<sub>ts</sub>** przyjmuje wartość ujemną, ograniczając przyrost przychodów ponad poziom uzasadniony, w przypadku odwrotnym – wartość dodatnią, ograniczając lukę w przychodach poniżej poziomu niezbędnego ze względu na wymagania KDT.

**Zasady gromadzenia środków finansowych na potrzeby SOK**

Źródłem finansowania **SOK** są bezpośrednio wpływy od odbiorców końcowych, realizowane poprzez stawkę opłaty kompensacyjnej **S<sub>OK</sub>**, w postaci składnika opłaty przesyłowej zmiennej.

Stawka opłaty kompensacyjnej, jednolita dla wszystkich odbiorców, jest wyznaczana na okresy roczne zgodnie ze wzorem:

$$S_{OK} = \eta * KK / E$$

gdzie:

**KK** – oznacza łączną kwotę kompensat, planowaną do wypłacenia wytwórcom,

**E** – oznacza wielkość energii dostarczonej odbiorcom końcowym w poprzednim roku obrotowym,

**η** – oznacza współczynnik poprawy bezpieczeństwa płynności finansowej systemu, określony przez Prezesa URE z uwzględnieniem prognozy wielkości sprzedaży energii w kolejnym roku.

Wpływy z tytułu opłat kompensacyjnych, uzyskiwane od odbiorców końcowych przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne, PSE S.A. i wytwórców dostarczających energię odbiorcom przyłączonym bezpośrednio do ich instalacji, przekazywane są do administratora systemu w postaci miesięcznych kwot.

Nie jest możliwe prowadzenie rozliczeń związanych z SOK pomiędzy spółkami dystrybucyjnymi i PSE S.A. w ramach taryfy PSE S.A., w postaci bezpośrednich rozliczeń z tytułu sprzedaży usług przesyłowych. Istnieje potrzeba określenia w taryfie PSE S.A. sposobu rozliczania opłat kompensacyjnych – na podstawie jednolitej stawki opłaty kompensacyjnej **S<sub>OK</sub>** oraz:

- wielkości energii dostarczonej odbiorcom końcowym PSE S.A. – z odbiorcami PSE S.A.,
- energii dostarczonej odbiorcom końcowym przedsiębiorstw dystrybucyjnych i wytwórców sprzedających

energię odbiorcom przyłączonym bezpośrednio do ich instalacji – z przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi i wytwórcami.

### Degresja

Skutkiem wdrożenia SOK jest docelowe obniżenie ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Przewiduje się dochodzenie do tak postawionego celu w wyniku kilku współbieżnych procesów.

Pierwszym z nich jest sukcesywna weryfikacja wysokości zobowiązań określonych w zawartych kontraktach – ten element regresji obciążeń będzie miał w początkowej fazie największe znaczenie. Elementem uzupełniającym ten proces może być np. standaryzacja kosztów OMC, w taki sposób, by tylko koszty stanowiące bezpośrednią konsekwencję zawartych KDT znajdowały uzupełniające pokrycie w SOK, natomiast w zakresie kosztów pozostałych wytwórcy z KDT konkurowali na równych prawach z pozostałymi.

Drugim elementem ograniczającym obciążenie odbiorców końcowych z tytułu ponoszenia skutków KDT jest różna od 1 wartość współczynników  $a_s$  i  $a_c$ , powodująca, że w określonych sytuacjach wytwórca objęty SOK nie uzyska przychodu w pełnej oczekiwanej wysokości. Należy jednak zaznaczyć, że współczynniki  $a_s$  i  $a_c$  nie są elementami odpowiedzialnymi za regresję, nie taki jest cel ich wprowadzenia – warunkują one zachowanie reguł uczciwej konkurencji na rynku – a jedynie pośrednim skutkiem ich funkcjonowania może być regresja obciążeń odbiorców.

Trzecim elementem, docelowo najważniejszym, jest stopniowe obniżanie ceny energii w wyniku wdrożenia gry konkurencyjnej pomiędzy wytwórcami.

### UZUPEŁNIENIE SYSTEMU, POSTULOWANE ZE WZGLĘDU NA ZAŁOŻONY CEL

Wdrożenie SOK nie jest warunkiem wystarczającym dla zapewnienia warunków swobodnej, uczciwej konkurencji w wytwarzaniu energii elektrycznej.

Przedsiębiorstwa wytwórcze w dużym uproszczeniu można podzielić na trzy grupy:

- zmodernizowane na podstawie KDT,
- zmodernizowane siłami własnymi (poza KDT),
- niezmodernizowane a w konsekwencji w znacznym stopniu zamortyzowane,

których warunki funkcjonowania na rynku konkurencyjnym są diametralnie różnicowane.

Obecność na rynku podmiotów oferujących energię po cenach relatywnie niższych, bo nie obciążonych kosztami

amortyzacji i kosztami finansowymi, ale obciążonych wyższą od dopuszczalnej emisją zanieczyszczeń, podobnie jak import taniej ale „brudnej” energii z zagranicy, stanowi realne zagrożenie dla źródeł zmodernizowanych, ale w związku z tym droższych.

Wdrożenie, w ślad za SOK, systemu opłat ekologicznych, z zastrzeżeniem, aby przedsiębiorstwa zmodernizowane w ramach KDT nie mogły czerpać „dublujących się” korzyści z uczestnictwa w obydwu systemach, stanowić powinno bezpośrednią kontynuację procesu wdrażania mechanizmów rynkowych, zapewniając wyrównanie szans rynkowych wszystkich ww. grup wytwórców.

### PERSPEKTYWY WDROŻENIA

Wdrożenie SOK nie jest możliwe z dnia na dzień, np. w drodze decyzji administracyjnej. W procesie wdrażania można wyróżnić następujące etapy:

- a) proces kształtowania koncepcji merytorycznej, w konsultacji z sektorem energetycznym i sektorem bankowym,
- b) przełożenie koncepcji merytorycznej na przepisy ustawy Prawo energetyczne oraz rozporządzeń – „taryfowego” i „przyłączeniowego”
- c) na podstawie przepisów wprowadzonych w życie – powołanie administratora SOK oraz przekształcenie kontraktów długoterminowych z towarowych na finansowe, w drodze renegocjacji i aneksowania istniejących umów
- d) dostosowanie taryf przedsiębiorstw sieciowych do prowadzenia rozliczeń w ramach SOK
- e) uznanie rynku energii za konkurencyjny, zwolnienie przedsiębiorstw wytwórczych i obrotu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania przez Prezesa URE i uruchomienie SOK.

Należy zaznaczyć, że przedstawiony powyżej scenariusz musi być realizowany sukcesywnie, tzn. nie jest możliwe przejście do kolejnego etapu bez realizacji poprzedniego. W związku z powyższym wdrożenie SOK w praktyce nie będzie możliwe przed końcem br.



Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Taryf URE

**Decyzje Prezesa Urzędu w sprawie taryf dla energii elektrycznej, paliw gazowych oraz ceny węgla brunatnego dla elektrowni publikowane są odpowiednio w „Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna”, „Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe” oraz „Biuletynie Branżowym URE – Węgiel brunatny”.**



# POCZĄTKI TARYFOWANIA PALIW GAZOWYCH

Teresa Kubacka

Z dniem 5 grudnia 1999 r. Minister Finansów utracił prawo do ustalania cen dla paliw gazowych. Prawo takie, stosownie do postanowień art. 47 ustawy z dnia 10 kwietnia 1999 r. – Prawo energetyczne, uzyskały przedsiębiorstwa energetyczne, prowadzące działalność w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji lub obrotu paliwami gazowymi.

Z uwagi jednak na to, że rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 grudnia 1999 r. w sprawie szczególnych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 102, poz. 1188), zwane dalej „rozporządzeniem taryfowym”, które obok Prawa energetycznego stanowi podstawę ustalania taryf dla tego nośnika energii weszło w życie z dniem 4 stycznia 2000 r., po tym dniu dopiero Prezes URE mógł zatwierdzać ustalone przez ww. przedsiębiorstwa taryfy.

Pierwszy wniosek o zatwierdzenie taryfy dla paliw gazowych wpłynął do Urzędu w dniu 22 grudnia 1999 r. Jednak w związku z faktem, iż przedłożona do zatwierdzenia taryfa ustalona została z pominięciem przepisów rozporządzenia taryfowego, pismem z dnia 4 stycznia br. strona wystąpiła o umorzenie wszczętego postępowania. Wniosek został rozpatrzony pozytywnie.

9 lutego br. z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy dla paliw gazowych zwróciło się Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., które jest największym przedsiębiorstwem gazowniczym w Polsce i które nie tylko zajmuje się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych oraz ich sprzedażą ale również poszukiwaniem i wydobywaniem tych paliw, ich importem oraz eksploatacją podziemnych magazynów gazu. Jest to przedsiębiorstwo, które obsługuje ponad 6,7 mln odbiorców, dostarczając im sieciami gazowniczymi cztery rodzaje gazów, tj. gaz: ziemny wysokometanowy, ziemny zaazotowany, propan – butan powietrze oraz propan – butan rozprężony.

Ustalenie przez to Przedsiębiorstwo taryfy, w której stosownie do postanowień rozporządzenia taryfowego – w stosunku do grup taryfowych funkcjonujących pod „rządami” Ministra Finansów – musiały powstać nowe grupy i w której wzrost opłat dla poszczególnego odbiorcy, w stosunku do opłat jakimi obciążany był ten odbiorca za dostawę gazu w roku poprzedzającym rok obowiązywania taryfy (przy zachowaniu identycznej struktury odbioru) nie mógł przekroczyć 12,5% – okazało się zadaniem niezwykle skomplikowanym. Szczególnie trudne, a w zasadzie niewykonalne, było ustalenie cen i stawek opłat na takim poziomie aby wzrost opłat dla każdego z odbiorców nie przekraczał 12,5%, jakkolwiek ustalone w taryfie ceny i stawki opłat generalnie zezwalają na dotrzymanie tego warunku.

Zastrzeżenia – (ze względu na zmianę zasad rozliczania

mocy umownej oraz możliwość kwalifikacji w taryfach ustalanych przez Ministra Finansów do grup właściwych dla gospodarstw domowych) – odnośnie utrzymania wzrostu opłat na poziomie 12,5% dotyczyły odbiorców z obiektami nieprzemysłowymi, wyposażonych w urządzenia grzewcze.

W trakcie postępowania Urząd ustalił co prawda, iż w stosunku do tej grupy odbiorców z formalnego punktu widzenia nie ulegała zmianie zasada zamawiania mocy, gdyż już w taryfie ustalonej przez Ministra Finansów na 1999 rok odbiorcy ci powinni być rozliczani według maksymalnej mocy rocznej. Z uwagi jednak na to, że w praktyce PGNiG S.A. wyrażało zgodę na odstępstwo, zezwalając odbiorcom tego typu na zamawianie różnej mocy na poszczególne miesiące roku, co czyniło ich łączne opłaty za dostarczony gaz niższymi niż wynikałoby to ze ścisłego egzekwowania przepisów – problem przekroczenia 12,5% wzrostu opłat w roku obowiązywania taryfy był nieunikniony.

Stąd też w taryfie PGNiG znalazł się zapis w brzmieniu „W przypadku kiedy zastosowanie określonych w niniejszej taryfie cen i stawek opłat spowoduje dla danego odbiorcy wzrost opłat powyżej poziomu określonego w § 43 ust. 4 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 1.2 lit. e [rozporządzenie taryfowe], Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna zobowiązuje się ustalić opłaty danemu odbiorcy na poziomie uwzględniającym dyspozycję wskazanego przepisu”.

Trzeba jednak wyraźnie podkreślić, że realizacja tego zapisu nie jest łatwa. PGNiG co prawda opracowało system udzielania bonifikat – odbiorcom, którzy w roku 1999 zamawiali różną moc na poszczególne miesiące roku, a którzy w chwili obecnej w myśl rozporządzenia taryfowego obowiązani są zamówić jednakową moc na wszystkie miesiące roku i dla których zastosowanie cen i stawek opłat z taryfy powoduje wzrost łącznych opłat za dostarczony gaz, w stosunku do roku ubiegłego o ponad 20%, ale system ten budzi ich zastrzeżenia, często zresztą wynikające z niedoinformowania.

Szczególnie ostro protestują przedsiębiorstwa energetyki cieplnej, które rozpoczęły swoją działalność bądź pod koniec ubiegłego roku, bądź w roku bieżącym i które za dostawę gazu płacą więcej niż odbiorcy tego typu, którym PGNiG obowiązane jest udzielać bonifikaty.

Budząca zastrzeżenia zasada określenia mocy umownej w wielkości identycznej na wszystkie miesiące roku w swojej istocie wydaje się prawidłowa. Jest to zresztą zasada przyjęta zarówno w przypadku energii elektrycznej jak i ciepła. Pozwala na równomierne pokrycie kosztów stałych ponoszonych przez przedsiębiorstwo sieciowe w zbliżonej wysokości przez wszystkie miesiące roku kalendarzowego, w tym kosztów: eksploatacji i odtworzenia

przyłączy; eksploatacji, odtworzenia, modernizacji i rozbudowy sieci; rezerwowania przesyłania paliw gazowych sieciami gazowymi o innych parametrach; magazynowania paliw gazowych w górotworze; budowy i eksploatacji układów pomiarowych oraz wykorzystania infrastruktury technicznej, poprzez wnoszone przez odbiorców opłaty.

Na podkreślenie zasługuje również fakt, iż biorąc pod uwagę intencje prawodawcy – Ministra Gospodarki, zgodnie z którymi opłata stała za usługi przesyłowe ma rekompensować sprzedawcy ponoszone w stosunku do danej grupy taryfowej koszty stałe – to bez względu na to czy odbiorca zamawiałby moc umowną w różnej wysokości na poszczególne miesiące roku czy też jednakową na wszystkie miesiące to w skali roku opłaty stałe, jakimi zostałby obciążony powinny być identyczne. Różnica polegałaby jedynie na tym, że w pierwszym przypadku opłaty te byłyby różne w różnych miesiącach (wyższe w miesiącach „grzewczych”, niższe w miesiącach letnich), w drugim zaś – identyczne w każdym z miesięcy.

Znaczne uniezależnienie od wielkości zamawianej mocy – a więc częściową realizację postulatów odbiorców pobierających paliwo jedynie w sezonie grzewczym – niosą za sobą postanowienia ustawy z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555), które w art. 1 pkt 15 lit. d stanowią, iż dla paliw gazowych opłaty stałe za usługę przesyłową dla danej grupy odbiorców nie mogą przekroczyć 40% łącznych opłat za tę usługę, jakimi obciążeni zostaną odbiorcy.

Należy jednak mieć świadomość, że uzmiennienie kosztów stałych, wymuszone przez wyżej wspomniany przepis nie oznacza, że odbiorcy, którzy na mocy obecnych przepisów nie mają prawa do bonifikat – zapłacą mniej.

Protesty odbiorców obsługiwanych przez PGNiG budzą również postanowienia obciążające opłatami karnymi tych spośród nich, którzy przekroczyli wielkość mocy uzgodnionej w umowie. Opłaty te stanowią równowartość iloczynu mocy maksymalnej zarejestrowanej przez układ pomiarowy ponad moc umowną, ilości godzin w okresie rozliczeniowym i 3 – krotnej stawki opłaty przesyłowej.

Odbiorcy ci jednak nie zwracają uwagi na istotę przepisu obciążającego ich opłatami karnymi, który dotyczy tylko tych odbiorców, którzy przekroczyli moc umowną bez zgody sprzedawcy, co sprowadza się do zachęcenia odbiorcy do tzw. „zoptymalizowania” zamówionej mocy. Oznacza to, że moc, którą odbiorca będzie wykorzystywał w bardzo krótkich okresach wcale nie musi odpowiadać mocy maksymalnej. Mocą umowną powinna być dla niego maksymalna moc przeciętnie wykorzystywana w roku, tzw. moc optymalna. Na-

tomiast wszelkie przewidywane przekroczenia mocy optymalnej, odbiorca powinien zgłaszać sprzedawcy podczas negocjacji warunków umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług przesyłowych.

W takich przypadkach umowa powinna precyzować sposób obliczania opłat za przewidywane przekroczenia. Jest oczywiste, że wysokość tych opłat będzie zależeć od wysokości przekroczenia mocy optymalnej oraz okresu w jakim ono nastąpi (lato – zima).

Dotychczas spośród pozostałych – poza PGNiG – 30 przedsiębiorstw energetycznych, które posiadają koncesję na przesyłanie i dystrybucję oraz obrót paliwami gazowymi zatwierdzone taryfy mają jedynie 2 przedsiębiorstwa. Dla czterech przedsiębiorstw sieciowych aktualnie prowadzone jest postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia przedłożonych przez nie taryf. Jeden wniosek został pozostawiony bez rozpatrzenia, gdyż przedsiębiorstwo w wyznaczonym czasie nie odpowiedziało na wezwanie.

Koncesje jedynie na obrót gazem posiadają trzy przedsiębiorstwa, na przesyłanie i dystrybucję – jedno. Żadne z nich nie wystąpiło z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy.

Na wytwarzanie i przesył gazu koksowniczego koncesje uzyskały trzy przedsiębiorstwa, z których jedno ma zatwierdzoną taryfę. Spośród trzech przedsiębiorstw posiadających koncesje na wytwarzanie gazu wielkopieczowego żadne nie zwróciło się z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy bądź z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku jej zatwierdzenia. Zaznaczyć należy, że przed wejściem w życie ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa wytwarzające gaz sprzedawały go po cenach uzgodnionych z odbiorcą.

Biorąc pod uwagę fakt, iż producenci ci mają znikome znaczenie na rynku dostaw gazu, jak również fakt, iż w latach minionych gaz ten sprzedawany był po cenach umownych zasadne wydaje się, wyrażanie przez Prezesa URE zgody na ich zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Warunkiem koniecznym jest jednak wystąpienie przez tych producentów z takim wnioskiem.

Poniżej przedstawiono listę przedsiębiorstw, którym Prezes URE zatwierdził taryfy dla paliw gazowych.



Autorka jest naczelnikiem Wydziału w Departamencie Taryf URE

Lp	Nazwa Przedsiębiorstwa i jego siedziba	Data decyzji zatwierdzającej taryfę	Data opublikowania taryfy	Nr Biuletynu Branżowego URE – Paliwa gazowe
1.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. – Warszawa	1.03.2000 r.	3.03.2000 r.	1/2000
2.	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń” – Dąbrowa Górnicza	1.03.2000 r.	3.03.2000 r.	1/2000
3.	Zakład Usług Gazowniczych „LOKGAZ” Sp. z o.o. – Kaźmierz	25.05.2000 r.	26.05.2000 r.	2/2000
4.	„Petrico” S.A. – Karlino	25.05.2000 r.	26.05.2000 r.	2/2000

# JAKI RYNEK PALIW GAZOWYCH?

Jacek Biedrzycki

## Wstęp

Potrzeba liberalizacji polskiego rynku gazowego bierze się wprost z faktu postępujących procesów integracyjnych naszego kraju z Unią Europejską. Podstawowym wyzwaniem stojącym przed polskim gazownictwem jest stworzenie oraz systematyczne wdrażanie w życie harmonogramu prac dostosowawczych w zakresie górnictwa naftowego i gazownictwa do wymogów ustawodawstwa UE (które składa się z dyrektyw oraz rozporządzeń komisji i rady ministrów). Prace dostosowawcze winny obejmować nowelizację już istniejących oraz wydanie nowych ustaw i rozporządzeń.

Najważniejszym dokumentem prawnym UE, którego aktem musi się podporządkować nasz przemysł gazowniczy jest Europejska Dyrektywa Gazowa z 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego. Środowiska gazownicze widzą potrzebę nowelizacji następujących aktów prawnych: ustawy Prawo energetyczne z 1997 r., ustawy Prawo geologiczne i górnicze z 1994 r. oraz ustawy o normalizacji z 1993 r. (należy mieć nadzieję, że zapisy zamieszczone w ustawie z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne spełniają oczekiwania przemysłu gazowniczego). Postulują one także by w procesie dostosowawczym wydać nową ustawę o nazwie Prawo rurociągowie.

## Działania w zakresie dostosowania polskiego gazownictwa do standardów UE

Poniższa tabela ilustruje zapisy naszego ustawodawstwa dotyczące procesu otwierania rynku gazowego w Polsce.

Dokumentem, który reguluje sposób otwierania polskiego rynku gazowego jest rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych. Określa on harmonogram uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, polegających na przesyłaniu (między innymi) paliw wydobywanych w kraju, zależnie od wielkości dokonywanych rocznych zakupów paliw gazowych.

I tak odbiorcy dokonujący rocznych zakupów paliw gazowych **w wielkości nie mniejszej niż:**

- 25 mln m<sup>3</sup> w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy – uzyskują prawo do korzystania z usług przesyłowych z dniem **1 lipca 2000 r.**,
- 15 mln m<sup>3</sup> w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy – uzyskują prawo do korzystania z usług przesyłowych z dniem **1 stycznia 2004 r.**

oraz,

- odbiorcy, dokonujący rocznych zakupów paliw gazowych w wielkości mniejszej niż 15 mln m<sup>3</sup> w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy, uzyskują prawo do korzystania z usług przesyłowych z dniem **5 grudnia 2005 r.**

Wielkość rocznych zakupów paliw gazowych (oraz innych nośników energii) o których mówi ww. rozporządzenie, ustala się na podstawie danych określonych we wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych.

Rynek gazowy wykazuje znaczne podobieństwo do rynku energii elektrycznej gdzie przedsiębiorstwa sieciowe działają jako monopoliści w obszarze przesyłania i dystrybucji (podlegają regulacji) a przedsiębiorstwa obrotu oraz wytwórcy działając na rynku konkurencyjnym mają być objęci deregulacją. Polski monopolista na rynku gazowym (PGNiG) będzie więc musiał udostępnić swoją sieć podmiotom uprawnionym (zgodnie z harmonogramem dostępu) oraz innym, nowopowstającym, przedsiębiorstwom gazowniczym w tym obrocie. Możliwa będzie także budowa nowych sieci gazowych, które ze względu na ograniczenia finansowe oraz kłopoty z wykupem gruntu będą raczej miały charakter lokalny. Oczekiwać więc można, że monopol PGNiG zostanie z czasem złamany w dziedzinie obrotu gazem. Odnośnie budowy infrastruktury służącej do przesyłania i dystrybucji znane są już w Polsce przypadki, w których gminy w kooperacji z zachodnimi inwestorami budowały na swoim terenie instalacje gazownicze. Tym niemniej działania te mają ograniczony zasięg i nie zagrażają raczej pozycji PGNiG w tym segmencie rynku. Pomimo teoretycznego złamania monopolu na dystrybucję, ta

Stopniowe otwieranie rynku gazowego

20.08.1998	od 1.07.2000 wartość graniczna zużycia ≥ 25 mln m <sup>3</sup> /rok	od 1.01.2004 wartość graniczna zużycia ≥ 15 mln m <sup>3</sup> /rok	2005	od 5.12.2005 odbiorcy o zużyciu < 15 mln m <sup>3</sup> /rok
Wejście w życie rozporządzenia ministra gospodarki	Stopień otwarcia rynku wyniesie 33%	Stopień otwarcia rynku wyniesie 66%	Przewidywane wprowadzenie ustawodawstwa UE	Przewidywane 100% – owe otwarcie rynku

część sprywatyzowanego PGNiG nadal będzie atrakcyjna dla potencjalnych inwestorów (do obsługi pozostaje 80% rynku). Dostęp nowych dystrybutorów związany jest z drogimi i czasochłonnymi inwestycjami i nie nastąpi zapewne zaraz po otwarciu rynku.

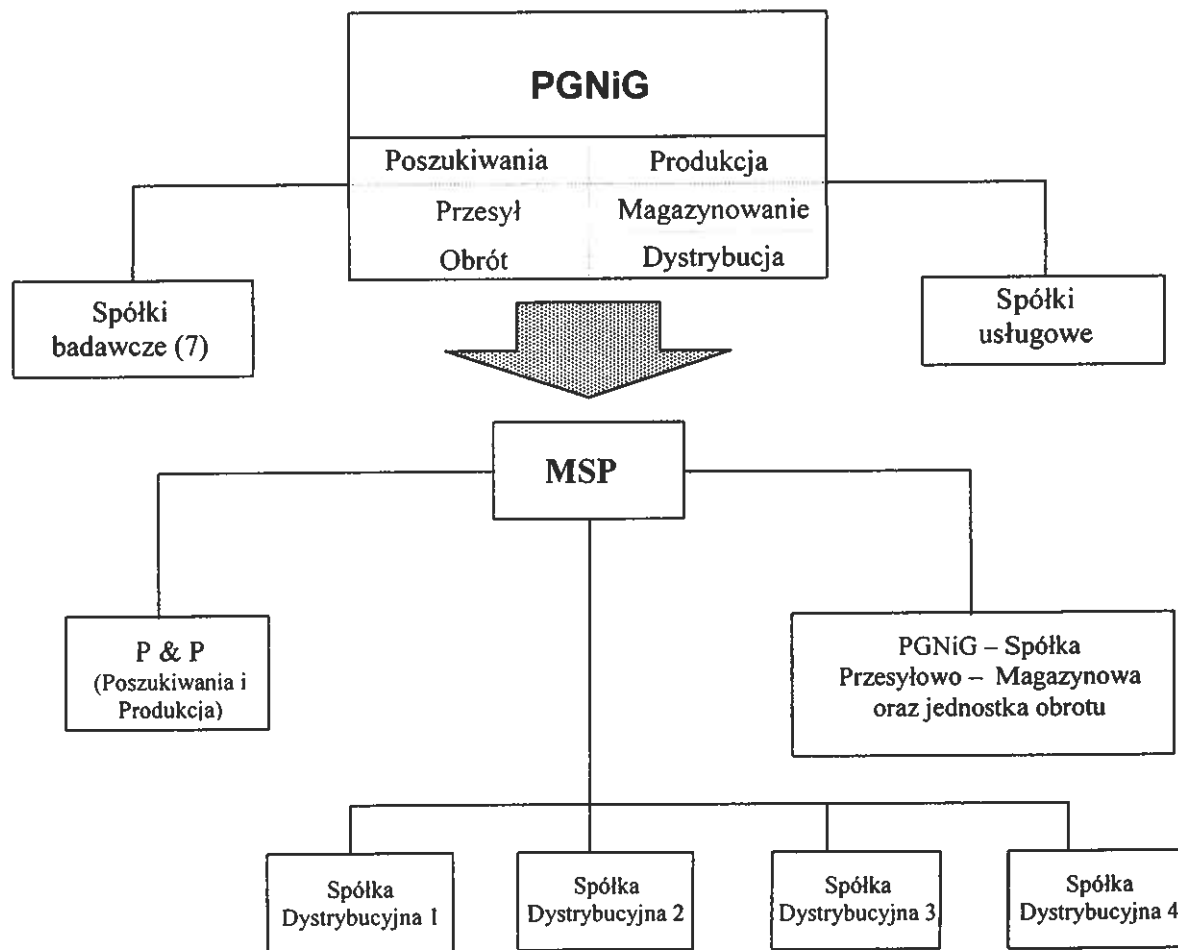
Działania dostosowawcze realizowane są w konsekwencji podpisania przez Polskę w 1991 r. Porozumienia o Stowarzyszeniu z Europą, zw. też Układem o Stowarzyszeniu z UE. W myśl w/w układu Polska zobowiązała się do dostosowania obecnego i przyszłego ustawodawstwa do wymogów ustawodawstwa UE do roku 2004. Artykuł 78 układu stowarzyszeniowego definiuje ramowe zasady współpracy w sektorze energii, które dotyczą m.in. modernizacji infrastruktury, dywersyfikacji dostaw, zagospodarowania zasobów energetycznych, promowania efektywnego użytkowania energii, ochrony środowiska, łączenia systemów gazowniczych i elektroenergetycznych oraz otwierania rynków i stwarzania ułatwień dla tranzytu. Proces dostosowawczy rozpoczął się w polskim przemyśle gazowniczym, reprezentowanym przez PGNiG S.A. z chwilą przekazania przez UE tzw. listy A, zawierającej 154 pozycje dotyczące sektora energii (w tym 16 dotyczących gazownictwa) oraz dokumentów screeningowych i negocjacyjnych. Ustawodawstwo nasze okazało się być bardzo liberalne w zakresie otwierania rynku (wyrządza wymagania Dyrektywy Gazowej UE) i jednocześnie konserwatywne, jeżeli chodzi o dostęp do sieci oraz brak uprzywilejowania odbiorców

gazu z sektora energetycznego (tak jak w Dyrektywie)<sup>1)</sup>. Przy czym podkreślić wypada, że z sektorem tym przemysł gazowniczy wiąże duże nadzieje na znaczący wzrost ogólnego zużycia gazu ziemnego w Polsce. Strona polska wystąpiła o przyznanie 3-letniego okresu przejściowego (pocz. 2003 – koniec 2005) w celu stosowania ograniczonego dostępu stron trzecich do sieci. Potrzeba uzyskania okresu przejściowego tłumaczona jest: kosztowną i czasochłonną restrukturyzacją, sytuacją finansową przemysłu gazowniczego oraz koniecznością modyfikacji i opomiarowania systemu gazowniczego, umożliwiającą zarazem dywersyfikację dostaw gazu oraz dostęp do niego stron trzecich. Należy jednak zaznaczyć, że postulowany przez Polskę okres przejściowy nie zwalnia nas z obowiązku przygotowania się do wdrożenia całości zdobytych ustawodawczych UE dotyczących przemysłu gazowniczego oraz od gotowości przyjęcia ich najpóźniej do daty wejścia do UE.

Komisja Europejska mając na celu ułatwienie wprowadzenia ustawodawstwa UE do ustawodawstw krajów kandydujących przygotowała w ramach Phare krótkoterminowy program pomocowy TAIEX, podpisała także z Bankiem Światowym specjalne Memorandum dla wspierania działań

1) Dyrektywa Gazowa zakłada, że proces otwierania rynków krajów członkowskich winny rozpocząć od określenia uprawnionych odbiorców, którymi bez ograniczeń zużycia są elektrownie i elektrociepłownie. Ustawodawstwo polskie nie przewiduje zaś preferencji dla energetyki w dostępie do usługi przesyłowej.

Autor: PricewaterhouseCoopers Polska Sp. z o.o.



przystosowawczych. Polski przemysł gazowniczy może wykorzystać okazję uzyskania tej pomocy, w postaci: finansowania zewnętrznego doradztwa dla działań dostosowawczych, przygotowania przepisów technicznych i norm, opomiarowania systemu gazowniczego ułatwiającego m.in. dostęp do sieci, wprowadzenia skroplonego gazu ziemnego i przygotowania nowoczesnego systemu taryfowego.

Restrukturyzacja oraz prywatyzacja sektora gazowego (PGNiG) jest kolejną ważną kwestią wpływającą na kształt polskiego rynku gazowego. Konieczność opracowania nowej strategii rozwoju PGNiG S.A. wynika ze zmian zachodzących w jego otoczeniu. Ukształtowane w przeszłości monopolistyczne przedsiębiorstwo zmuszane będzie pozwolić ale systematycznie do oddania części swojego rynku na rzecz konkurencji. Przepisy Dyrektyw UE oraz regulacje ustawy Prawo energetyczne, stawiają PGNiG S.A. w sytuacji konieczności szybkiego przystosowania się do wymogów prawa z jednej strony, z drugiej zaś sprostania zewnętrznej konkurencji na obszarze Polski.

Model docelowej struktury przemysłu gazowniczego w Polsce (przygotowanego do prywatyzacji) zakłada ewolucję od jednego scentralizowanego przedsiębiorstwa w kierunku struktury zdecentralizowanej, w której nastąpiłby rozdział działalności na osobne podmioty (patrz rysunek na str. 35). Według tego modelu PGNiG zajmowałoby się przesyłaniem, magazynowaniem oraz obrotem gazem. Inne rodzaje działalności przeszłyby do spółek wydzielonych z w/w przedsiębiorstwa. Dystrybucją zajęłoby się kilka spółek regionalnych, które także powstałyby w drodze wydzielenia ze struktury PGNiG.

Szczególne uwagę należy zwrócić przy tym na to, czy zaproponowana struktura oraz liczba spółek dystrybucyjnych jest optymalna z punktu widzenia ich siły i szans na niezależne negocjowanie atrakcyjnych kontraktów na zakup gazu z przedsiębiorstwami wydobywczymi/ wytwórczymi (z pominięciem pośredników handlowych).

#### **Regulacja a przemysł gazowniczy**

Ważne znaczenie dla jakości procesów restrukturyzacji, prywatyzacji oraz liberalizacji przemysłu gazowego będzie miała działalność Prezesa URE w zakresie:

- określenia jasnych reguł koncesjonowania dla wszystkich jednostek w sektorze,
- zatwierdzania taryf,
- nadzoru nad jakością usług,
- egzekwowania systemu kar,
- nadzoru nad przekazywaniem kontraktów „bierz lub płać”,

albowiem regulacja tego sektora odegra kluczowe znaczenie w osiągnięciu stawianych przez rząd, celów związanych z jego prywatyzacją:

- pobudzenia zainteresowania inwestorów,

- ożywienia aktywności podmiotów sektora gazowego,
- pobudzenia konkurencji,
- ochrony konsumenta (jakość usług),
- bezpieczeństwa dostaw.

Ponadto URE będzie egzekwowało przestrzeganie przez spółkę przesyłową zasady dostępu stron trzecich do sieci. Czytelna dla potencjalnych inwestorów polityka Regulatora umożliwi rozwój sektora zgodnie z oczekiwaniami rządu. Kolejnym narzędziem regulacji jest kompetencja Prezesa URE w zakresie uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych. Prezes URE (za jego pośrednictwem Rząd) wykorzystując tę kompetencję będzie miał możliwość stwierdzenia czy zamierzenia rozwojowe przedsiębiorstw gazowniczych są zgodne z założeniami polityki energetycznej państwa oraz z zapisami ustawy Prawo energetyczne (i rozporządzeń wydanych na jego podstawie).

Podkreślić należy, że z punktu widzenia regulacji podmiotów gospodarczych funkcjonujących na tym rynku, restrukturyzacja zmierzająca do oddzielenia poszczególnych etapów cyklu produkcyjno-usługowego (to znaczy poszukiwanie i wydobywanie – przesyłanie i magazynowanie – dystrybucja) jest zasadna i pozwoli na selektywne oddziaływanie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na poszczególnych uczestników rynku. Jest to zgodne również z fundamentalnymi założeniami ustawy Prawo energetyczne i Dyrektywą Gazową Unii Europejskiej z 1998 r. (dostęp stron trzecich do infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, prowadzenie odrębnej rachunkowości dla poszczególnych rodzajów działalności itp.).

Podział dotychczasowego PGNiG S.A. na oddzielne przedsiębiorstwa, ze względu na rodzaj prowadzonej działalności, stworzy Prezesowi URE możliwość identyfikacji i ograniczania zjawiska subsydiowania skrośnego pomiędzy rodzajami działalności koncesjonowanej. W przypadku spółek dystrybucyjnych możliwe będzie prowadzenie pomiędzy nimi analiz porównawczych. Nowy układ stworzy także Prezesowi URE możliwość lepszego kontrolowania spółki przesyłowej co do realizacji przez nią zasady dostępu stron trzecich do sieci.



*Autor jest pracownikiem Departamentu Planów i Analiz URE*

# ROZSTRZYGANIE SPORÓW W I KWARTALE 2000 ROKU

Iwona Figaszewska

Z dniem 1 stycznia br. dyrektorzy oddziałów terenowych URE uzyskali uprawnienia do wydawania, z upoważnienia Prezesa URE, decyzji administracyjnych rozstrzygających spory z art. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

Prezentowane Państwu rozstrzygnięcia spraw spornych dotyczą zatem decyzji administracyjnych wydanych przez dyrektorów oddziałów terenowych Urzędu oraz przez Departament Nadzoru i Kontroli Jakości.

Wśród 21 wydanych decyzji administracyjnych, merytorycznie zostało rozstrzygniętych 14 spraw spornych. W 7 przypadkach umorzono toczące się postępowanie administracyjne.

## **Wstrzymanie dostaw energii elektrycznej**

Decyzja Prezesa URE w sprawie rozstrzygnięcia sporu dotyczącego wstrzymania dostaw energii elektrycznej podtrzymała dotychczasową praktykę orzekania, popartą wyrokiem Sądu Antymonopolowego. W uzasadnieniu wyroku z dnia 12 maja 1999 r. (sygn. akt XVII Ame 1/99) Sąd Antymonopolowy stwierdził, że „kwestia niewykonania lub nienależytego wykonania umowy przez strony lub przez jedną z nich powinna być rozpatrywana odrębnie w odniesieniu do konkretnej umowy, której postanowienia zostały naruszone”. Ponadto Sąd zaznaczył, że każda z umów (...) tworzy odrębny stosunek zobowiązaniowy. Skoro zatem regulowane były należności za dostawę energii elektrycznej na potrzeby bytowe rodziny (...), brak było podstaw prawnych do wstrzymania dostaw prądu celem wymuszenia tym sposobem uregulowania zaległości za prąd zużyty na placu budowy”.

Przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało bowiem dostarczanie energii do lokalu mieszkalnego podczas gdy zaległości w regulowaniu należności za energię dotyczyły lokalu, w którym prowadzona była działalność gospodarcza. Energia do lokalu mieszkalnego była dostarczana na podstawie zawartej umowy a opłaty za dostarczaną energię do tego lokalu mieszkalnego były uregulowane. Energia dostarczana do innego lokalu, na cele prowadzonej działalności gospodarczej była dostarczana na podstawie odrębnej umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym. W tej sytuacji należało stwierdzić, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej do lokalu mieszkalnego było niezasadnione.

W chwili obecnej nie ma przesłanek wskazujących na to, że praktyka orzekania przez Prezesa URE w tego rodzaju sprawach ulegnie zmianie.

W jednej z prowadzonych spraw Prezes URE stwierdził, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej przez

przedsiębiorstwo energetyczne w dwóch fazach instalacji 3-fazowej było uzasadnione. Podczas przeprowadzonych u Wnioskodawczyni kontroli stwierdzono, że stan instalacji elektrycznej stwarza zagrożenie dla życia lub zdrowia. Ponadto Wnioskodawczyni nie dostosowała swoich urządzeń do zmienionych warunków funkcjonowania sieci. Wobec powyższego w rozpatrzeniu sporu znalazły przede wszystkim zastosowanie przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. z 1998 r., Nr 135, poz. 881) – zwane dalej rozporządzeniem przyłączeniowym. Zgodnie z § 39 ust. 1 pkt 2 przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy instalacja odbiorcy stwarza bezpośrednio zagrożenie dla życia, zdrowia lub środowiska. Także zapisy zawartej z Wnioskodawczynią umowy na dostarczanie energii elektrycznej przewidywały możliwość wstrzymania przez dostawcę dostarczania energii elektrycznej m.in. gdy stan techniczny urządzeń odbiorcy może spowodować zagrożenie dla zdrowia lub życia ludzkiego. Treść § 22 pkt 7 ww. rozporządzenia nakłada na odbiorcę energii elektrycznej obowiązek dostosowania swoich urządzeń do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został uprzednio powiadomiony. Wnioskodawczyni, wiedząc o modernizacji sieci elektroenergetycznej w jej miejscowości (co wpłynęło także na system zasilania jej budynków) nie dokonała niezbędnych czynności zmierzających do usunięcia powstałych zagrożeń. Na uwagę zasługuje także zapis § 22 pkt 2 ww. rozporządzenia, który zobowiązuje odbiorcę do utrzymywania wewnętrznej instalacji zasilającej i odbiorczej w stanie technicznym zgodnym z wymaganiami określonymi w odrębnych przepisach. Należy także zauważyć, że Wnioskodawczyni przyjęła powyższe zobowiązania podpisując z przedsiębiorstwem energetycznym stosowne umowy.

## **Odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci**

We wszystkich omawianych sporach Prezes URE uznał, że na przedsiębiorstwach energetycznych ciążył obowiązek przyłączenia Wnioskodawców do sieci i orzekł zawarcie umów o przyłączenie.

Jedna ze spraw dotyczyła odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne przyłączenia do sieci nieruchomości Wnioskodawczyni. Na skutek pożaru, który objął tzw. „bliź-

niak" zostały zniszczone wewnętrzne linie zasilające, co stało się powodem odcięcia dopływu energii do tego obiektu. Przedsiębiorstwo energetyczne odbudowało zniszczone przyłącze nie ingerując w zniszczone wewnętrzne linie zasilające. Zostały wznowione dostawy energii do „bliźniaka”, lecz nie do części należącej do Wnioskodawczyń. Przebudowana została bowiem wewnętrzna linia zasilania jednak w sposób uniemożliwiający przesył energii do części budynku należących do Wnioskodawczyń. Podczas pożaru wewnętrzna linia Wnioskodawczyń została spalona i pozostawiono ją w stanie odłączonym. Wznowienie dostaw do tej części „bliźniaka” byłoby możliwe dopiero po wymianie ww. linii. Spór jaki powstał pomiędzy stronami dotyczył warunków na jakich możliwe jest wznowienie dostaw energii elektrycznej do części „bliźniaka” należącego do Wnioskodawczyń a zatem ustalenia technicznych warunków przyłączenia oraz ustalenia treści umowy o przyłączenie. Rozstrzygając powstały spór Prezes URE orzekł zawarcie umowy o przyłączenie do sieci pomiędzy Wnioskodawczyniami a przedsiębiorstwem energetycznym.

Jednym z punktów spornych był sposób przyłączenia do sieci, proponowany przez przedsiębiorstwo energetyczne – poprzez przyłącze kablowe, czego nie akceptowały Wnioskodawczynie. Należy jednak podkreślić, że sposób określenia przyłączenia do sieci należy do przedsiębiorstwa energetycznego, ponieważ do jego obowiązków, jako dystrybutora energii elektrycznej, należy dbanie o bezpieczną, zgodną z obowiązującymi przepisami i normami technicznymi dostawę energii elektrycznej. W tym przypadku znalazł zastosowanie wyrok Sądu Antymonopolowego z dnia 7 kwietnia 1999 r. (sygn. akt XVII Amc 85/98/E). Zgodnie z jego uzasadnieniem podmiot przyłączany nie ma kompetencji do decydowania o miejscu przyłączenia, jak również musi się liczyć, że „złożenie wniosku wszczynającego postępowanie administracyjne w sprawie zawarcia decyzją administracyjną spornej umowy nie daje stronie prawa do uzyskania decyzji w pełni uwzględniającej jej propozycji”.

Wnioskodawczynie wskazały, w projekcie umowy o przyłączenie, sporny zapis określający wysokość kosztów przyłączenia. Jednak pod uwagę należało także wziąć te postanowienia projektu umowy, które były sprzeczne z obowiązującymi przepisami ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzeń wykonawczych. I tutaj także znalazł zastosowanie wyrok Sądu Antymonopolowego z dnia 24 czerwca 1999 r. (sygn. akt XVII Amc 21/99), w którym Sąd wyraził pogląd, że „... w świetle przepisu art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE rozstrzyga spór w przedmiocie odmowy przyłączenia do sieci oraz odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej. Prezesowi URE przysługuje zatem kompetencja do ustalenia treści „całej” umowy, zarówno dotyczącej przyłączenia do sieci, jak i sprzedaży energii elektrycznej. Oprzeć się tu należy na stosowanej przy interpretacji przepisów zasadzie *a maiori ad minus*, w świetle której jeżeli komuś wolno czynić więcej to tym bardziej mniej...”. Tak więc Prezes URE posiada kompetencje do ustalenia nie tylko treści poszczególnych spornych postanowień umowy lecz także do ustale-

nia treści przepisów niezgodnych z obowiązującym porządkiem prawnym.

Orzekając treść przedmiotowej umowy Prezes URE ustalił sporną wysokość opłaty za przyłączenie. Biorąc pod uwagę przepisy rozporządzenia przyłączeniowego oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 153, poz. 1002), Prezes URE ustalił także inne warunki umowy takie jak: ustalenie braku konieczności ponownego przedstawiania dokumentu potwierdzającego tytuł prawny do korzystania z obiektu (składa się go przy wniosku o wydanie technicznych warunków przyłączenia), sposób regulowania należności za przyłączenie do sieci, sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony, termin zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej.

Podstawą innego sporu polegającego na odmowie przez przedsiębiorstwo energetyczne zawarcia umowy o przyłączenie był wniosek o podział linii wewnętrznego zasilania zasilającej budynek Wnioskodawcy, w celu doprowadzenia linii do drugiego budynku mieszkalnego położonego na tej samej nieruchomości i należącego do Wnioskodawcy. Przedsiębiorstwo energetyczne wydając warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej ww. budynku nie uwzględniło wniosku o podział istniejącej już linii wewnętrznego zasilania. Uznało bowiem, że rozwiązanie zaproponowane przez Wnioskodawcę nie jest poprawne technicznie. Przedsiębiorstwo energetyczne przestało Wnioskodawcy dwa projekty umowy o przyłączenie. Żadna z przedstawionych propozycji nie uzyskała jednak jego akceptacji. Nadal nie wyrażał on zgody na budowę przyłącza napowietrznego, lecz w celu doprowadzenia energii elektrycznej do jego nowobudowanego budynku żądał nakazania przedsiębiorstwu energetycznemu podziału wewnętrznej linii zasilania budynku już istniejącego.

Rozstrzygnięcie powstałego sporu nastąpiło poprzez orzeczenie przez Prezesa URE zawarcia umowy o przyłączenie. W umowie tej Prezes URE określił wysokość opłaty za przyłączenie a także sposób uiszczenia opłaty za przyłączenie oraz termin realizacji inwestycji.

W kolejnej rozpatrywanej sprawie spornymi zapisami umowy stały się kwestie dotyczące: 1) warunku realizacji przyłączenia oraz terminu rozpoczęcia realizacji prac budowlano-montażowych, 2) sposób naliczenia opłaty za przyłączenie (tj. kosztów przebudowy istniejących urządzeń elektroenergetycznych), 3) formy (pisemnej) zmiany terminu zakończenia inwestycji, 4) możliwości i warunków odstąpienia od umowy o przyłączenie przez przedsiębiorstwo energetyczne.

Ustalając termin rozpoczęcia realizacji przyłączenia (o czym mówi § 9 pkt 2 rozporządzenia przyłączeniowego) należało wziąć pod uwagę § 10 ww. rozporządzenia, zgodnie z którym umowa o przyłączenie stanowi podstawę do –rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych oraz ich finansowania przez strony na zasadach określonych w tej umowie. Należało także uwzględ-

nić fakt, że rozpoczęcie robót budowlano-montażowych możliwe będzie dopiero po uzyskaniu stosownych pozwoleń. W świetle art. 28 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo Budowlane (Dz. U. Nr 89, poz. 414 z późn. zm.) roboty budowlane można rozpocząć jedynie na podstawie ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę. Ustalenia te przesądziły o treści zapisu tej kwestii w umowie.

Rozważając możliwość odstąpienia od umowy przez przedsiębiorstwo energetyczne należy przede wszystkim wziąć pod uwagę zapis art. 7 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z nim na przedsiębiorstwie energetycznym ciąży ustawowy publicznoprawny obowiązek realizacji przyłączenia. Pozostałe propozycje Wnioskodawcy dotyczące zmian zapisów umowy nie zostały przez Prezesa URE uwzględnione.

W innej sprawie przedsiębiorstwo energetyczne odmówiło zawarcia umowy o przyłączenie obiektów wnioskodawcy do sieci, ze względu na rozliczenia wynikające z umów zawartych z poprzednim właścicielem nieruchomości. Przedsiębiorstwo odmówiło wydania Wnioskodawcy warunków przyłączenia z powodu nieuiszczenia należności za pobraną energię elektryczną przez poprzedniego właściciela nieruchomości. Należy zauważyć, że kwestie dotyczące uregulowania zadłużenia za pobraną energię elektryczną przez poprzedniego właściciela nieruchomości mogą stanowić przedmiot odrębnych uzgodnień między stronami, a w przypadku braku porozumienia – właściwym do rozstrzygnięcia tej sprawy jest sąd powszechny.

Rozliczenia przedsiębiorstwa energetycznego wynikające z umów zawartych z byłym właścicielem nieruchomości nie mogą mieć zatem wpływu na warunki przyłączenia Wnioskodawcy, zwłaszcza w sytuacji, gdy spełnia on wszystkie przesłanki wymagane do przyłączenia jego nieruchomości do sieci.

W tej sytuacji Prezes URE postanowił orzec zawarcie umowy pomiędzy stronami sporu ustalając treści spornych zapisów umowy, które dotyczyły m.in. określenia wzajemnych praw i obowiązków stron oraz wysokości opłaty za przyłączenie do sieci. Propozycje złożone przez Wnioskodawcę odnośnie przeniesienia prawa własności wykonanych przez poprzedniego właściciela nieruchomości elementów przyłącza „w zamian za opłatę przyłączeniową i rozbudowę sieci” nie mogły zostać zaakceptowane przez Prezesa URE, ponieważ nie mają uzasadnienia w obowiązującym stanie prawnym. Odniesienie wartości opłaty przyłączeniowej do nieokreślonej szczegółowo wartości urządzeń pobudowanych w 1996 r. mających zostać przekazane przez Wnioskodawcę na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego, nie jest zgodne z zasadami ustalania wysokości opłaty przyłączeniowej, zawartymi w ww. rozporządzeniu. Nie można było także uwzględnić żądania Wnioskodawcy aby orzec umowę z datą wsteczną. Umowa orzeczona decyzją Prezesa URE wiąże strony od dnia wydania decyzji.

#### **Odmowa zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub ciepła**

Podstawą powstałego sporu polegającego na odmowie przez przedsiębiorstwo energetyczne zawarcia umowy

sprzedaży energii elektrycznej stała się prośba Wnioskodawcy o zmianę niektórych warunków wiążącej strony umowy z 1994 r. Wnioskodawca uznał bowiem konieczność dostosowania przepisów tej umowy do nowych przepisów prawa energetycznego. Przedstawiony przez przedsiębiorstwo energetyczne projekt nowej umowy nie został zaakceptowany przez Wnioskodawcę, nie spełniał bowiem jego oczekiwań. Wobec braku możliwości polubownego zakończenia sporu do rozstrzygnięcia przez Prezesa URE pozostały trzy kwestie: 1) określenie terminu zapłaty za dostarczaną energię elektryczną, 2) wysokość upustów za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz wprowadzenie do umowy zapisu dotyczącego kar umownych za niedotrzymanie terminu planowanych przerw jak również za niedotrzymanie terminu powiadamiania o planowanych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej a także za odstąpienie od realizacji umowy przez którąkolwiek ze stron z winy drugiej, oraz 3) ustalenie obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego do powiadamiania Wnioskodawcy o planowanych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej na następny rok kalendarzowy nie później niż do dnia 30 listopada roku poprzedniego oraz powiadamiania w ciągu 15 minut o braku napięcia spowodowanego zaistnieniem siły wyższej.

Rozstrzygając niniejszy spór w kwestii terminu spełnienia świadczenia, Prezes URE wziął pod uwagę zapisy kodeksu cywilnego. Na podstawie z art. 454 § 1 k.c. ustalono, że w obrocie bezgotówkowym miejscem wykonania zobowiązania jest miejsce, w którym znajduje się rachunek bankowy wierzyciela. W związku z tym należało przyjąć, że właściwą datą wykonania zobowiązania jest data wpływu środków na rachunek wierzyciela.

Rozstrzygając spór w zakresie dotyczącym stosowania upustów za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej powodujących wyłączenie urządzeń produkcyjnych Wnioskodawcy i ww. kar umownych należało wziąć pod uwagę przede wszystkim Taryfę przedsiębiorstwa energetycznego, która określa zarówno zakres jak i wielkość upustów za niedotrzymanie standardów jakościowych. W związku z tym, wprowadzenie do treści umowy sprzedaży energii elektrycznej opłat proponowanych przez Wnioskodawcę, lecz nie wynikających z zatwierdzonej Taryfy należy uznać za nieuzasadnione. Ponadto zamieszczenie w umowie zapisu o stosowaniu kar umownych za odstąpienie przez przedsiębiorstwo energetyczne od umowy nie jest uzasadnione. Przedsiębiorstwo energetyczne, w świetle obowiązujących przepisów (art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) nie może bez uzasadnionej przyczyny odmówić dostarczania energii elektrycznej lub wstrzymać jej dostaw.

Rozstrzygając ostatnią ze spornych kwestii wzięto pod uwagę § 38 rozporządzenia przyłączeniowego, które wskazuje na obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego w przypadkach planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej. Nie było zatem możliwe zaakceptowanie przez Prezesa URE propozycji Wnioskodawcy i uregulowanie tego zagadnienia odmiennie w umowie. Złóżono drugą stroną sporu wyrażała sprzeciw odnośnie zgłoszonych propozycji.



Inny ze sporów, polegający na odmowie przez przedsiębiorstwo energetyczne zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej dotyczył energii elektrycznej wytwarzanej w małej elektrowni wodnej. Istotą sporu jaki powstał pomiędzy Wnioskodawcami – współwłaścicielami małej elektrowni wodnej a przedsiębiorstwem energetycznym była rozbieżność w ocenie podstawy prawnej, w oparciu o którą powinna kształtować się cena energii elektrycznej dostarczanej do sieci przedsiębiorstwa energetycznego. Konsekwencją tych rozbieżności stała się niemożność uzgodnienia przez strony ceny jako istotnego elementu umowy.

Rozstrzygając powstały spór Prezes URE uwzględnił postanowienia rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 13, poz. 119). Zgodnie z nim na przedsiębiorstwie energetycznym, zajmującym się obrotem energią elektryczną, ciąży obowiązek zakupu od krajowych wytwórców oferowanej ilości energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych, chyba że cena oferowanej jednostki jest wyższa od najwyższej, w tym przedsiębiorstwie ceny ustalonej w obowiązującej taryfie dla jednostki energii elektrycznej pobieranej przez odbiorców, przyłączonych na niskim napięciu.

Ustalając wysokość spornej ceny Prezes URE uwzględnił ceny zawarte w obowiązującej dla przedsiębiorstwa energetycznego Taryfie. W tej sprawie cena za sprzedaną energię wynosiła 0,2447 zł/kWh plus podatek VAT – łącznie brutto 0,2985 zł/kWh.

Postawą kolejnego sporu polegającego na odmowie przez przedsiębiorstwo energetyczne zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej stała się kwestia zakwalifikowania odbiorcy do grupy taryfowej oraz uznanie, że nowa umowa obowiązuje w mocą wsteczną, tj. od 1997 r.

Wnioskodawca zwrócił się do Prezesa URE z prośbą o nakazanie przedsiębiorstwu energetycznemu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej według Taryfy B 11, na dostawę prądu do hotelu, którego jest właścicielem.

Wyrokiem sądu wojewódzkiego z października 1997 r. uznano zasadność stosowania Taryfy B 11. Należy podkreślić, że wyrok ten został wydany w oparciu o obowiązujący wówczas stan prawny. Prezes URE, orzekając zawarcie umowy pomiędzy stronami, musi kierować się obowiązującym porządkiem prawnym. Zgodnie z nim, na podstawie obecnie obowiązującej Taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, warunkiem stosowania grupy B 11 jest zamówienie przez odbiorcę mocy przyłączeniowej w wysokości 40 kW, jak również posiadanie zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A. Tymczasem wielkości podane przez samego Wnioskodawcę wynosiły: 151 kW – jako moc przyłączeniowa oraz 150 A – jako zabezpieczenia przedlicznikowe. Podane wielkości nie pozwalały zatem na zastosowanie grupy B 11, zgodnie z warunkami jej stosowania zawartymi w obowiązującej Taryfie.

Podana wyżej charakterystyka techniczna obiektu wskazywała na możliwości rozważenia w tej sprawie zastosowania grup B 21, B 22 i B 23. Zasadnicze znaczenie

w rozstrzygnięciu tej sprawy ma § 31 ust. 3 rozporządzenia w sprawie taryf. Zgodnie z nim dla odbiorców, którzy nie korzystają z prawa do usług przesyłowych, kupujących rocznie więcej niż 10 MWh energii elektrycznej, ceny i stawki opłat kalkuluje się co najmniej dla dwóch okresów doby.

Z uwagi na fakt, że Wnioskodawca nie korzysta z prawa do usług przesyłowych oraz kupuje rocznie 120 MWh, należy on zatem do grupy taryfowej B 22.

Należy zauważyć, że umowa orzeczona decyzją Prezesa URE wiąże strony od dnia jej wydania. Nie jest zatem możliwe orzeczenie przez Prezesa URE zawarcia umowy z datą wsteczną, tj. w tym przypadku od kwietnia 1997 r. Wzajemne rozliczenia z okresu, w którym strony nie łączyła umowa nie są przedmiotem oceny ze strony Prezesa URE. Rozstrzygnięcie tej kwestii powinno zapaść przed sądem powszechnym.

Podstawą innego sporu polegającego na odmowie zawarcia umowy sprzedaży energii cieplnej stało się wypowiedzenie przez przedsiębiorstwo energetyczne dotychczasowej umowy wiążącej go z Wnioskodawcą. Powodem wypowiedzenia był ciężący na przedsiębiorstwie energetycznym obowiązek dostosowania umów sprzedaży ciepła do przepisów ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzeń wykonawczych. W sprawie zawarcia nowej umowy prowadzono długotrwałe negocjacje, które nie zakończyły się jednak zawarciem nowej umowy. Spornymi pozostało nadal 14 zagadnień a m.in.: punkt pomiaru dostarczanego ciepła i prawo do zmiany mocy zamówionej, granica dostarczania ciepła, zasady rozliczeń za ciepło, warunki i terminy płatności, miejsca pomiarów parametrów pracy sieci, odpłatności za korzystanie z pomieszczeń (w których zlokalizowane są urządzenia węzłów cieplnych), termin obowiązywania umowy oraz zmiany jej postanowień i okresu wypowiedzenia. Orzekając zawarcie umowy, a zatem ustalając treści spornych przepisów umowy Prezes URE kierował się obowiązującym porządkiem prawnym wynikającym przede wszystkim z ustawy – Prawo energetyczne, rozporządzenia taryfowego, rozporządzenia przyłączeniowego oraz Taryfy przedsiębiorstwa energetycznego a także wyrokami Sądu Antymonopolowego – np. w kwestii zmiany mocy zamówionej.

Nie sposób omówić w tym miejscu uzasadnienia dla każdego z wprowadzonego zapisu do umowy. Za przykład niech zatem posłuży uzasadnienie jednego z nich. Nie zastąpił na uwzględnienie przez Prezesa URE proponowany przez przedsiębiorstwo energetyczne zapis, że dostawa ciepła odbywać się będzie zgodnie ze standardami jakościowymi zatwierdzonymi przez Prezesa URE. Prezes URE nie zatwierdza bowiem standardów jakościowych. Natomiast przedsiębiorstwo energetyczne nie określa w umowie sprzedaży ciepła standardów jakościowych obsługi odbiorców innych niż zawarte w rozdziale 7 rozporządzenia z dnia 17 lipca 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploata-

cji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 100, poz. 642). Z Taryfy tego przedsiębiorstwa energetycznego wynikało, że ustalone w Taryfie ceny i stawki opłat są stosowane przy zachowaniu standardów jakościowych obsługi odbiorców określonych w rozdziale 7 ww. rozporządzenia przyłączeniowego. Przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane jest zatem do stosowania standardów jakościowych obsługi odbiorców określonych w ww. rozporządzeniu.

#### **Umorzenie postępowania**

W zdecydowanej większości przypadków umorzenie prowadzonych postępowań nastąpiło na podstawie art. 105 § 2 k.p.a. na skutek wycofania wniosku przez wnioskodawcę.

Przedmiotem jednego z prowadzonych postępowań była odmowa zakładu energetycznego przyłączenia do sieci elektroenergetycznej nieruchomości, na której zlokalizowane jest wysypisko. Podczas prowadzonego postępowania strony zawarły umowę o warunkach przyłączenia. Wnioskodawca zwrócił się zatem do Prezesa URE z wnioskiem o umorzenie postępowania administracyjnego, w związku z zakończeniem sporu.

Inne wnioski dotyczyły rozstrzygnięcia sporu w sprawie odmowy zawarcia przez przedsiębiorstwo energetyczne umowy sprzedaży energii cieplnej. W dwóch z tych przypadków, podczas prowadzonego postępowania, strony osiągnęły porozumienie co do spornych zapisów umowy a wnioskodawcy wycofali złożone wnioski. W dwóch przypadkach – przedsiębiorstwo energetyczne wycofało się z prezentowanego dotychczas stanowiska

i przyznało słuszność argumentom wnioskodawcy. Na skutek zakończenia sporów wnioskodawcy wycofali zatem złożone wnioski.

Jedną z prowadzonych spraw dotyczyła rozstrzygnięcia sporu polegającego na odmowie zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej. Stanowiącą spór umowa została zawarta pomiędzy stronami. Wnioskodawca złożył wniosek o umorzenie postępowania.

Tylko w jednej z prowadzonych spraw postępowanie zostało umorzone na podstawie art. 105 § 1 k.p.a. Złożony wniosek dotyczył rozstrzygnięcia sporu polegającego na odmowie przez przedsiębiorstwo energetyczne przyłączenia wnioskodawcy do sieci elektroenergetycznej. Analiza zgromadzonego w sprawie materiału dowodowego wykazała, że spór dotyczył w istocie oceny wykonania zobowiązania wynikającego z zawartej już wcześniej umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Prezes URE nie jest organem właściwym do oceny wykonania zobowiązania wynikającego z zawartej umowy cywilnoprawnej. Z tego względu prowadzone postępowanie należało umorzyć.



*Autorka jest dyrektorem Departamentu Nadzoru i Kontroli Jakości URE*



*Elektrownia Turów*

# PRAKTYKA REGULACJI TARYF PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

dr Mirosław Duda

## Struktura kosztów działalności regulowanych przedsiębiorstw energetycznych

Jednym z zagadnień wzbudzającym wątpliwości w procesie regulacji jest interpretacja zapisu art. 45 ust. 1 dotyczącego wymogu, aby taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła zapewniały pokrycie „uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami i energią, kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska”. Nieprecyzyjne sformułowanie tego przepisu prowadzi często do interpretacji, która zniekształca istotę tej regulacji. W artykule przedstawiono próbę uporządkowania tych zagadnień w oparciu o istniejącą praktykę regulacyjną w świecie.

## Koszty i zyski przedsiębiorstw energetycznych

Koszty działalności regulowanej mogą być pogrupowane według rozmaitych kryteriów. Do celów regulacji najbardziej istotnym podziałem kosztów przedsiębiorstwa jest ich podział na **koszty wykonywania działalności regulowanej i nie regulowanej**. Ma to związek z zakazem subsydiowania działalności nie regulowanej przez regulowaną, co jest wymagane zarówno naszym prawem energetycznym, jak i prawem Unii Europejskiej. Podział ten wydaje się oczywisty natomiast jego realizacja może następczą wiele trudności, zwłaszcza w przedsiębiorstwach prowadzących wiele działalności o rozbudowanej strukturze holdingowej, w której ulega zamazaniu przejrzystość kosztów. Należy zwrócić uwagę, że wymóg przejrzystości kosztów jest wymogiem uniwersalnym dla każdej działalności regulowanej. Jest on szczególnie ważny w świetle przystąpienia Polski do Unii Europejskiej.

Dla potrzeb sporządzania taryf istotny jest podział na **koszty stałe**, które nie zależą od wolumenu produkcji lub świadczonych usług, i **zmienne**, które od nich ściśle zależą. Ten podział umożliwia podział cen i stawek opłat w taryfach dostosowany do istoty ponoszonych kosztów, chociaż ustawodawca ograniczył możliwości przenoszenia całości kosztów stałych w opłatach stałych odnoszących się do opłat za usługi przesyłowe (art. 45 ust. 5 ustawy PE) ze względu na uzasadniony podział ryzyka pomiędzy przedsiębiorstwa a odbiorców paliw lub energii. Jeśli przedsiębiorstwo mogłoby odzyskiwać całość kosztów stałych w opłatach stałych, całe ryzyko związane z prognozą obciążenia ponosiłby odbiorca.

Ze względu na źródło pochodzenia kosztów dzieli się je na **koszty własne i koszty przenoszone**. Ma to istot-

ne znaczenie w regulacji taryf, w których koszty przenoszone są kosztami zakupu paliw lub energii na rynkach konkurencyjnych. W niektórych krajach stosuje się regulacje pozwalające na całkowite obciążanie odbiorców kosztami przenoszonymi, jeśli pochodzą one z rynków konkurencyjnych. W innych krajach owe koszty musi prognozować przedsiębiorstwo na określony okres obowiązywania taryfy dzieląc się ryzykiem planowania tych kosztów z odbiorcami. W propozycjach zasad stanowienia taryf w Unii Europejskiej dopuszcza się okresowe korekty cen energii w taryfach ze względu na istotne zmiany cen na rynku energii.

Generalnie do potrzeb regulacji koszty działalności przedsiębiorstwa energetycznego dzieli się na **koszty eksploatacji i remontów (operation and maintenance – O & M), koszty amortyzacji, koszty podatków i koszty kapitału w podziale na kapitał własny (equity) i kapitał obcy (debt)**. Koszty kapitału są liczone jako iloczyn wartości kapitału stanowiącego podstawę do naliczania kosztów kapitału (tzw. rate base) oraz stopy zwrotu z kapitału. Regulator ocenia zasadność przyjętej stopy zwrotu z kapitału z uwzględnieniem stosunku kapitału obcego do własnego jako tzw. średnioważonej stopy kapitału (Weighted Average Cost of Capital – WACC). Ten podział jest podstawą sporządzanych przez przedsiębiorstwa planów rozwoju (**resource plans** lub **business plans**), na podstawie których określane są **niezbędne przychody** przedsiębiorstwa w poszczególnych latach okresu planowania oraz taryfy dla poszczególnych grup odbiorców. Dla działalności podlegających regulacji plany rozwoju są nieodzownym materiałem dowodowym w propozycjach taryfowych. Należy podkreślić, że **ani w planach rozwoju ani w uzasadnieniach do wniosków taryfowych nie stosuje się podziału na koszty historyczne i koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska**, co czasami spotyka się w interpretacji zapisów art. 45 ust. 1 polskiego prawa energetycznego. Kosztami rozwoju w zasadzie są koszty kapitału obcego i własnego zaangażowanego do finansowania inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych. Dość często przedsiębiorstwa dzięki przewidywanemu wzrostowi sprzedaży swoich usług wykazują obniżające się koszty realne (po uwzględnieniu inflacji).

W powyższym podziale nie występuje zysk przedsiębiorstwa w klasycznym ujęciu jako różnica pomiędzy przychodami a kosztami. W działalności regulowanej przyjmuje się na ogół, że **wymagane przychody są równe przewidywanym kosztom obejmującym koszty eksploatacji i remontów, amortyzację, podatki i koszty kapitału przy akceptowanej przez regulatora efektywności tej**

**działalności.** Zyski przedsiębiorstw energetycznych z działalności regulowanej pojawiają się dopiero w okresie obowiązywania taryfy dzięki wyższej efektywności niż wymagana przez regulatora lub zwiększonemu poborowi energii na skutek większej liczby odbiorców w tym okresie lub zwiększonemu poborowi przez poszczególnych odbiorców. Współczesne mechanizmy regulacyjne stwarzają bodźce dla przedsiębiorstw do zwiększania efektywności działania (performance base regulation – PBR) poprzez np. ustalania taryfy na okres kilku lat z **możliwością utrzymania wypracowanego w tym okresie zysku.** Zwykle taryfa obowiązująca przez kilka lat zawiera mechanizm jej corocznej modyfikacji wskaźnikiem inflacji i wskaźnikiem obowiązkowego wzrostu efektywności znaną formułą pułapową  $RPI - X$ . W niektórych krajach istnieją mechanizmy regulacyjne, które pozwalają lub zmuszają do korekty taryfy w przypadku zmian kosztów przenoszonych w tempie istotnie różniącym się od tempa inflacji. Wtedy formuła pułapowa ma postać  $RPI - (X + - Y)$ , gdzie X jest wskaźnikiem obowiązkowej poprawy efektywności a Y współczynnikiem korekty spowodowanej zmianą kosztów przenoszonych. W systemie PBR formułę pułapową stosuje się w regulacji bodźcowej albo do cen i stawek opłat dla poszczególnych grup odbiorców albo do przychodu z działalności regulowanej albo do przychodów liczonych na jednego odbiorcę w zależności od celów i warunków regulacji w danym kraju. Istniejące do niedawna mechanizmy regulacji oparte na regulacji zysku (tzw. metoda „cost plus”) lub regulacji tylko stopy zwrotu z kapitału (tzw. „rate of return”) prowadziły bądź do nadmiernych kosztów eksploatacji bądź do przeinwestowania.

#### **Koszty i zyski z działalności regulowanych w warunkach krajowych**

W warunkach krajowych nie ma jeszcze w pełni przystosowanej księgowości na potrzeby regulacyjne, w której byłyby wyodrębnione elementy kosztów podlegające ocenie przez regulatora przy uzgadnianiu projektów planów rozwoju oraz w procesie zatwierdzania taryf. Do tego celu można wykorzystać istniejące przepisy ustawy o rachunkowości,<sup>1)</sup> które wyodrębniają strukturę kapitału własnego w pasywach oraz – w rachunku zysków i strat – koszty działalności operacyjnej, o strukturze w zasadzie odpowiadającej przyjmowanemu w świecie podziałowi na koszty eksploatacji i remontów (O & M), koszty amortyzacji, kosz-

ty finansowe, które obejmują również koszt kapitału obcego w postaci „odsetek do zapłacenia”. Problem stanowi koszt kapitału własnego, który nie jest wyraźnie wyodrębniony w ustawie o rachunkowości. **Dla działalności regulowanych, których zasadność podlega ocenie przez regulatora koszt kapitału własnego może stanowić w tym przypadku wielkość ustalana przez regulatora zysku netto – po odliczeniu obowiązkowego obciążenia wyniku finansowego, w tym podatku dochodowego od osób prawnych lub fizycznych.**

Wyodrębnienie kosztu kapitału w strukturze kosztów działalności regulowanych oraz sposób ustalania tych kosztów ma bardzo istotne znaczenie dla inwestorów w procesie prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych. Brak jasnych reguł w tym zakresie zwiększa ryzyko inwestycyjne i obniża wartość rynkową przedsiębiorstw.

Do oceny zasadności przyjmowanych w planach rozwoju i wnioskach taryfowych kosztów kapitału powinno się stosować metody powszechnie stosowane w świecie, uwzględniające wysokość stopy zwrotu z inwestycji nie obciążonych ryzykiem (np. z obligacji Skarbu Państwa) oraz premię za ryzyko inwestorów w danym segmencie działalności regulowanej. Konkretnie wartości premii za ryzyko powinny być przedmiotem oceny regulatora z uwzględnieniem tzw. współczynnika ryzyka „beta”. Regulator w swej ocenie będzie brał pod uwagę również równowagę interesów przedsiębiorstw (inwestorów) i odbiorców energii.

W powyższej strukturze kosztów działalności regulowanych oczywiście mieszczą się koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska, o których mowa w art. 45 ust. 1. Wchodzą one bowiem zarówno do kosztów operacyjnych i finansowych, jak i do kosztów kapitału, z którego finansowane są inwestycje modernizacyjne i rozwojowe. Należy mieć nadzieję, że w następnej nowelizacji ustawy zagadnienia te znajdą swoje odbicie w postaci precyzyjnie sformułowanych przepisów.



*Autor jest doradcą Prezesa URE*

1) Ustawa z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 1994 r. Nr 121, poz. 591 z późn. zm.)

## Światowe Forum Regulacji Energetyki

(Montreal, 21–24 maja 2000 r.)

Co roku odbywa się w świecie kilkaset konferencji międzynarodowych poświęconych problematyce pozostającej w bezpośrednim związku z energetyką, jej rozwojem, zagrożeniami, perspektywami, czy regulacją wreszcie. Kilkadziesiąt z nich ma znaczenie prestiżowe. Kilka wyznacza standardy obowiązujące na najbliższą i dalszą przyszłość. Są też takie, które stanowią nową jakość. Do takich należało Światowe Forum Regulacji Energetyki, które odbyło się w dniach 21–24 maja 2000 r. w Montrealu. Jego znaczenie polegało nie tylko na tym, że wzięli w nim udział przedstawiciele ponad 100 państw wszystkich kontynentów, w sumie ponad 1000 osób. Ale także dlatego, że było to pierwsze Światowe Forum Regulatorów, na którym konfrontowano różne doświadczenia regulacyjne państw ze 100-letnią tradycją regulacji, jak np. USA z praktyką państw dopiero zaczynających to robić. W spotkaniu tym brała czynny udział delegacja URE w osobach dyr. Biura Współpracy Zagranicznej i Integracji Europejskiej dr Bogusława W. Zaleskiego i doradcy Prezesa dr Mirosława Dudy, który w imieniu Prezesa URE prezentował polskie przemyślenia i doświadczenia regulacyjne.

W ciągu 4 dni delegaci omawiali na sesjach plenarnych i w dyskusjach panelowych główne problemy regulacyjne, wśród nich m.in. zagadnienia:

- regulacji monopolii państwowych,
- regulacji prywatnych poziomo integrowanych monopolii usług komunalnych,
- regulacji skierowanej na restrukturyzację monopolii, ich rozluźnienie, wymuszenie konkurencyjności,
- relacji między polityką i regulacją ze wskazaniem na zagrożenia dla niezależności i autonomii regulatorów,
- modeli instytucjonalizacji regulacji,
- szczególnych przykładów różnych rozwiązań regulacyjnych w świecie,
- znaczenia bezpieczeństwa dostaw energii w kontekście powszechnej dostępności do sieci,
- regulacji wobec internacjonalizacji czy własności podmiotów zagranicznych,
- technologicznych zmian w sektorze wpływających na regulację,
- alternatywnych technik regulacji ekonomicznej.

Już z tej, niepełnej listy, widać, że problematyka regulacyjna jest bardzo pojemna i nie ma takiego tematu w energetyce, który bezpośrednio lub pośrednio nie wiązałby się z regulacją. Za wcześniej na ocenę tego Forum od strony merytorycznej. Nie ma wątpliwości, że cel podstawowy Forum, wymiana doświadczeń i konfrontacja różnych technik regulacyjnych, został osiągnięty. Na dalsze efekty przyjdzie poczekać, aż materiały Forum zostaną „przetrawione” przez uczestników.

W dokumencie zamykającym obrady, przyjętym przez delegatów, czytamy m.in. „Uczestnicy uczyli się od siebie, tworzyli nowe partnerstwo, odnowili swoje przekonanie do wspierania wspólnych wysiłków na rzecz:

- wspierania i podtrzymywania rozwoju,
- zwiększania dostępu do usług energetycznych,
- wprowadzania polityki regulacyjnej w każdym regionie i na rzecz wszystkich narodów,
- promowania i działania na rzecz większej efektywności energetycznej,

- gdzie to możliwe harmonizowania standardów poprzez współpracę transgraniczną,
- ochrony interesu publicznego poprzez sensowne taryfowanie, bezpieczne i solidne usługi energetyczne”.

Jak powiedziano w polskim wystąpieniu na Forum „Przedsiębiorstwa regulowane i Regulator stoją przed wieloma problemami na drodze do właściwej praktyki regulacyjnej. Jest oczywiste, że jakość regulacji będzie zależała od jakości prawa energetycznego i aktów wykonawczych, ale także od gotowości podmiotów regulowanych do zwiększenia efektywności swego działania. A to ma swój związek z rozwojem gospodarki w kierunku większego jej urynkowienia.

Regulator musi czasami znajdować rozwiązania ad hoc dla wielu pojawiających się problemów, stale mając na względzie równowagę interesów konsumentów i producentów”.

## Warsztaty Regulatora

19 czerwca br. w siedzibie URE odbyło się pierwsze – inauguracyjne – spotkanie, organizowane pod patronatem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, z cyklu „Warsztaty Regulatora”.

Tym razem kadra kierownicza Urzędu spotkała się z prof. dr hab. Adamem Nogą i prof. dr hab. Janem Popczykiem, którzy dokonali wprowadzenia do dyskusji poświęconej problemom związanym z „Rozwojem procesów konkurencyjnych w sektorze elektroenergetycznym – warunkami, efektami i ograniczeniami”.

Zmiany w sektorze energetycznym, w tym w elektroenergetyce w szczególności, mają wpływ nie tylko na podmioty bezpośrednio zaangażowane w tej branży. Od lipca pełną działalność rozpoczyna Gielda Energii, na której zawierane będą transakcje zbliżone do tych z Gieldy Papierów Wartościowych. Po stronie podażowej pojawią się producenci energii, nabywcami będą podmioty sprzedające ją finalnym odbiorcom. Coraz większej aktualności i rozmachu nabierają sprawy związane z przekształceniami własnościowymi sektora elektroenergetycznego oraz z liberalizacją handlu ee w Polsce.

Nic więc dziwnego, że dyskusja jaka miała miejsce w drugiej części seminarium, przebiegała dość burzliwie. Jej uczestnicy z jednej strony ustosunkowali się do poglądów, jakie na tematy konkurencji w elektroenergetyce przedstawili zaproszeni na seminarium naukowcy, z drugiej – poruszyli wszelkie inne problemy związane z wprowadzeniem warunków rynkowych do sektora elektroenergetycznego oraz wiążącymi się z tym korzyściami i zagrożeniami zarówno dla producentów i dystrybutorów, jak i odbiorców towaru, jakim od chwili wprowadzenia konkurencji staje się energia elektryczna.

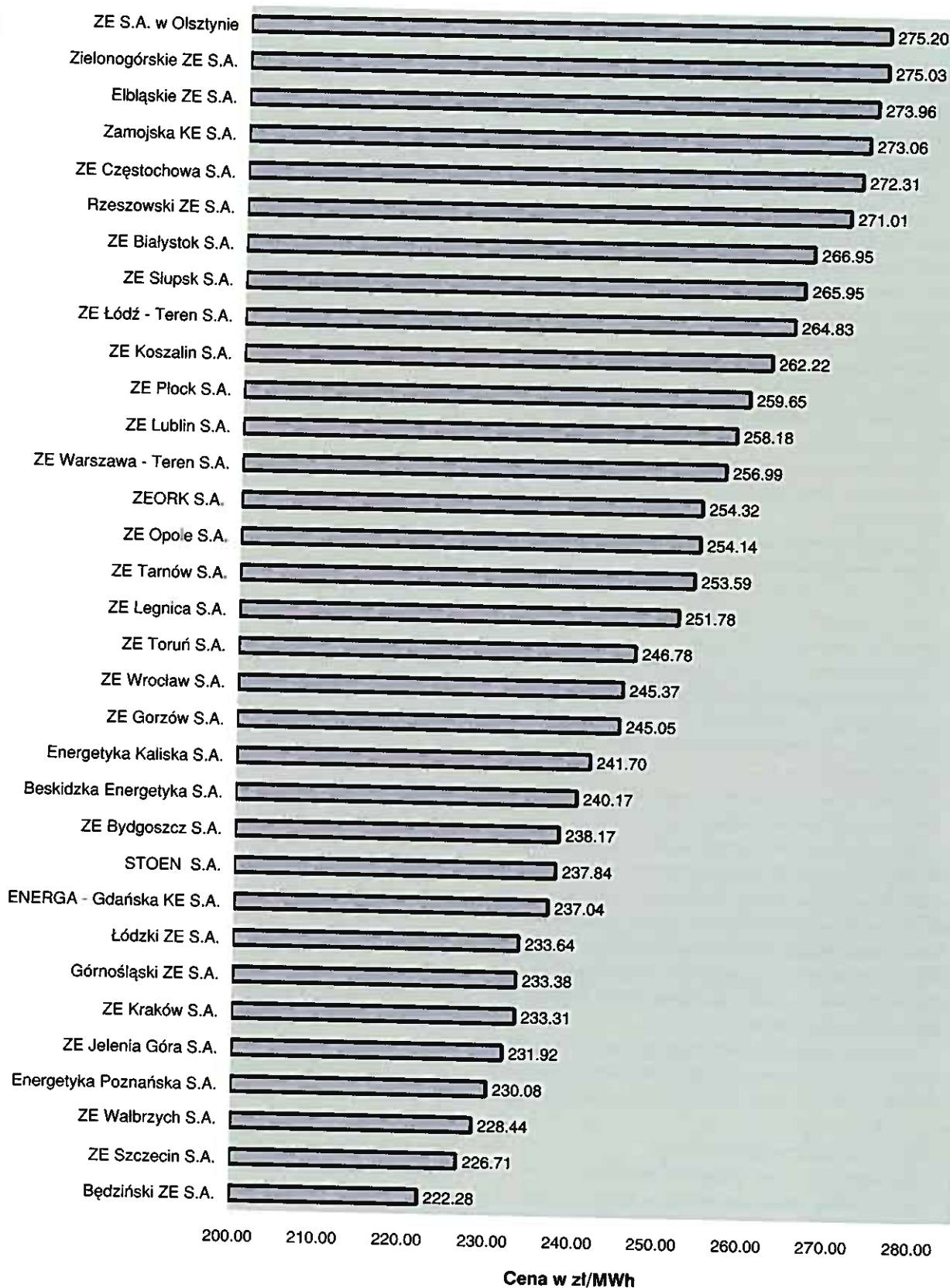
W lipcu br. „Warsztaty Regulatora” zostaną poświęcone „Dylematom prywatyzacji przedsiębiorstw polskiej elektroenergetyki (wprowadzenie do dyskusji Paweł Urbański i Witold Włodarczyk). Tematem wrześniowego spotkania, które odbędzie się z udziałem prof. dr hab. Tadeusza Skoczego będzie „Strategia regulacji w kontekście międzynarodowych rozwiązań prawnych”. Podczas kolejnego spotkania, przewidzianego na październik, tematem dyskusji z udziałem prof. dr hab. Stanisława Mańkowskiego będą „Kierunki rozwoju miejskich przedsiębiorstw ciepłowniczych a problemy regulacji”. Na ostatnim tegorocznym spotkaniu w ramach „Warsztatów Regulatora”, które odbędzie się w listopadzie omówiony zostanie „Wpływ regulacji na funkcjonowanie i sytuację ekonomiczno-finansową przedsiębiorstw elektroenergetycznych.”

**ERRATA**

– Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki nr 3/2000

Tabela zamieszczona na str. 10 powinna wyglądać jak poniżej:

Rys. 2. Przeciętna cena jednoskładnikowa w grupie C



# SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

**Koszt** – jest to wyrażone w pieniądzu celowe zużycie rzeczowego majątku trwałego i obrotowego, wartości materialnych i prawnych, usług obcych, wynagrodzenia pracowników oraz niektóre płatności, np. ubezpieczenia społeczne, opłaty stanowiące koszty umowne, związane z normalną działalnością jednostki gospodarczej w danym okresie. Ponośzone przez jednostkę gospodarczą koszty mogą być klasyfikowane wg następujących kryteriów:

- rodzajów,
- rodzajów działalności,
- faz działalności,
- miejsc powstawania,
- nośników kosztów (układzie przedmiotowym),
- sposobu odnoszenia kosztów na wytwarzane produkty (bezpośrednie i pośrednie),
- zależności kosztów od rozmiarów działalności (stałe i zmienne),
- ośrodków odpowiedzialności.

(K.G.)

**Koszty wg rodzaju** – podział kosztów wg rodzajów jest podstawowym kryterium klasyfikacyjnym kosztów. Układ rodzajowy kosztów wyróżnia proste, jednorodne elementy i obejmuje następujące pozycje:

- amortyzację,
- zużycie materiałów i energii,
- usługi obce,
- wynagrodzenia,
- świadczenia na rzecz pracowników,
- podatki i opłaty,
- pozostałe koszty.

(K.G.)

**Koszty wg rodzajów działalności** są najczęściej wyróżniane w jednostkach gospodarczych prowadzących zdwersyfikowaną działalność gospodarczą. Wyróżnia się koszty:

- działalności podstawowej (w tym: działalności produkcyjnej, działalności handlowej, działalności usługowej),
- działalności pomocniczej,
- koszty zarządu (ogólne).

Działalność pomocnicza wspomaga działalność podstawową, jest to np. działalność remontowa wykonywana przez własny zakład remontowy, działalność transportowa itp. Działalności podstawowa i pomocnicza stanowią działalność operacyjną.

(K.G.)

**Koszty wg faz działalności** są grupowane w obrębie określonych rodzajów działalności. W jednostkach wytwórczych będą to koszty zaopatrzenia (zakupu), produkcji, sprzedaży i zarządu (ogólne), natomiast w jednostkach handlowych będą to koszty zakupu, magazynowania, sprzedaży i zarządu (ogólne).

(K.G.)

**Koszty wg miejsc powstawania** – jest to dalszy podział kosztów w obrębie rodzajów działalności uwzględniający miejsce ich powstawania (np. wydziały produkcyjne, jednostki operatywne w handlu itp.).

(K.G.)

**Koszty wg nośników kosztów w układzie przedmiotowym** są wyróżniane w celu ustalenia jednostkowego kosztu wytworzenia produktu bądź usługi.

(K.G.)

**Koszty bezpośrednie i pośrednie** – wyróżnienie kosztów pośrednich i kosztów bezpośrednich zależy od przedmiotu kosztów (produktu, usługi). Koszty są klasyfikowane jako bezpośrednie bądź pośrednie w zależności od możliwości ich powiązania z kosztem wytworzenia jednostki danego dobra.

Koszty bezpośrednie to koszty, które na podstawie doku-

mentów źródłowych mogą być przydzielone do określonych produktów/usług. Przykładem kosztów bezpośrednich są materiały bezpośrednie i płace bezpośrednie. Całkowite koszty bezpośrednie lub koszt własny produktu otrzymujemy mnożąc całkowitą ilość zużytych środków przez cenę jednostkową.

Koszty pośrednie to koszty, których nie da się bezpośrednio przypisać do produktów bądź rodzajów działalności. Przykładem są koszty wydziałowe, koszty ogólne. Ewentualny podział tych kosztów na poszczególne produkty dokonywany jest za pomocą tzw. kluczy rozliczeniowych kosztów.

(A.B.)

**Koszty stałe** – są to koszty, które nie ulegają zmianie wraz ze zmianą wielkości produkcji. Pozostają niezmiennie (constant) dla szerokiego zakresu działalności w pewnym okresie czasu (w długim okresie czasu mogą ulegać zmianom, np. ze względu na zmianę warunków makroekonomicznych). Koszty stałe obejmują wydatki ogólne, które dotyczą okresów miesięcznych lub rocznych. Przykład kosztów stałych stanowi amortyzacja budynków fabrycznych, płace kierownictwa, opłaty za dzierżawę majątku. Całkowite koszty stałe pozostają na tym samym poziomie bez względu na to, czy przedsiębiorstwo funkcjonuje na poziomie pełnych czy niepełnych zdolności produkcyjnych.

(A.B.)

**Koszty zmienne** – są to koszty, które zmieniają się wraz ze zmianą poziomu produkcji proporcjonalnie do jej rozmiaru, to znaczy zwiększenie wielkości produkcji powoduje zwiększenie całkowitego kosztu zmiennego. Koszty zmienne obejmują płace pracowników zatrudnionych przy produkcji, materiały, majątek ruchomy i zaopatrzenie biurowe. Przykład produkcyjnych kosztów zmiennych stanowią koszty materiałów bezpośrednich i energii. Przykłady pozaprodukcyjnych kosztów zmiennych to marża handlowa, która zmienia się wraz z wartością sprzedaży i koszt paliwa, zależny od ilości przejechanych kilometrów.

(A.B.)

**Koszty całkowite** – stanowią sumę kosztów stałych i kosztów zmiennych przy każdym poziomie produkcji. Struktura kosztu całkowitego zależy od charakteru prowadzonej działalności.

(A.B.)

**Koszty wg ośrodków odpowiedzialności** są ujmowane w celu kontroli kosztów w wyodrębnionych organizacyjnie częściach jednostki gospodarczej. Kierownicy tych jednostek są odpowiedzialni zarówno za ponoszone koszty, jak i realizowane przychody i wyniki działalności. Ośrodek odpowiedzialności nie jest równoznaczny z miejscem powstawania kosztów, lecz z miejscem zarządzania określonymi zasobami.

(K.G.)

**Koszt krańcowy** – jest to dodatkowy koszt ponoszony w związku z produkcją dodatkowej jednostki określonego dobra, wykonywaniem danej czynności lub świadczeniem usługi. W zależności od rodzaju dobra, czynności lub usługi koszt krańcowy może pozostawać taki sam, lub może zmieniać się wraz z kolejną wyprodukowaną jednostką. Przy czym nie jest powiedziane jaka ma być wielkość tych zmian. W zależności od dobra/usługi oraz bieżącej skali produkcji wysokość kosztu krańcowego może się zwiększać bądź zmniejszać, np. wyprodukowanie dodatkowej jednostki produktu X przy poziomie produkcji 100 jednostek może wynosić 10 zł, przy poziomie produkcji 500 jednostek – 12 zł, a przy poziomie 1500 jednostek – 9 zł.

Koszt krańcowy może być również zdefiniowany jako zmiana kosztu całkowitego. Ponieważ zmiana kosztu całkowitego jest spowodowana wyłącznie zmianą kosztu zmiennego, koszt krańcowy może zostać zdefiniowany również jako zmiana całkowitego kosztu zmiennego w przeliczeniu na jednostkę produkcji.

(A.B.)



**URE**  
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI