

**NR 3**  
**2001**

2 maja 2001

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

w numerze:

- **Sprawozdanie z działalności  
Prezesa URE – 2000**

# Urząd Regulacji Energetyki

## Oddziały Terenowe

- 1. Oddział Centralny w Warszawie**  
ul. Żurawia 4 a, tel. (0-22) 693-46-73 (81)  
00-503 Warszawa fax (0-22) 693-46-72  
e-mail: warszawa@ure.gov.pl
- 2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie**  
ul. Waly Chrobrego 4 tel. (0-91) 488-04-49  
70-502 Szczecin fax (0-91) 430-37-10  
e-mail: szczecin@ure.gov.pl
- 3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku**  
Al. Jana Pawła II 20 tel. (0-58) 340-90-02 (03)  
80-462 Gdańsk fax (0-58) 346-83-86  
e-mail: gdansk@ure.gov.pl
- 4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu**  
ul. Grunwaldzka 1 tel. (0-61) 865-77-82  
60-780 Poznań tel./fax (0-61) 856-13-12  
e-mail: poznan@ure.gov.pl
- 5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie**  
ul. Garbarska 20 tel. centrala (0-81) 743-85-09 (30)  
20-340 Lublin fax (0-81) 743-92-94 wew. 340  
e-mail: lublin@ure.gov.pl
- 6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi**  
ul. Uniwersytecka 4 tel. (0-42) 639-24-40  
90-137 Łódź fax (0-42) 630-13-61  
e-mail: lodz@ure.gov.pl
- 7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu**  
ul. Marszałka J. Piłsudskiego 13 tel. (0-71) 782-02-00 (01, 02)  
50-048 Wrocław fax (0-71) 782-02-05  
e-mail: wroclaw@ure.gov.pl
- 8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach**  
ul. Owocowa 6 a tel. (0-32) 258-80-11 do 19  
40-158 Katowice tel./fax (0-32) 258-64-77  
e-mail: katowice@ure.gov.pl
- 9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie**  
ul. Podskale 2 tel. (0-12) 423-57-31  
30-522 Kraków fax (0-12) 423-57-85  
e-mail: krakow@ure.gov.pl

**Urząd Regulacji Energetyki**  
e-mail: [ure@ure.gov.pl](mailto:ure@ure.gov.pl)  
adres internetowy: [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)

## OD REDAKCJI

Szanowni Czytelnicy!

Tradycyjnie, o tej porze roku, publikujemy pełny tekst „Sprawozdania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z działalności w 2000 roku”, złożony Prezesowi Rady Ministrów zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Na bilans dokonań Prezesa URE w ubiegłym roku istotny wpływ miały zmiany przepisów cytowanej ustawy i aktów wykonawczych. Należy bowiem pamiętać, iż regulator działa na podstawie prawa i tylko w granicach prawa.

Nowym elementem „Sprawozdania” są Stanowiska Prezesa URE w sprawach związanych bezpośrednio z restrukturyzacją sektora. Choć, każdorazowo były one prezentowane do publicznej wiadomości, to ze względu na rangę poruszanych problemów nie mogło ich zabraknąć w przedłożonym materiale. Cennym fragmentem tekstu, jest wyodrębniona działalność oddziałów terenowych, które podjęły kolejne czynności regulacyjne. W zgodzie z postępującą decentralizacją uprawnień Prezesa, regulacja bliżej przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców pozwala zoptymalizować efektywność gospodarczą tych pierwszych, a także polepszyć standardy jakościowe dostaw energii i obsługę – drugich. Bez wątpienia równowagę, najczęściej sprzecznych, interesów obydwu stron powstającego rynku stanowi jedno z trudniejszych zadań wyznaczonych Prezesowi URE przez ustawodawcę.

Z uwagi na obszerny tekst „Sprawozdania ...” informacje o ostatnich decyzjach koncesyjnych, taryfowych i rozstrzygniętych sporach przedstawimy w następnym numerze Biuletynu.

Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji

## SPIS TREŚCI

Wprowadzenie 2

### Część I.

Ustawowe kompetencje i obowiązki  
Prezesa Urzędu  
Regulacji Energetyki 3

### Część II.

Działalność Oddziału Centralnego  
i oddziałów terenowych 38

### Część III.

Funkcjonowanie Urzędu 70

Podsumowanie 71

### 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: Wydawnictwo Literka, ul. Walecznych 61, 03-920 Warszawa, tel. 617 67 77, fax 672 78 84

Oddano do druku 19 kwietnia 2001 r. Nakład: 3000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 14 (w tym 7% VAT)

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).

# SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE W 2000 R.

## WPROWADZENIE

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z założeniami polityki energetycznej państwa i przepisami zawartymi w ustawie *Prawo energetyczne*. Głównymi funkcjami Prezesa URE – sformułowanymi w art. 21 i art. 23 ustawy *Prawo energetyczne* – są: 1) równoważenie interesów ekonomicznych uczestników rynku energetycznego, 2) aktywne wspieranie rozwoju procesów konkurencyjnych.

Do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należą w szczególności:

- udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji,
- zatwierdzanie i kontrolowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej, ciepła i cen węgla brunatnego,
- uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną,
- rozstrzyganie sporów,
- nakładanie kar pieniężnych,
- współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych,
- publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej,
- kontrola kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji.\*

W 2000 r. Prezes URE dokonał modyfikacji swoich działań adekwatnie do zmian przepisów prawnych. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*, mimo krótkiego okresu obowiązywania, była już wielokrotnie nowelizowana. Najbardziej obszernej nowelizacji dokonano ustawą z dnia 26 maja 2000 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne* (Dz. U. Nr 48, poz. 555), która weszła w życie z dniem 14 czerwca 2000 r. – zwaną dalej ustawą nowelizującą.

Zasadniczym powodem pilnej nowelizacji był wyrok

Trybunału Konstytucyjnego z 26 października 1999 r. orzekający niezgodność art. 46 ustawy (w dotychczasowym brzmieniu) z art. 76 i 92 ust. 1 Konstytucji RP, w zakresie, w jakim upoważniał Ministra Gospodarki do określenia zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem, w tym zasad rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach. Niezgodność polegała na tym, że zawarte w art. 46 upoważnienie ustawowe do wydania przepisów wykonawczych nie określało jednocześnie wytycznych dotyczących ich treści. Utratę mocy obowiązującej powyższego przepisu Trybunał Konstytucyjny ustalił na 1 lipca 2000 r. Przy tej okazji ustawodawca, uwzględniając doświadczenia regulacyjne Prezesa URE, a ponadto liczne postulaty środowisk energetycznych, jak również opinie odbiorców, zdecydował o znacznie większym zakresie nowelizacji niż wynikało to bezpośrednio z wyroku Trybunału Konstytucyjnego. Jednocześnie nowelizacja ustawy *Prawo energetyczne* wymusiła zmianę dotychczasowych przepisów wykonawczych.

Doświadczenia kolejnego, trzeciego roku regulacji sektora energetyki wskazują na dokonującą się ewolucję funkcji Prezesa URE oraz instrumentów ich realizacji. Poza zmianami w przepisach prawnych, wpływ na ten proces mają: sytuacja w sektorze energetycznym i jego społeczno-politycznym otoczeniu, makroekonomiczne relacje w gospodarce, coraz bardziej wszechstronne doświadczenia regulacyjne.

Celem zwiększenia skuteczności funkcjonowania, następuje stopniowa decentralizacja procesu regulacyjnego i przekazywanie części uprawnień Prezesa URE dyrektorom oddziałów terenowych, którzy w roku sprawozdawczym podjęli rozszerzone zadania związane z równoważeniem interesów przedsiębiorstw i odbiorców. Ten sposób postępowania realizuje stosowaną w Unii Europejskiej zasadę subsydiarności, która zakłada podejmowanie decyzji przez organy niższego szczebla, posiadające większy zasób informacji o problemach lokalnych i wykazujące większą elastyczność w rozwiązywaniu konkretnych zagadnień.

Funkcję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki pełni dr Leszek Juchniewicz – od 23 czerwca 1997 r., Wiceprezesa – Wiesław Wójcik od 1 kwietnia 1998 r., a Dyrektora Generalnego – Grzegorz Borowiec od 17 czerwca 1998 r.

\* Przy Prezesie URE działa Rada Konsultacyjna (art. 25 *Prawo energetyczne*), która pełni funkcję opiniodawczą w sprawach należących do zadań Prezesa URE. Ze swej działalności Rada Konsultacyjna corocznie przedstawia sprawozdanie Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

## Część I. USTAWOWE KOMPETENCJE I OBOWIĄZKI PREZESA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

### 1. Udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji

#### 1.1. Udzielanie koncesji

Koncesja jest decyzją administracyjną regulującą działalność gospodarczą w wyodrębnionym zakresie, oznaczającą nałożenie na podmiot, po spełnieniu przez niego wymaganych przesłanek, obowiązku wypełniania określonych warunków. Regulacja działalności energetycznej, prowadzona przy użyciu ustawowych narzędzi powinna zmierzać do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw oraz energii, a także do promowania konkurencji w tym sektorze. Koncesja jako jedno z podstawowych narzędzi regulacji w energetyce oznacza prawo uczestnictwa w rynku na określonych warunkach.

W związku z nowelizacją art. 32 ustawy *Prawo energetyczne*, uzyskania koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie:

- wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o mocy równej lub większej niż 5 MW,
- 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 większa niż 1 MW,
- obrotu paliwami gazowymi, także obrotu z zagranicą, jeżeli roczna wartość obrotu jest większa niż równowartość 100 000 EURO,
- obrotu paliwami ciekłymi (w tym gazem płynnym), jeżeli roczna wartość obrotu jest większa niż równowartość 500 000 EURO (bez różnicowania na obrót hurtowy i detaliczny).

Art. 3 ustawy nowelizującej zobowiązał Prezesa URE do udzielenia z urzędu – w terminie 6 miesięcy – koncesji przedsiębiorstwom energetycznym działającym lub będącym w budowie w dniu wejścia w życie ustawy, o ile spełniają one warunki określone we wcześniej obowiązujących przepisach, a wymóg uzyskania koncesji wynika z przepisów tej ustawy.

#### **Energia elektryczna i ciepło**

W celu realizacji art. 3 ustawy nowelizującej, w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła, zaistniała potrzeba zidentyfikowania przedsiębiorców, którzy do dnia wejścia w życie tej ustawy prowadzili działalność, lecz nie podlegali wymogowi uzyskania koncesji (do dnia 13 czerwca 2000 r. zwolniona z wymogu uzyskania koncesji była działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 50 MW, ciepła w źródłach o mocy poniżej 5,8 MW oraz na dystrybucji ciepła z węzłów

grupowych za pomocą instalacji odbiorczych). W związku z tym, do przedsiębiorców, którzy nie posiadali koncesji na prowadzenie działalności energetycznej, skierowano zamieszczone w prasie wezwanie do zgłaszania prowadzenia takiej działalności. Niektórzy przedsiębiorcy, nie czekając na wszczęcie postępowania z urzędu, złożyli wniosek o udzielenie koncesji. Na tej podstawie, wstępnym postępowaniem wyjaśniającym objęto 998 przedsiębiorców. W rezultacie wszczęto postępowanie z urzędu w sprawie udzielenia koncesji przedsiębiorcom, co do których istniało domniemanie, że prowadzą działalność wymagającą koncesji. Dotyczyło to:

- 81 przedsiębiorców, którzy wytwarzali energię elektryczną w źródłach o mocy mniejszej niż 50 MW, ale większej niż 5 MW, w tym przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną we własnych małych elektrowniach wodnych;
- 104 przedsiębiorców wytwarzających ciepło we własnych źródłach o łącznej mocy zamówionej przez odbiorców powyżej 1 MW.

Postępowanie wyjaśniające dowiodło, iż 813 przedsiębiorstw nie musi ubiegać się o koncesje.

Ogółem, w związku z nowelizacją ustawy *Prawo energetyczne* w 2000 r., udzielono z urzędu: 63 koncesje na wytwarzanie ciepła, 3 koncesje na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz 31 koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Umorzono 10 postępowań w sprawie udzielenia koncesji na wytwarzanie ciepła. Do końca roku nie zostały zakończone postępowania wobec 67 przedsiębiorców.

#### **Paliwa ciekłe i gazowe**

W przypadku paliw ciekłych, czyli grupy nośników energii obejmującej benzyny silnikowe inne niż benzyny lotnicze, paliwa lotnicze, oleje napędowe, oleje opałowe, naftę oraz gaz płynny, zmiany zapisów ustawowych miały złożony charakter.

W okresie od 4 czerwca 1997 r., tj. od dnia ogłoszenia ustawy *Prawo energetyczne*, do dnia ogłoszenia ustawy nowelizującej, w przypadku planowania podjęcia działalności polegającej na obrocie hurtowym paliwami ciekłymi, przedsiębiorca winien był uzyskać stosowną koncesję, co oznaczało obowiązek wystąpienia (przed podjęciem działalności) z wnioskiem o uzyskanie koncesji. Jeśli przedsiębiorca prowadził już działalność w dniu ogłoszenia ustawy *Prawo energetyczne*, na mocy przepisu art. 67, przysługiwało mu prawo do uzyskania koncesji z urzędu w ciągu 18 miesięcy od ogłoszenia ustawy, z prawem do prowadzenia działalności na dotychczasowych zasadach do dnia udzielenia koncesji.

W obowiązującym stanie prawnym, warunkiem uprawniającym lub obligującym do ubiegania się o udzielenie koncesji na obrót paliwami ciekłymi, jest osiągnięcie (wówczas wystąpienie o koncesję jest obligatoryjne) lub planowanie przychodu z obrotu paliwami ciekłymi w wiel-



kości przekraczającej równowartość 500 000 EURO, bez względu na dotychczasowy podział na obrót hurtowy i detaliczny. Gdy przychód z obrotu paliwami ciekłymi przekroczy tę wartość, przedsiębiorca obowiązany jest do posiadania koncesji. W stosunku do przedsiębiorstw działających lub będących w budowie w dniu wejścia w życie ustawy nowelizującej, regulator jest zobowiązany do udzielenia im koncesji z urzędu. W związku z tym prowadzono działania informacyjne mające na celu zidentyfikowanie przedsiębiorstw zajmujących się obrotem paliwami ciekłymi, w części kwalifikowanej przed nowelizacją jako obrót detaliczny, nie wymagający uzyskania koncesji. Do 13 grudnia 2000 r., czyli ustawowego terminu udzielenia koncesji z urzędu, zarejestrowano 490 zgłoszeń. Po ich weryfikacji pod kątem uprawnień do uzyskania koncesji z urzędu, wszczęto wobec tej grupy przedsiębiorców postępowanie administracyjne w sprawie udzielenia koncesji. Zapisy ustawowe dotyczące uprawnień do uzyskania koncesji z urzędu są obecnie sformułowane przejrzysto, co pozwala przedsiębiorcom uniknąć wątpliwości w interpretacji przepisów ustawy *Prawo energetyczne*. Wobec tego, iż w ustawie mowa jest o „rocznej wartości obrotu”, działalność przedsiębiorców weryfikowana była w oparciu o wartość przychodu uzyskanego ze sprzedaży paliw. W przypadku, gdy przedsiębiorca nie prowadził działalności polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 1999 r., przekroczenie lub osiągnięcie kwoty obrotu 500 000 EURO do dnia wejścia w życie ustawy nowelizującej, dawało mu uprawnienia do uzyskania koncesji z urzędu. Przedsiębiorcy, którzy w 1999 r. uzyskali przychód ze sprzedaży paliw przekraczający 500 000 EURO oraz prowadzili tę działalność w 2000 r. w skali powodującej przekroczenie tej wartości, byli również uprawnieni do uzyskania koncesji w tym trybie.

Ponadto wpłynęło kilkadziesiąt nowych wniosków o koncesję na obrót paliwami ciekłymi od przedsiębiorców, którzy prowadzili taką działalność przed 14 czerwca 2000 r. (w praktyce oznacza to, że prowadzili oni obrót detaliczny paliwami w zakresie mniejszym niż równowartość 500 000 EURO).

Ogółem w 2000 r. udzielono z urzędu 79 koncesji na

obróć paliwami ciekłymi. Po nowelizacji, znacznie mniejsza liczba przedsiębiorców pozostaje poza obszarem regulacji. Zniesienie podziału na obrót hurtowy i detaliczny paliwami ciekłymi spowodowało, że liczba przedsiębiorców działających na rynku paliw ciekłych nie objętych wymogiem uzyskania koncesji jest obecnie niewielka, co przyczynia się do jednakowego traktowania podmiotów i stosowania dla wszystkich jednakowych kryteriów.

W przypadku paliw gazowych zmiana dotyczy wysokości kwoty (obecnie jest to równowartość 100 000 EURO), której przekroczenie z tytułu prowadzenia obrotu tymi paliwami wymaga uzyskania stosownej koncesji. Podobnie jak w przypadku paliw ciekłych, planowanie przekroczenia powyższej kwoty wymaga również uzyskania koncesji.

Niezależnie od przedstawionej powyżej zmiany, art. 32 ustawy *Prawo energetyczne* rozszerzony został o dodatkowe zapisy (ust. 2 i 3), dotyczące trybu uzyskiwania koncesji na prowadzenie działalności polegającej na obrocie gazem ziemnym z zagranicą. Wydawanie tego typu koncesji odbywać się będzie, z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego. Zgodnie z art. 4 ustawy nowelizującej, koncesje w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, udzielone przedsiębiorstwom energetycznym, wygasły z dniem 31 grudnia 2000 r. Powyższy przepis dopuszczał możliwość dalszego prowadzenia działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, jeżeli zainteresowani złożyli wniosek o udzielenie koncesji przed 31 grudnia 2000 r.

Ogółem, w 2000 r. wnioski o koncesje na wszystkie rodzaje działalności lub zgłoszenie prowadzenia działalności w zakresie objętym wymogiem uzyskania koncesji – w związku z nowelizacją ustawy *Prawo energetyczne* – złożyło 1285 przedsiębiorców.

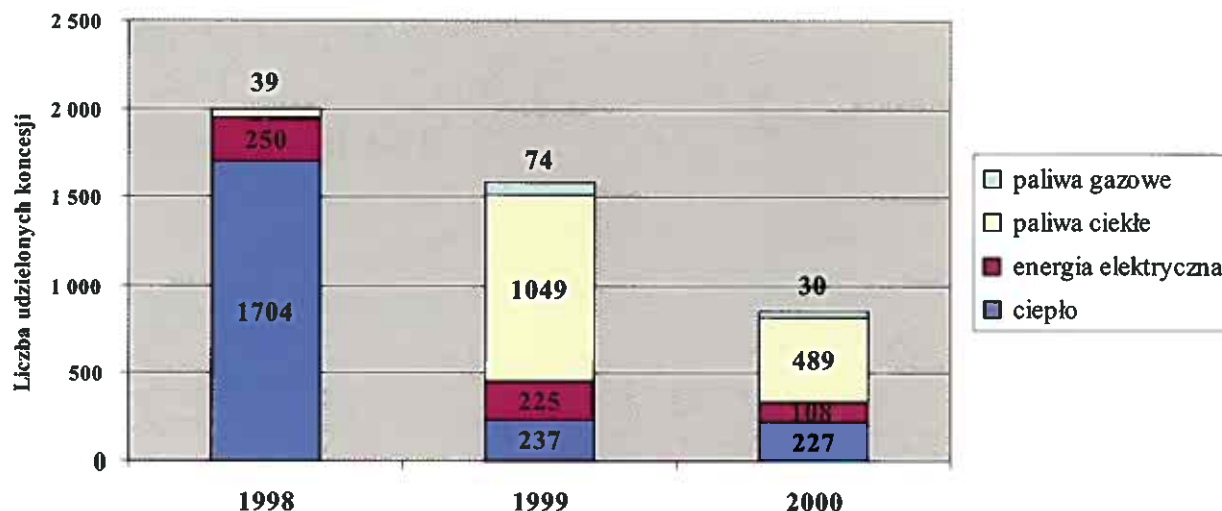
W ciągu 2000 r. udzielono 854 koncesje, z tego na wniosek 665 i 189 z urzędu, w tym 176 w związku z nowelizacją ustawy. Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających co najmniej jedną koncesję na koniec 2000 r. wyniosła 2484, w tym 697 przedsiębiorstw uzyskało koncesję po raz pierwszy.

Koncesje udzielone wg rodzajów działalności w latach 1998 – 2000 przedstawia poniższa tabela.

Tabela 1. Zestawienie koncesji udzielonych w latach 1998–2000

Rodzaj prowadzonej działalności energetycznej	Obszar koncesjonowania											
	ciepło			energia elektryczna			paliwa ciekłe			paliwa gazowe		
	1998	1999	2000	1998	1999	2000	1998	1999	2000	1998	1999	2000
Wytwarzanie	726	82	126	49	5	35	9	27	21	0	7	0
Magazynowanie							0	59	35			0
Przesyłanie i dystrybucja	765	105	80	100	97	23	0	1	0	0	34	15
Obrót	213	50	21	101	123	50	30	962	433	0	33	15
<b>Razem</b>	<b>1704</b>	<b>237</b>	<b>227</b>	<b>250</b>	<b>225</b>	<b>108</b>	<b>39</b>	<b>1049</b>	<b>489</b>	<b>0</b>	<b>74</b>	<b>30</b>

Rysunek 1. Koncesje udzielone w latach 1998–2000



W 2000 r. 12 przedsiębiorców złożyło wnioski o promesę koncesji. Udzielono 17 promes, w tym na działalność związaną z zaopatrzeniem w: ciepło – 10, energię elektryczną – 5, paliwa gazowe – 2.

W ciągu roku sprawozdawczego zostało umorzonych ogółem 178 postępowań administracyjnych wszczętych zarówno z urzędu, jak i na wniosek.

W 8 przypadkach Prezes URE skorzystał z uprawnień art. 38 ustawy *Prawo energetyczne* i uzależnił udzielenie koncesji na obrót energią elektryczną od złożenia zabezpieczenia majątkowego w postaci umów gwarancyjnych lub innej formy zabezpieczenia, np. umowy ubezpieczenia. Decyzja o uzależnieniu udzielenia koncesji od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego podejmowana była po przeprowadzeniu wnikliwej analizy i oceny wniosku. W szczególności dotyczyła nowych podmiotów obrotu, które nie posiadały majątku sieciowego i nie zamierzały prowadzić przesyłania i dystrybucji na własny rachunek, lecz korzystać z usług przesyłowych świadczonych przez PSE S.A. i spółki dystrybucyjne. Jednocześnie podmioty te nie dysponowały innymi znaczącymi składnikami majątku trwałego, a ich kapitał własny był niewspółmiernie niski w porównaniu do deklarowanej wysokości obrotu. Wysokość zabezpieczenia ustalana była indywidualnie i zależała w szczególności od deklarowanego rozmiaru prowadzonej działalności.

### 1.2. Odmowa udzielenia koncesji

Wydano 18 decyzji o odmowie udzielenia koncesji. Dotyczyły one głównie obrotu energią elektryczną i obrotu paliwami ciekłymi. Odmowy spowodowane były:

- nie złożeniem zabezpieczenia majątkowego w wymaganym terminie,
- brakiem środków finansowych gwarantujących prawidłowe prowadzenie działalności,
- skazaniem w przeszłości ubiegającego się o koncesję, wyrokiem sądowym za: wyludzenie i składanie fałszywych zeznań, za przestępstwa skarbowe i dewizowe,
- złożeniem fałszywych dokumentów w innym postępowaniu, który to fakt był znany regulatorowi z urzędu,

- brakiem rękopisów wykonywania działalności gospodarczej (art. 20 ust. 6 ustawy o *działalności gospodarczej*),
- postawieniem przedsiębiorstwa w stan likwidacji.

Od powyższych decyzji wniesiono 4 odwołania, w jednym przypadku decyzja została uchylona i udzielono koncesji.

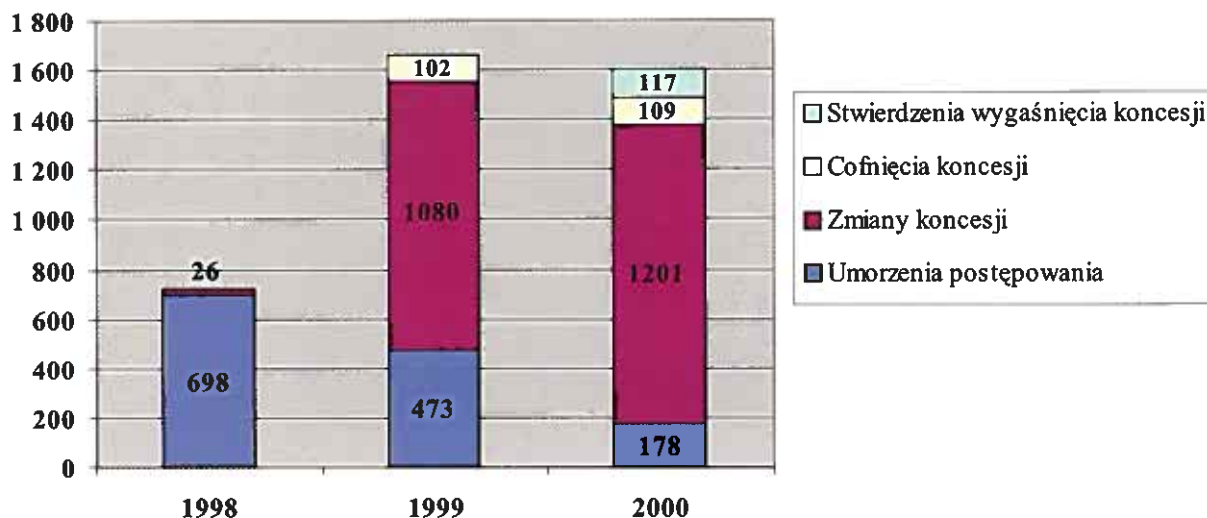
### Zmiana i cofanie koncesji

Wydano 1201 decyzji zmieniających koncesje, z tego 721 zostało zmienionych na wniosek. Zmiany warunków udzielonych koncesji dokonywane były przede wszystkim w związku z:

- wnioskiem strony o wydłużenie terminu wypełnienia warunków szczególnych wykonywania działalności, określonych w koncesjach,
- koniecznością dostosowania zapisu koncesji do aktualnego stanu organizacyjno – prawnego koncesjonariusza w wyniku przekształceń przedsiębiorstwa,
- wnioskiem strony o rozszerzenie lub zawężenie zakresu udzielonych koncesji, w związku z przejęciem lub przekazaniem, wyłączeniem lub modernizacją eksploatowanych lub nowych źródeł ciepła, sieci ciepłowniczych lub linii energetycznych,
- wykreśleniem z koncesji warunku opracowania standardów jakościowych prowadzonej działalności,
- zmianą nazwy, formy prawnej lub siedziby koncesjonariusza.

Przeprowadzono postępowanie wyjaśniające, mające na celu wyłonienie grupy przedsiębiorców, którzy posiadając koncesję na obrót hurtowy paliwami ciekłymi, prowadzili jednocześnie działalność polegającą na obrocie detalicznym tymi paliwami, przy jednoczesnym spełnieniu kryterium przekroczenia dotychczasowego i planowanego obrotu w wysokości stanowiącej równowartość 500 000 EURO. W wyniku tego okazało się, iż 544 koncesjonariuszy, oprócz działalności w zakresie obrotu hurtowego paliwami ciekłymi, prowadzi również obrót detaliczny paliwami, co oznaczało konieczność wszczęcia z urzędu postępowania w sprawie rozszerzenia zakresu posiadanej koncesji – na podstawie art. 3 ustawy nowelizującej – ze względu na fakt, iż dotychczasowy zapis w koncesji, dotyczący obrotu hurtowego po-

Rysunek 2. Decyzje o zmianie, cofnięciu i wygaśnięciu koncesji oraz umorzeniu postępowań administracyjnych w latach 1998–2000



wodował ograniczenie jego zakresu i pominięcie obrotu detalicznego. Decyzje rozszerzające zakres prowadzonej działalności miały na celu dostosowanie zapisów koncesyjnych do znowelizowanej ustawy *Prawo energetyczne*.

Ogółem, wydano 480 decyzji z urzędu zmieniających koncesje na obrót paliwami ciekłymi.

Na wniosek 64 przedsiębiorców, z powodu zaprzestania działalności, cofnięto 109 koncesji.

Ponadto wydano 117 decyzji (dla 101 przedsiębiorców) stwierdzających wygaśnięcie koncesji. Decyzje te związane były ze zmianą zakresu działalności, która po nowelizacji ustawy nie wymaga uzyskania koncesji. Odnotowano również wygaśnięcie kilku koncesji w następstwie wykreślenia przedsiębiorców z właściwych rejestrów lub ewidencji.

\* \* \*

Ustawa *Prawo energetyczne* stworzyła możliwości do działania przedsiębiorstw energetycznych według zasad rynkowych. Proces koncesyjny przebiegał w warunkach równoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o koncesje i nie dyskryminował żadnego przedsiębiorstwa. Warunki uzyskania koncesji są takie same dla wszystkich podmiotów, bez względu na ich wielkość, wartość posiadanego majątku lub kapitałów, strukturę właścicielską i zakres prowadzonej działalności.

Wprowadzenie obowiązku posiadania koncesji, jako administracyjnego narzędzia kontroli wchodzenia na rynek energetyczny, budziło wiele kontrowersji. W praktyce okazało się jednak, że koncesja, mimo iż ustala warunki prowadzenia działalności, nie stała się instrumentem utrudniającym lub wręcz zamykającym dostęp do rynku, czy też ograniczającym autonomię działania koncesjonariuszy.

Objęcie koncesjonowaniem wybranego obszaru gospodarowania powinno być poprzedzone wstępną, dobrowolną selekcją potencjalnych przedsiębiorców, którzy indywidualnie wazą szanse na otrzymanie koncesji i ewentualne korzyści. W konsekwencji o koncesję występują tylko niektórzy, potencjalnie najsilniejsi i najbardziej zdeterminowani.

Nieco inaczej wygląda to w sektorze energetycznym, bowiem koncesjonowaniem objęto niemal wszystkie dzia-

lające dotychczas podmioty. Spełnienie wymagań ustawowych, nie zmienia faktu potraktowania procesu koncesjonowania jako formalnego zabiegu. Trudno wyobrazić sobie odmówienie koncesji podmiotowi dostarczającemu ciepło, którego sytuacja finansowa daleka jest od pożądanej, a na rynku lokalnym jest on jedynym świadczącym takie usługi. W tych przypadkach regulator udzielał koncesji i zmuszał przedsiębiorstwo do poprawy efektywności.

Obowiązek posiadania koncesji na prowadzenie działalności energetycznej umożliwia rozpoznanie rynku energetycznego oraz działających na nim podmiotów. Postanowienia ustawy pozwalają na zbieranie w szerokim zakresie informacji od przedsiębiorstw energetycznych w sprawach objętych koncesją. Warunki określone w koncesjach, dają możliwość wpływania na sposób prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne. Koncesjonowanie działalności energetycznej, stało się czynnikiem porządkującym działalność sektora i identyfikującym przedsiębiorstwa w nim działające. Jednocześnie, stosunkowo łatwy dostęp do uzyskania koncesji eliminował dążenie podmiotów do uciekania w tzw. szarą strefę działalności gospodarczej.

Trzeba też pamiętać, iż koncesja nie stanowi gwarancji prawidłowego działania przedsiębiorstwa energetycznego. Nie powinna być także zbyt łatwo dostępna, bowiem podważa to sens koncesjonowania i czyni z niego jedynie formalny zabieg. Niewątpliwie największą korzyścią z koncesjonowania przedsiębiorstw energetycznych jest to, iż otwiera ono drogę do stosowania innych, bardziej wszechstronnych narzędzi regulacji, np. taryfy, o wyraźnym ekonomicznym charakterze, przygotowującym przedsiębiorstwa energetyczne do funkcjonowania na otwartym konkurencyjnym rynku.

## 2. Zatwierdzanie i kontrolowanie taryf

### 2.1. Prawno-metodyczne podstawy ustalania taryf

Ustawa nowelizująca, w zakresie stanowienia taryf objęła zmianę przepisów zawartych w art. 7, art. 9, art. 16, art. 44 – 49



ustawy *Prawo energetyczne*. Najbardziej istotne zmiany polegają na:

- kalkulacji stawek opłat za przyłączenie odbiorców do sieci przewidzianej w założeniach do planu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, określonych w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło,
- wprowadzeniu obowiązku sporządzania planów rozwoju z jednoczesnym zapewnieniem minimalizacji nakładów i kosztów,
- powiązaniu stawek opłat za przyłączenie do sieci z założeniami do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (o których mowa w art. 19 *Prawa energetycznego*) – uchwalanymi przez radę gminy,<sup>1)</sup>
- wprowadzeniu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu, przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem,
- nałożeniu obowiązku prowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne ewidencji księgowej umożliwiającej obliczenie kosztów stałych i zmiennych oraz przychodów w odniesieniu do poszczególnych grup taryfowych – obok uprzednio obowiązujących zasady podziału kosztów na rodzaje działalności i rodzaje paliw,
- zobowiązaniu wszystkich przedsiębiorstw energetycznych, niezależnie od tego czy są koncesjonowane czy nie, do ustalania taryf na zasadach określonych w ustawie,
- ograniczeniu udziału opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi.

Ponadto, zapisy sformułowane w art. 23 i 46 znowelizowanej ustawy, określiły precyzyjniej kompetencje Prezesa URE w procesie zatwierdzania taryf. Dotyczy to przede wszystkim:

- upoważnienia do żądania od koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych przedłożenia taryfy do zatwierdzenia,
- zwiększenia uprawnień w zakresie weryfikacji kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,
- przyznania uprawnień do ustalania współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo działalności,
- prawa ustalania okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych.

Wprowadzenie do ustawy tych zapisów ma kierunkowe, metodyczne i praktyczne znaczenie dla kreowania for-

muły regulacyjnej, w ramach której regulator pełni rolę substytutu rynku. Na rynku regulowanym bowiem odbiorcy nie mają możliwości bezpośredniego porównania ofert poszczególnych dostawców i wyboru najkorzystniejszej spośród nich, ich rolę w tym zakresie przejmuje regulator, dokonując oceny poziomu kosztów uzasadnionych na podstawie analiz porównawczych. Umożliwia to określenie pozycji przedsiębiorstwa regulowanego, w tym poziomu jego efektywności, na tle pozostałych. A zatem, zarówno ocena poziomu uzasadnionych kosztów, jak i określenie współczynnika poprawy efektywności muszą być dokonywane poza przedsiębiorstwem.

Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Zgodnie z art. 45 ustawy *Prawo energetyczne*, taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła powinny być kształtowane przez przedsiębiorstwa energetyczne w oparciu o następujące zasady:

- pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie: wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu, kosztów modernizacji i rozwoju, i ochrony środowiska,
- ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen,
- różnicowanie cen i stawek opłat dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na uzasadnione koszty, spowodowane realizacją świadczenia, o ile przepisy nie stanowią inaczej,
- kalkulowanie stawek 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 40% dla paliw gazowych i energii elektrycznej oraz 30% dla ciepła.

Prezes URE zatwierdza taryfę, która zawiera ceny i stawki opłat ustalone przez przedsiębiorstwo energetyczne zgodnie z powyższymi zasadami. Taryfy dla paliw gazowych i energii elektrycznej są ogłaszane w Biuletynie Branżowym URE w terminie 14 dni od dnia ich zatwierdzenia, a taryfy dla ciepła we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym, w terminie 7 dni od daty zatwierdzenia. Taryfa może obowiązywać nie wcześniej niż po upływie 14 dni od jej opublikowania.

## 2.2. Taryfy dla energii elektrycznej

### Proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej

Taryfy dla energii elektrycznej w całym 2000 r. ustalone były w oparciu o przepisy wykonawcze wydane przed nowelizacją ustawy *Prawo energetyczne*. Podstawą opracowywania i zatwierdzania taryf były przepisy zawarte w dwóch rozporządzeniach 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), zwanym rozporządzeniem taryfowym,
- z dnia 21 października 1998 r. w sprawie *szczegółowych*

1) Wcześniej stawki tych opłat wiązano z koniecznością ujęcia sieci w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego.

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), zwanym rozporządzeniem przyłączeniowym.

W 2000 r. wpłynęły 154 wnioski o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej, w tym:

- 64 wnioski od przedsiębiorstw zawodowych (spółki dystrybucyjne, wytwórcy oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.),
- 69 wniosków od przedsiębiorstw przemysłowych,
- 21 wniosków od przedsiębiorstw obrotu.

W okresie tym wydano:

- 123 decyzje zatwierdzające taryfy dla energii elektrycznej,
- 8 decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej,
- 29 decyzji umarzających postępowanie,
- 2 wnioski pozostawiono bez rozpatrzenia.

Ponadto rozpatrzono 57 wniosków o zmianę zatwierdzonych taryf, z tego w 35 sprawach wydano decyzje zatwierdzające zmianę.

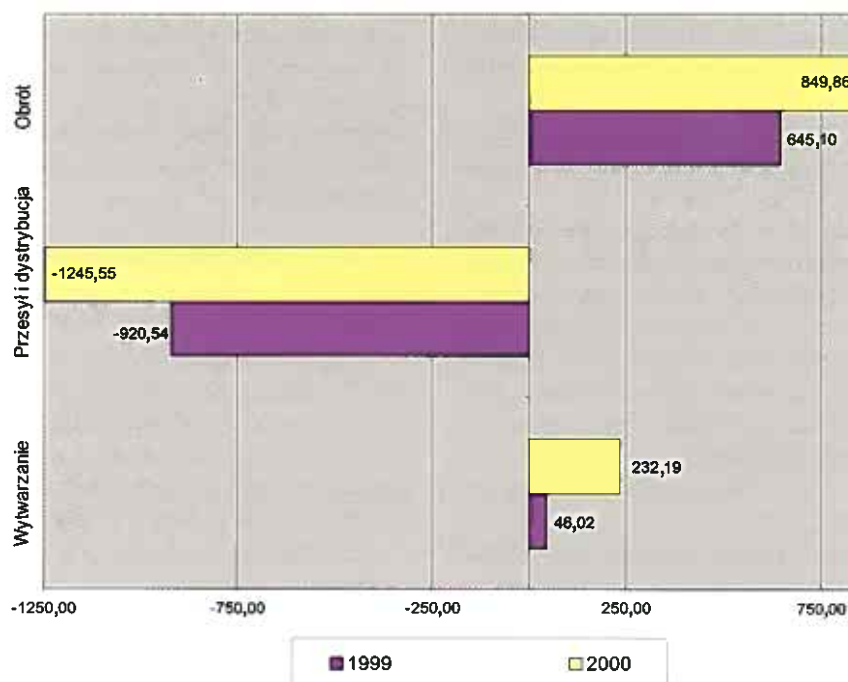
Na przełomie stycznia i lutego 2000 r. z wnioskami o zatwierdzenie ustalonych przez siebie taryf wystąpiły spółki dystrybucyjne. Proponowany przez nie średni wzrost cen i stawek opłat był zróżnicowany i w niektórych przypadkach sięgał nawet 35%. Jednakże z uwagi na konieczność równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców średnie wzrosty cen dla poszczególnych grup odbiorców zostały zatwierdzone w wysokości od 8 do 14%. Zwrócić należy uwagę, że przekroczenie planowanego poziomu inflacji było dopuszczalne w „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku” przyjętych przez Radę Ministrów w dniu 22 lutego 2000 r. Pierwsze taryfy zostały zatwierdzone w marcu, natomiast

ostatnia w sierpniu 2000 r. Główną przyczyną tak znacznego rozciągnięcia w czasie zatwierdzania taryf był trudny proces negocjacyjny. Dotyczył on ustalania rodzaju kosztów, niezbędnych do poniesienia w celu prowadzenia działalności koncesjonowanej, a które mogą zostać uznane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za koszty uzasadnione. Przedstawiane pozycje kosztów nie były powiązane z prowadzoną działalnością koncesjonowaną albo nie znajdowały dostatecznego potwierdzenia w prowadzonej ewidencji.

Taryfa przedsiębiorstwa przesyłowego – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. została zatwierdzona w maju i zaczęła obowiązywać od 1 czerwca 2000 r. Wzrost średniej ceny w zatwierdzonej taryfie wynosił 17% i był wyższy od wzrostu średnich cen spółek dystrybucyjnych. Związane to było z pogarszającą się sytuacją finansową podsektora przesyłu wynikającą z faktu, że w czasie obowiązywania dotychczasowej taryfy dokonane zostały liczne korekty taryf dla wytwórców, a przez to faktyczne uwarunkowania ekonomiczne funkcjonowania PSE S.A., pomimo dokonywanych korekt taryfy przesyłowej, znacząco odbiegały od założeń przyjętych przy jej kalkulacji. Tak znacząca podwyżka pozwoliła na uzyskanie przez PSE S.A. dodatniej rentowności na działalności koncesjonowanej i stworzyła możliwości do zniwelowania kilkudziesięciomilionowej straty powstałej w okresie od stycznia do maja 2000 r.

Nadal jednak w działaniach PSE S.A., przy dodatniej rentowności zarówno na przesyśle, jak i na obrocie, widoczne są oznaki subsydiowania pomiędzy obrotem a przesyłem i dystrybucją. Świadczą o tym wyniki uzyskane na poszczególnych rodzajach działalności w 2000 r. Na rysunku 3 przedstawiono wynik finansowy brutto uzyskany przez 32 największe elektrownie i elektrociepłownie oraz 33 spółki dystrybucyjne i PSE S.A., z uwzględnieniem podziału na przesył i dystrybucję oraz obrót.

Rysunek 3. Wynik finansowy brutto na energii elektrycznej w podziale na rodzaje działalności (mln zł)



Spośród 17 elektrowni, drugą taryfę zatwierdzono dla 13, natomiast 4 odmówiono zatwierdzenia. Należą do nich: Zespół Elektrowni Pątnów – Adamów – Konin S.A., Elektrownia Turów S.A., Elektrownia im. T. Kościuszki S.A. w Polańcu i Elektrownia Kozienice S.A.

Analiza poziomu kosztów wytwarzania, przeprowadzona w trakcie procesu zatwierdzania taryf tych czterech wytwórców wykazała, że ceny energii elektrycznej uzgodnione z PSE S.A. w ramach kontraktów długoterminowych, nie znajdują odzwierciedlenia w kosztach ich działalności.

Negocjacje dotyczące obniżenia poziomu planowanych kosztów, które stanowiłyby podstawę kalkulacji cen energii elektrycznej, w przypadku Zespołu Elektrowni Pątnów – Adamów – Konin S.A., Elektrowni im. T. Kościuszki S.A. z Polańca oraz Elektrowni Kozienice S.A. zakończyły się fiaskiem, a Elektrownia Turów S.A. wydłużała proces zatwierdzenia taryfy w sposób nie znajdujący uzasadnienia. Efektem tego było arbitralne wydanie decyzji, dla pierwszych trzech wymienionych elektrowni, ustalających wysokość oraz okres obowiązywania współczynnika korekcyjnego X, określającego projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez nie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, na poziomie gwarantującym osiągnięcie przez każde z tych przedsiębiorstw przychodów niezbędnych do pokrycia kosztów uzasadnionych.

Od powyższych decyzji te trzy elektrownie odwołały się do Sądu Antymonopolowego.

Wyjaśniając motywy wydania zaskarżonych decyzji należy stwierdzić, iż koszty przyjęte przez ww. elektrownie jako podstawa ustalanych cen i stawek opłat nie były kosztami uzasadnionymi. Nie wszystkie bowiem koszty, które są ewidencjonowane w sposób zgodny z art. 44 ustawy

*Prawo energetyczne* muszą być kosztami niezbędnymi do prowadzenia działalności koncesjonowanej.

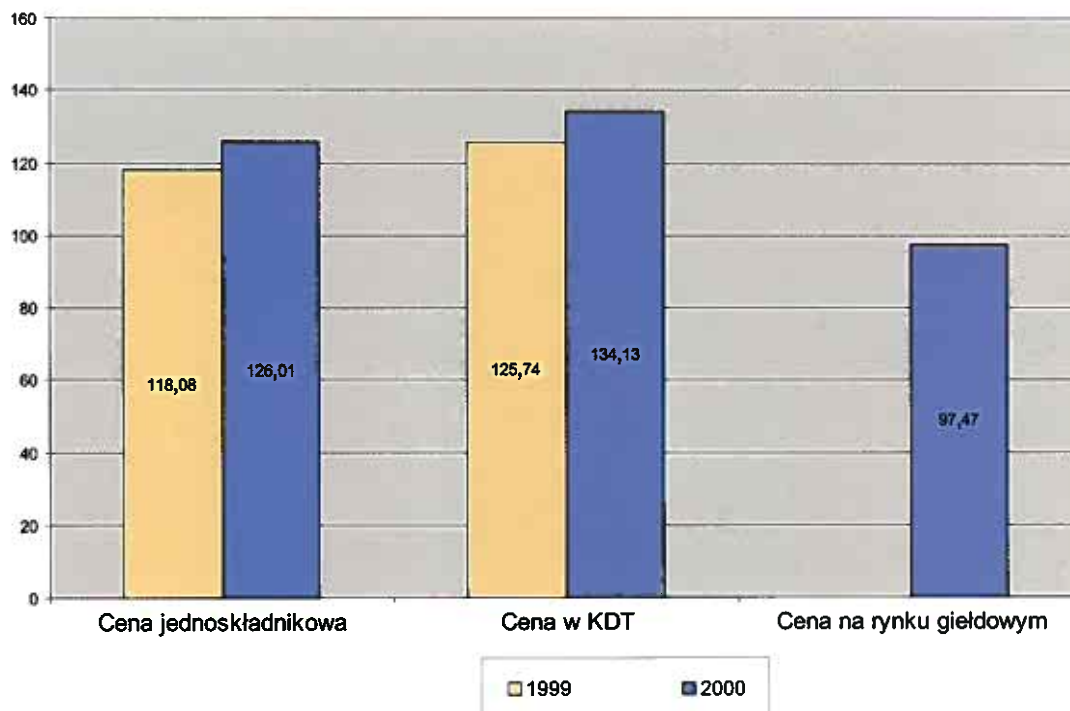
Wysokość współczynnika korekcyjnego X, dla tych elektrowni, ustalona została adekwatnie do możliwości poprawy efektywności ich funkcjonowania oraz zmiany prowadzenia przez nie działalności gospodarczej w okresie 12 miesięcy obowiązywania taryfy. Ponadto, przy podejmowaniu decyzji wzięto pod uwagę fakt, że jednorazowe ograniczenie przychodów przedsiębiorstwa do poziomu uzasadnionego oceną kosztów, w sytuacji, gdy wpływ przedsiębiorstwa na ich kształtowanie nie jest natychmiastowy, mogłoby doprowadzić do znaczącego pogorszenia jego kondycji finansowej.

Na podkreślenie zasługuje fakt, że ustalenie współczynnika korekcyjnego X w wysokości określonej w decyzjach nie oznacza wymuszenia na tych przedsiębiorstwach prowadzenia działalności koncesjonowanej ze stratą. Strata zaistniałaby tylko wówczas, gdyby przedsiębiorstwo, w warunkach ograniczenia przychodów, poniosło koszty prowadzenia działalności na poziomie określonym we wniosku o zatwierdzenie taryfy. Gdy koszty ponoszone przez przedsiębiorstwo zostaną obniżone (nawet w stopniu ograniczonym, gdyż ustalona wartość współczynnika korekcyjnego X nie zmusza do natychmiastowego dojścia do poziomu efektywnego) może ono odnotować dodatni wynik finansowy.

W 2000 r. zatwierdzono również taryfy dla 15 elektrociepłowni, przy czym dla 2 spośród nich, końcowy etap postępowania administracyjnego prowadzony był w oddziałach terenowych Urzędu Regulacji Energetyki, w celu skorelowania taryf dla energii elektrycznej z taryfami dla ciepła.

Zmiany przeciętnej ceny jednoskładnikowej, ceny z kontraktów długoterminowych oraz ceny na Gieldzie Energii S.A. przedstawia rysunek 4.

Rysunek 4. Średnia cena netto sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców systemowych (w zł/MWh)





Proces zatwierdzania taryf dla energetyki przemysłowej był w większości przypadków wydłużony. W 2000 r. przedsiębiorstwa te bowiem, występowały po raz pierwszy o zatwierdzenie ustalonej przez siebie taryfy i prawidłowe sporządzenie wniosku, właściwe wydzielenie kosztów i ustalenie na tej podstawie cen i stawek opłat okazało się dla nich rzeczą niezwykle trudną. Wzrost średniej ceny dla tych przedsiębiorstw w stosunku do ceny stosowanej przed zatwierdzeniem pierwszej taryfy był różny. Wahał się od kilku do kilkudziesięciu procent. W procesie zatwierdzania taryf kierowano się zasadą, w myśl której opłaty za dostawę energii elektrycznej, jakie ponosić będą odbiorcy obsługiwani przez te przedsiębiorstwa nie mogą być wyższe, niż gdyby odbiorcy ci byli rozliczani według taryf ościennych spółek dystrybucyjnych.

W trakcie postępowań administracyjnych o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej ujawniono, iż niektóre z przedsiębiorstw energetycznych stosowały ceny i stawki opłat niezgodne z obowiązującym prawem. W stosunku do 5 z nich prowadzone było postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Kara taka została wymierzona czterem z nich, a w stosunku do jednego wydano decyzję umarzającą postępowanie.

W 2000 r. wpłynęło 57 wniosków o zmianę decyzji o zatwierdzeniu taryfy dla energii elektrycznej. Głównymi przyczynami, które skłaniały przedsiębiorstwa energetyczne do wystąpienia o zmianę taryfy były:

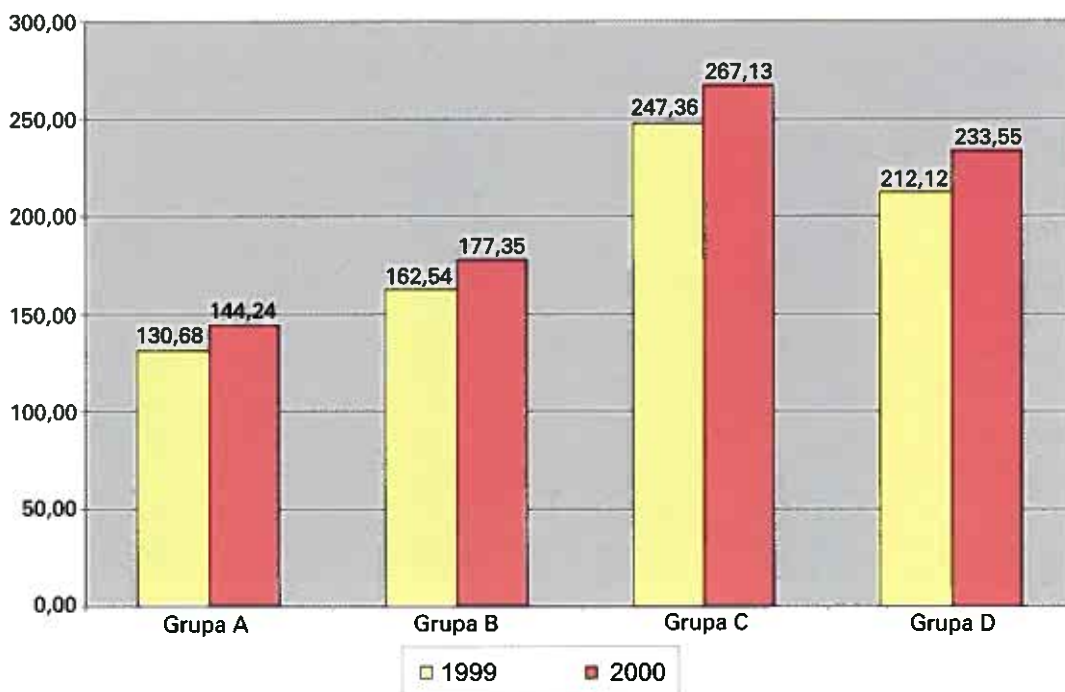
- znacznie wyższe – w stosunku do planowanych – koszty zakupu usług przesyłowych od PSE S.A. (spółki dystrybucyjne),
- zmiana cen węgla (wytwórcy energii elektrycznej),
- zmiany taryf sprzedawców energii elektrycznej (energetyka przemysłowa),
- zmiany przepisów prawa.

Po wejściu w życie taryfy PSE S.A., 29 spółek dystrybucyjnych, na łączną liczbę 33, wystąpiło z wnioskami o korektę zatwierdzonych drugich taryf. Koszty usług przesyłowych okazały się znacznie wyższe od zakładanych, przy jednoczesnym realnym spadku cen energii elektrycznej. Niektóre z tych spółek zaczęły ponosić stratę. Jej dalsze kumulowanie mogło zagrozić ich ekonomicznemu bytowi. Stąd też dziewięciu spółkom zatwierdzono korektę drugiej taryfy, dopuszczając wzrost średniej ceny dostawy energii elektrycznej w stosunku do ceny zatwierdzonej od 1,5 do 7,76%. Podstawowym założeniem tej korekty było powstrzymanie negatywnych zjawisk przed końcem 2000 r. oraz zrównoważenie przychodów z planowanymi kosztami w pierwszej połowie 2001 r., tj. do momentu zatwierdzenia kolejnej taryfy. Ponadto, przy korekcie tej przyjęto zasadę, że przy założeniu identycznej struktury sprzedaży, wzrost łącznych opłat za energię elektryczną, w stosunku do opłat ostatnio pobieranych nie przekroczył 10% dla żadnego z odbiorców.

W efekcie dokonanych podwyżek, przeciętna roczna cena jednoskładnikowa dostarczenia energii elektrycznej dla odbiorców końcowych wzrosła od 8 do 10,4%. Zmiany cen dla poszczególnych grup odbiorców przedstawione zostały na rysunku 5.

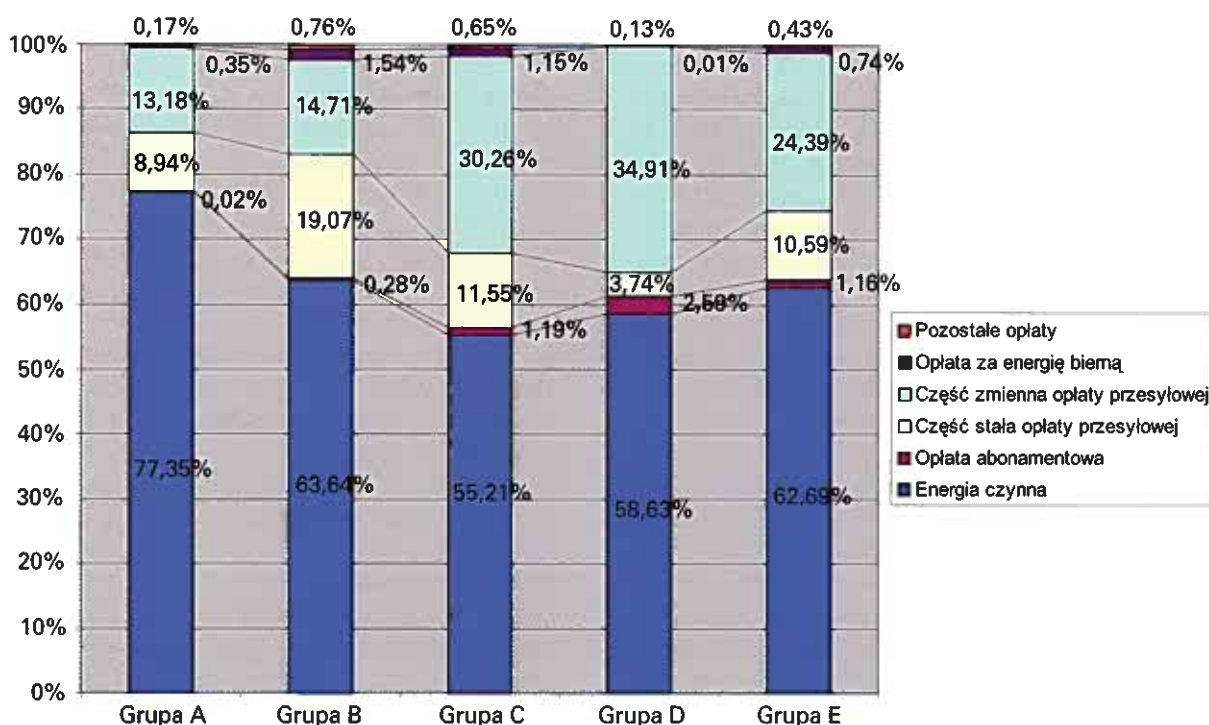
Również wytwórcy energii elektrycznej wystąpili z wnioskami o korektę taryf. Było to następstwem znacznej podwyżki ceny węgla kamiennego wskaźnikowego dla energetyki zawodowej (o około 17%), która miała miejsce na początku 2000 r. W okresie od stycznia do kwietnia 2000 r. Prezes URE zatwierdził korekty cen energii elektrycznej w wysokości od 3 do 5% dziesięciu przedsiębiorstwom energetycznym wytwarzającym energię elektryczną. Wzrost ceny wskaźnikowej węgla kamiennego, z ok. 116 zł/t do 134 zł/t wynikał bezpośrednio z założeń rządowego programu restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego.

Rysunek 5. Średnia cena jednoskładnikowa netto dla odbiorców finalnych w grupach taryfowych (w zł/MWh)





Rysunek 6. Struktura przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom finalnym w grupach taryfowych



Ponadto, w przypadku czterech spółek dystrybucyjnych zatwierdzono zmianę obowiązujących taryf w związku z koniecznością uściślenia niektórych zapisów w nich zawartych, czy też ewentualnego uzupełnienia o niezbędne zapisy.

Powody pozostałych korekt były różne i dotyczyły przede wszystkim konieczności rozszerzenia zatwierdzonych taryf w związku z powiększeniem zakresu działalności koncesjonowanej.

#### Zwalnianie przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia

W okresie sprawozdawczym rozpoznano 8 spraw dotyczących zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej. Cztery sprawy dotyczyły podmiotów zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną, trzy sprawy były związane z wytwarzaniem, a jedna z obrotem energią elektryczną. W pięciu przypadkach wydano decyzje odmowne, w jednym przypadku podjęto decyzję o częściowym zwolnieniu z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia (rynek giełdowy), w jednym przypadku postępowanie umorzono, natomiast jeden wniosek zwrócono z powodu niespełnienia wymogów formalnych.

Artykuł 49 ustawy *Prawo energetyczne* 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.

Mając na uwadze zalecenia Rady Ministrów, Prezes URE określił w swoim stanowisku kryteria uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny. Zostało ono

opublikowane w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki Nr 4 z dnia 1 lipca 2000 r.

#### Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie kryteriów uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny (z 30 czerwca 2000 r.)

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 jednostronnym, 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 (atributy) 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 (obrotu energią elektryczną). W związku z powyższym niezbędnym jest:
  - a) 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,
  - b) opracowanie, opublikowanie i wprowadzenie w życie przez operatorów systemów przesyłowego i rozdzielczych procedur przyjmowania do realizacji zawartych kontraktów na dostawę energii,
  - c) stworzenie, w przedsiębiorstwach będących równocześnie operatorami systemu i zajmujących się obro-



tem 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 renegotjacji 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 zatwierdzania 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.

Dokonana w maju 2000 r. nowelizacja ustawy Prawo energetyczne w art. 49 wprowadziła zapis, że zwolnienie z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia „może dotyczyć części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym”. Zmiana ta stworzyła możliwość uznania rynku giełdowego energii elektrycznej prowadzonego przez Giełdę Energii S.A. z siedzibą w Warszawie za rynek konkurencyjny, a przedsiębiorstwa sprzedające energię poprzez giełdę energii elektrycznej nie są zobowiązane do stosowania zatwierdzonych dla nich taryf. Decyzja taka została podjęta i podana do publicznej wiadomości w dniu 14 grudnia 2000 r. w Stanowisku Prezesa URE w sprawie uznania giełdowego rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny. Podejmując takie rozstrzygnięcie, brano pod uwagę znaczenie wprowadzania mechanizmów rynkowych dla rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego oraz obowiązek promowania konkurencji, wynikający z art. 21 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne.

**Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie uznania giełdowego rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny (z 14 grudnia 2000 r.)**

W związku z wystąpieniem Zarządu Giełdy Energii S.A. z dnia 11 grudnia 2000 r., po przeprowadzeniu analizy blisko półrocznej działalności giełdy, a także mając na uwadze znaczenie wprowadzania mechanizmów rynkowych dla rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego oraz kierując się wynikającym z art. 21 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne obowiązkiem promowania konkurencji, na mocy art. 49 ustawy – Prawo energetyczne stanowiącego, że „Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono na rynku konkurencyjnym, albo cofnąc 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), **Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uznaje rynek giełdowy energii elektrycznej prowadzony przez Giełdę Energii S.A. z siedzibą w Warszawie za rynek konkurencyjny.**

Rynek ten wypełnia przesłanki jakie musi spełniać rynek konkurencyjny, określone w Stanowisku Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie kryteriów uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny.

1. Ceny transakcyjne na Rynku Dnia Następnego wyznaczone są jako ceny równowagi pomiędzy zgłaszanymi niezależnie przez uczestników rynku ofertami sprzedaży i nabycia energii elektrycznej. Ceny te wyznaczone są ex ante jako ceny krańcowe obowiązujące dla wszystkich transakcji.
2. Wielkość poszczególnych transakcji wyznaczana jest na podstawie wielkości podaży i popytu przy zastosowaniu procedur jednolitych dla wszystkich podmiotów.
3. Informacja na temat ustalonej na rynku ceny jest po-

wszechnie dostępna dla każdego z uczestników giełdy, jak również dla podmiotów zewnętrznych.

4. W chwili obecnej status uczestnika giełdy posiada 40 podmiotów sektora, co zapewnia już odpowiedni poziom dywersyfikacji składanych ofert gwarantujący ich niezależność oraz brak wpływu na ustalaną na rynku cenę.
5. Dostęp do rynku giełdowego transakcji fizycznych mają wszystkie podmioty spełniające wymogi wynikające z ustawy – Prawo energetyczne oraz wydanych do niej rozporządzeń wykonawczych i posiadające podpisaną umowę z operatorem sieci, do której są przyłączone, regulującą zasady rozliczania odchyleń.
6. Warunki jakie musi spełnić podmiot zamierzający zawierać transakcje poprzez giełdę energii, a także zasady prowadzenia obrotu giełdowego zostały określone w regulaminach Giełdy Energii S.A. oraz Rynku Dnia Następnego. Zasady te są jednolite dla wszystkich podmiotów i zostały dobrowolnie zaakceptowane przez wszystkich uczestników giełdy.
7. Przedmiotem obrotu na giełdzie energii jest energia elektryczna czynna – towar jednorodny, o parametrach zdefiniowanych przez odpowiednie przepisy.
8. Regulamin Rynku Dnia Następnego zabezpiecza w odpowiedni sposób interes uczestników przed przejawami kartelizacji (zmowy) rynkowej.
9. Podmiot prowadzący giełdę – Giełda Energii S.A. – jest spółką prawa handlowego, w której żaden z akcjonariuszy nie posiada dominującego prawa głosu.

Umożliwienie nieograniczonego kształtowania się cen energii elektrycznej na giełdzie pozwoli na określenie jej realnej wartości rynkowej. Podawana do publicznej wiadomości cena giełdowa będzie sprzyjała podejmowaniu trafnych decyzji dotyczących zakupu energii w kontraktach dwustronnych, szczególnie przez mniej doświadczonych uczestników rynku, a także rozwojowi procesów konkurencyjnych na innych rynkach funkcjonujących w ramach sektora elektroenergetycznego. Przedstawione argumenty uzasadniające uznanie rynku giełdowego energii elektrycznej za konkurencyjny są zbieżne z intencją ustawodawcy wyrażoną w rozwiązaniach zawartych w ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

Kierując się powyższym Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zdecydował, że przedsiębiorstwa sprzedające energię poprzez giełdę energii elektrycznej nie są zobowiązane do stosowania zatwierdzonych im taryf.

Jak wynika z analizy dotychczasowych notowań cen energii elektrycznej na rynku giełdowym, powyższa decyzja nie wpłynęła na podwyższenie cen w obrocie giełdowym, natomiast umożliwiła zwiększenie wolumenu obrotu.

\* \* \*

Rynek energii elektrycznej, w dotychczasowej formie, jest rynkiem monopolistycznym o bardzo specyficznej strukturze podmiotowej, którego typową cechą jest zarówno niewielka mobilność popytu między produktami (ograniczona substytucyjność energii elektrycznej innymi nośnikami energii), jak również niewielka mobilność popytu między sprzedawcami. Ponadto specyfiką dla tego rynku jest brak

bezpośredniego oddziaływania między wytwórcami energii a odbiorcami końcowymi. Teoretycznie dostawcy energii mogliby ze sobą konkurować (wiele przedsiębiorstw oferuje jednorodny produkt), jednakże rynek energii elektrycznej jest zmonopolizowany nie tylko w zakresie dostaw fizycznych (usług przesyłowych), ale także w zakresie obrotu energią elektryczną przez przedsiębiorstwa sieciowe, pośredniczące w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Nie wymusza to poprawy efektywności gospodarowania poszczególnych uczestników rynku, a koszty ich nieefektywności obciążają odbiorców końcowych.

Poza zasygnalizowanym powyżej generalnym uwarunkowaniem, skuteczność regulacji przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego ograniczona była przez inne czynniki obiektywne, na które Prezes URE nie miał bezpośredniego wpływu. Zaliczyć do nich trzeba przede wszystkim wzrost cen paliwa oraz wzrost kosztów finansowych i wzrost amortyzacji, wynikający głównie z nakładów na inwestycje modernizacyjne i proekologiczne, w tym kontraktów długoterminowych (KDT). W latach 1994–1998 Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zawarły 35 umów długoterminowych, zobowiązując się do odbioru określonej ilości energii po z góry ustalonych cenach w okresie do 2023 r. Kontrakty te stały się formą prawną zabezpieczeń kredytów zaciągniętych przez elektrownie i elektrociepłownie w bankach komercyjnych. Łączne nakłady inwestycyjne szacuje się na kwotę ok. 16,25 mld zł, z czego ok. 9,3 mld zł pochodzi z kredytów.

Przebieg procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej w 2000 r. utrwalił jednak tendencję wzrostu znaczenia mikroekonomicznych przesłanek determinujących wysokość i dynamikę zmian (rok wcześniej z mocy rozporządzenia obowiązywał wskaźnik 13%) stawek opłat i cen w taryfach. Istotnym elementem dokumentacji taryfowej stały się projekty planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych, na podstawie których możliwa była bardziej precyzyjna projekcja kosztów (w tym także kosztów finansowych) modernizacji i rozwoju oraz kosztów związanych z ochroną środowiska. Informacje zawarte w projektach planów rozwoju okazały się także pomocne w ocenie zdolności przedsiębiorstw do zwiększenia efektywności funkcjonowania.

### 2.3. Taryfy dla ciepła

#### Zasady ustalania taryf dla ciepła

Nowelizacja ustawy *Prawo energetyczne* spowodowała wydanie nowych aktów wykonawczych dotyczących regulacji ciepła, a mianowicie:

- rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 72, poz. 845), które weszło w życie 15 września 2000 r.,
- rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w ob-



rocie ciepłem (Dz. U. Nr 96, poz. 1053), obowiązujące od 25 listopada 2000 r. – zwane dalej rozporządzeniem taryfowym,

- rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336), obowiązujące od 1 stycznia 2001 r.

Nowe rozporządzenie taryfowe wprowadziło istotne zmiany dotyczące procesu taryfowania ciepła, a w szczególności:

- kalkulowanie cen i stawek opłat w oparciu o koszty planowane,
- przyjęcie kosztów z roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy do oceny kosztów stanowiących podstawę kalkulacji cen i stawek opłat zawartych w taryfie,
- możliwość uwzględnienia przez zakłady budżetowe odpisów umorzeniowych w kosztach wynikających z inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i ochrony środowiska,
- wprowadzenie nowych stawek opłat dla ciepła wytwarzanego w lokalnych źródłach ciepła (uproszczenie ich kalkulacji),
- zmiana metodologii ustalania kosztów wytwarzania ciepła w przedsiębiorstwach energetycznych produkujących ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną,
- wprowadzenie w taryfie przedsiębiorstwa obrotu ciepłem stawki opłaty za obsługę odbiorców – wyrażonej w złotych za MW zamówionej mocy cieplnej,
- wprowadzenie współczynnika redukcyjnego kosztów stałych wytwarzania ciepła,
- ustalenie jednego rodzaju stawki opłat za przyłączenie do sieci zamiast dotychczasowych trzech,
- uzależnienie wysokości zysku od analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne oraz rezygnacja z marży zysku,
- wprowadzenie obowiązku obliczania średnich wskaźnikowych cen w celu określenia dopuszczalnego poziomu cen i stawek opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy (rezygnacja z 15% maksymalnego wzrostu w pierwszej taryfie),
- uwzględnienie współczynnika korekcyjnego X określającego projektowaną poprawę efektywności już w pierwszym roku stosowania taryfy,
- umożliwienie przedsiębiorstwom zmiany taryfy w przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków prowadzenia działalności gospodarczej,
- ustalenie maksymalnego poziomu wzrostu cen i stawek opłat dla subsydiowanych grup taryfowych.

Nowe przepisy zmieniły podejście do kształtowania taryf dla ciepła. Obecnie podstawę kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie stanowią planowane roczne koszty prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia oraz planowane roczne koszty modernizacji i rozwoju, które wynikają z planów inwestycji rozwojowych przedsię-

biorstw wytwórczych lub planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło przedsiębiorstw sieciowych. Plany przedsiębiorstw ciepłowniczych powinny uwzględniać zakres i jakość świadczonych usług, ewentualny rozwój aktywności gospodarczej, restrukturyzację techniczno-organizacyjną i własnościową. Istotne jest, aby planowanie w zakresie działalności regulowanej miało zawsze szerszy kontekst i uwzględniało także inne aspekty działalności realizowanej przez dane przedsiębiorstwo.

Zmienił się zasadniczo sposób ustalania współczynników korekcyjnych określających poprawę efektywności. Dotychczas przedsiębiorstwo samodzielnie ustalało wysokość współczynnika korekcyjnego, a Prezes URE mógł go zatwierdzić lub odmówić zatwierdzenia (odmawiając zatwierdzenia całej taryfy). Obecnie, zarówno o wysokości jak i o okresie obowiązywania współczynnika decyduje wyłącznie Prezes URE. Przedsiębiorstwo energetyczne, pragnąc uzyskać korzystne dla siebie rozstrzygnięcie, powinno udokumentować wszystkie okoliczności istotne dla podjęcia decyzji w tej sprawie.

Zaistniała sytuacja prawna spowodowała, że w 2000 r. taryfy dla ciepła zatwierdzane były na podstawie różnych przepisów prawnych. Ponadto zmiana przepisów ustawy *Prawo energetyczne* wymusiła dostosowanie taryf obowiązujących przed wejściem w życie ustawy nowelizującej do nowych uregulowań prawnych, w terminie do 25 grudnia 2000 r.

W związku z powyższym pracownicy urzędu wzięli udział w specjalistycznych szkoleniach organizowanych w URE. Ponadto przeprowadzane były konsultacje z przedsiębiorstwami ciepłowniczymi, mające na celu wyjaśnianie wątpliwości związanych z procesem taryfowania.

Proces zatwierdzania taryf dla ciepła nadzorowany był przez stałą Komisję do Spraw Taryf dla Ciepła, pracującą w Warszawie. Do jej zadań należało w szczególności rekomendowanie Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf przedłożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

#### Proces zatwierdzania taryf dla ciepła

Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 24 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej Oddziału Centralnego i oddziałów terenowych Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. Nr 162, poz. 1141), wszczynanie i prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzania, odmowy zatwierdzania lub zwolnienia z obowiązku zatwierdzania taryf dla ciepła, należy do właściwości rzeczowej oddziałów terenowych Urzędu Regulacji Energetyki. Dyrektorzy oddziałów terenowych byli upoważnieni do wydawania decyzji w sprawach zatwierdzania i odmowy zatwierdzania taryf dla ciepła.

W kolejnym, drugim roku procesu taryfowania, przedsiębiorstwa ciepłownicze opracowywały taryfy zgodnie z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 października 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 132, poz. 867 z późn. zm.), które obowiązywały do 24 listopada 2000 r. W tym okresie wpływały

Tabela 2. Decyzje zatwierdzające korekty taryf dla ciepła wydane w 2000 r.

Lp.	Oddziały terenowe URE	Ogółem	I taryfa	II taryfa	w tym: korekty związane z nowelizacją ustawy		
					Ogółem	I taryfa	II taryfa
1.	Centralny OT z siedzibą w Warszawie	22	20	2	16	14	2
2.	Północno-zachodni OT z siedzibą w Szczecinie	50	49	1	19	19	0
3.	Północny OT z siedzibą w Gdańsku	42	42	0	22	22	0
4.	Zachodni OT z siedzibą w Poznaniu	18	7	11	15	4	11
5.	Wschodni OT z siedzibą w Lublinie	35	32	3	26	23	3
6.	Środkowozachodni OT z siedzibą w Łodzi	55	53	2	33	32	1
7.	Południowo-zachodni OT z siedzibą we Wrocławiu	19	18	1	7	7	0
8.	Południowy OT z siedzibą w Katowicach	99	97	2	44	44	0
9.	Południowo-wschodni OT z siedzibą w Krakowie	55	55	0	35	35	0
	<b>RAZEM:</b>	<b>395</b>	<b>373</b>	<b>22</b>	<b>217</b>	<b>200</b>	<b>17</b>

wnioski w sprawie zatwierdzania pierwszych i drugich taryf dla ciepła. Taryfy te zatwierdzane były na jeden rok i zaczynały obowiązywać nie wcześniej niż po upływie 14 dni od dnia ich publikacji w wojewódzkim dzienniku urzędowym.

Wszystkie wnioski taryfowe były wnikliwie analizowane pod względem zgodności z przepisami i prawidłowości kalkulacji cen i stawek opłat zaproponowanych w taryfie. Szczególną uwagę przywiązywano do weryfikacji poszczególnych pozycji kosztów.

Do końca listopada 2000 r. zatwierdzono 406 taryf dla ciepła (192 pierwszych i 214 drugich). Natomiast w grudniu – na podstawie nowych przepisów rozporządzenia taryfowego – zatwierdzono 7 taryf dla ciepła (1 pierwsza i 6 drugich).

Niezależnie od toczącego się procesu zatwierdzania taryf, przedsiębiorstwa ciepłownicze występowały równocześnie z wnioskami o zmiany w obowiązujących taryfach. Zmiany te spowodowane były koniecznością dostosowania cen i stawek opłat zawartych w zatwierdzonych taryfach do zmienionego zakresu działalności koncesjonowanej i wzrostu cen paliw. Jednakże zasadniczą część korekt dotyczyła uwzględnienia w taryfie postanowień ustawy nowelizującej.

Przepis art. 5 ustawy nowelizującej zobowiązał przed-

siębiorstwa ciepłownicze do dostosowania obowiązujących taryf do nowych przepisów, które polegało na skorygowaniu stawek opłat za usługi przesyłowe oraz stawek opłat za przyłączenie do sieci. Wymagało to dużego zaangażowania i czasu, nie tylko od przedsiębiorstw ciepłowniczych ale i od regulatora.

Do końca 2000 r. wydano 395 decyzji zatwierdzających korekty taryf dla ciepła, z czego 373 dotyczyły pierwszych a 22 – drugich taryf. Wydano 217 (200 – I taryfy, 17 – II taryfy) decyzji zatwierdzających tylko korekty związane z nowelizacją ustawy *Prawo energetyczne*, 14 decyzji zatwierdzających korekty taryf w związku ze zmianą koncesji, oraz 4 decyzje zatwierdzające korekty taryf, których przyczyną był wzrost cen paliw.

Złożoność problematyki taryfowania wynikająca z nowelizacji przepisów, była niejednokrotnie przyczyną zwlekania przez przedsiębiorstwa ciepłownicze ze składaniem wniosków o zatwierdzenie drugiej taryfy dla ciepła. Większość przedsiębiorstw składała te wnioski w ostatniej chwili przed upływem okresu obowiązywania pierwszej taryfy, nie licząc się z obowiązującą procedurą zatwierdzania taryf. W związku z tym, mogła zaistnieć taka sytuacja, że okres ważności pierwszej taryfy już upłynął, a druga nie by-

Tabela 3. Decyzje zatwierdzające taryfy dla ciepła wydane w 2000 r.

Lp.	Oddziały terenowe URE	Ogółem	I taryfa	II taryfa
1.	Centralny OT z siedzibą w Warszawie	25	14	11
2.	Północno-zachodni OT z siedzibą w Szczecinie	34	21	13
3.	Północny OT z siedzibą w Gdańsku	39	25	14
4.	Zachodni OT z siedzibą w Poznaniu	89	27	62
5.	Wschodni OT z siedzibą w Lublinie	42	16	26
6.	Środkowozachodni OT z siedzibą w Łodzi	47	23	24
7.	Południowo-zachodni OT z siedzibą we Wrocławiu	34	18	16
8.	Południowy OT z siedzibą w Katowicach	57	20	37
9.	Południowo-wschodni OT z siedzibą w Krakowie	46	29	17
	<b>RAZEM:</b>	<b>413</b>	<b>193</b>	<b>220</b>

ła jeszcze zatwierdzona. Dlatego zdecydowano o przedłużeniu terminu obowiązywania pierwszych taryf do czasu opracowania drugiej taryfy w oparciu o nowe przepisy wykonawcze. Na tej podstawie wydano 158 decyzji w sprawie przedłużenia terminu obowiązywania taryf.

Nie wszystkie prowadzone postępowania w sprawie zatwierdzania taryf zakończyły się merytorycznym rozstrzygnięciem. W wielu przypadkach wydano decyzje o umorzeniu lub pozostawieniu wniosku bez rozpoznania. Łącznie umorzono 161 postępowań, w tym 145 dotyczyło zatwierdzenia taryf, a 16 zatwierdzenia zmian taryf. Podstawą umorzeń były wnioski przedsiębiorstw o umorzenie postępowania w trybie art. 105 § 2 kpa.

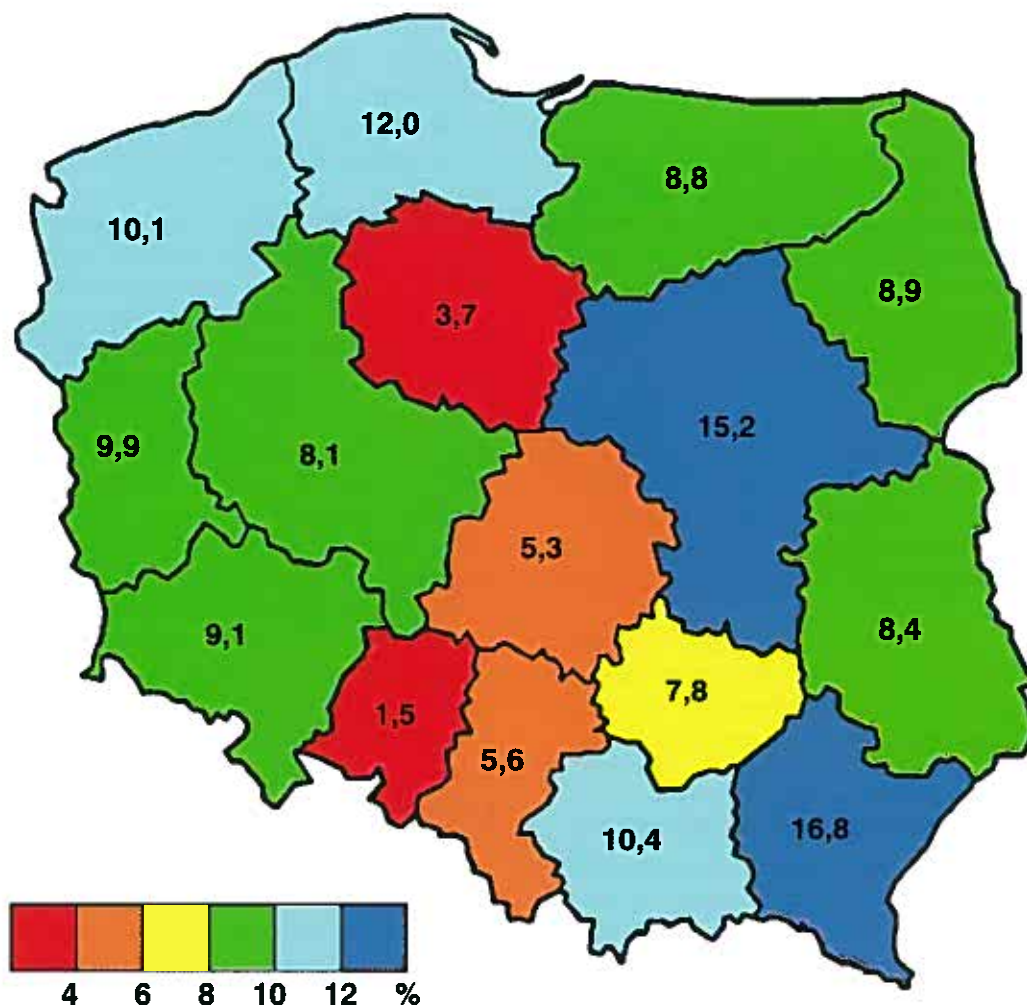
Pomimo dwuletniego okresu zatwierdzania taryf dla ciepła, nie poprawiła się jakość składanych wniosków taryfowych, dotyczących pierwszych, a także drugich taryf. Napływające wnioski nie pozwalały na zatwierdzenie taryf w przedstawionej przez przedsiębiorstwa wersji. Wymagały one wielu korekt i uzupełnień, powodując wydłużanie procesu zatwierdzania taryf. Wiele przedsiębiorstw ciepłowniczych miało poważne problemy z właściwą interpretacją przepisów i z prawidłowym sporządzeniem wniosku taryfowego. Najwięcej trudności z opracowaniem taryf

miały małe przedsiębiorstwa. Z pewnością zjawisko to pogłębi się w związku z rozszerzeniem obowiązku uzyskania koncesji przez małe źródła wytwarzania ciepła.

Najczęściej występujące nieprawidłowości w składanych wnioskach taryfowych to m.in.:

- niezgodność taryfy z koncesją w zakresie prowadzonej działalności ciepłowniczej,
- używanie w taryfie definicji i określeń niezgodnych z przepisami,
- błędy i brak spójności oraz powiązań logicznych pomiędzy przedstawianymi kalkulacjami a dokumentacją finansową przedsiębiorstwa,
- przyjmowanie wskaźnika A w wytwarzaniu ciepła w wysokości 0,3 przy rzeczywistym mniejszym, lub przyjmowanie wyższej jego wartości niż przewidywały przepisy,
- przyjmowanie do kalkulacji kosztów innych niż uzasadnione,
- zawyżanie poziomu cen zakupu paliw poprzez przyjmowanie do kalkulacji najwyższej ceny danego paliwa,
- przyjmowanie bez uzasadnienia marży zysku na maksymalnym, 10% poziomie,
- nieprawidłowe ustalanie grup odbiorców i kosztów świadczonych im usług.

Rysunek 7. Wzrost cen w taryfach zatwierdzonych w 2000 r.





- obciążanie działalności koncesjonowanej kosztami innych rodzajów działalności,
- niejasne kryteria grupowania kosztów stałych i zmiennych,
- podpisywanie wniosków przez osoby nie uprawnione.

W okresie sprawozdawczym zaobserwowano duże różnicowanie proponowanych cen i stawek opłat w taryfach przedsiębiorstw o zbliżonej charakterystyce (wielkość zaangażowania w działalność ciepłowniczą, wielkość mocy zainstalowanej, poziom sprzedaży ciepła, zbliżony zakres usług). Jedną z przyczyn tego różnicowania był brak należytej staranności w podziale kosztów na działalność koncesjonowaną i niekoncesjonowaną. Dotyczyło to przede wszystkim przedsiębiorstw komunalnych i przemysłowych, dla których działalność ciepłownicza jest działalnością uboczną. Problemem dla przedsiębiorstw był również podział kosztów związanych z wytwarzaniem i przesyłaniem ciepła, eksploatacją sieci i węzłów ciepłowniczych dla poszczególnych grup odbiorców.

Od początku procesu taryfowania do 31 grudnia 2000 r. zatwierdzono 819 taryf, z czego 599 to pierwsze a 220 to drugie taryfy. W samym 2000 r. zatwierdzono 413 taryf, w tym 193 pierwszych i 220 drugich taryf. W drugiej połowie 2000 r. zaobserwowano znaczne nasilenie procesu zatwierdzania drugich taryf (20 – I połowa roku, 200 – II połowa roku).

Ponadto w 2000 r. wydano 19 decyzji odmownych, z których 11 to decyzje odmawiające zatwierdzenia taryfy, a 8 – decyzje odmawiające zatwierdzenia korekty taryf.

Do 31 grudnia 2000 r. w toku postępowania znajdowało się 56 wniosków taryfowych, z czego 26 dotyczyło pierwszych a 30 drugich taryf.

Według stanu na koniec 2000 r. na 971 koncesjonowanych przedsiębiorstw 599 posiadało zatwierdzone taryfy, co stanowiło 62% przedsiębiorstw posiadających koncesje w zakresie działalności ciepłowniczej. Natomiast, przyjmując za kryterium zainstalowaną moc cieplną w przedsiębiorstwach z zatwierdzoną taryfą w stosunku do mocy zainstalowanej wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw, to udział ten wynosił około 84%.

Do końca 2000 r. 372 koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze nie posiadały zatwierdzonej taryfy. Można przypuszczać, że były to przedsiębiorstwa, które stosują ceny pokrywające koszty prowadzonej działalności i do tychczas nie wystąpiła konieczność ich podniesienia, albo też przedsiębiorstwa, które miały trudności z opracowaniem taryfy.

W okresie sprawozdawczym wzrost średnich cen ciepła w odniesieniu do cen ostatnio stosowanych w zatwierdzonych pierwszych taryfach wyniósł około 12%, a w drugich 7,62%. Łączna średnia podwyżka cen wyniosła 9,72%.

#### **Zwalnianie przedsiębiorstw ciepłowniczych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia**

Rozpatrzono 4 wnioski o zwolnienie przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla ciepła. We wszystkich sprawach wydano decyzje negatywne.

Artykuł 49 ustawy *Prawo energetyczne* 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.

Jednakże powyższy przepis nie określa kryteriów rynku konkurencyjnego. Stąd każda rozpatrywana sprawa wymagała określenia rynku, na którym działa poszczególny wnioskodawca i stwierdzenia czy jest to rynek konkurencyjny.

Lokalny charakter rynków, na których działały przedsiębiorstwa wnioskujące o zwolnienie z obowiązku zatwierdzenia taryf dla ciepła, wymagał:

- określenia przedmiotowo-podmiotowego zakresu rynku,
- wyróżnienia kryteriów oceny stopnia konkurencyjności,
- zebrania informacji dotyczących zachowań uczestników rynku.

Uznano, że rynek konkurencyjny to taki rynek, gdzie w wyniku wolnej gry podaży i popytu zostanie wyznaczona cena transakcji, a odbiorca ma prawo swobodnego wyboru dostawcy oraz jego zmiany bez ponoszenia znaczących kosztów. Ponadto rynek ten powinien być od strony podmiotowej dostatecznie pojemny i spełniać warunki powszechnej dostępności zakupu ciepła. Aby zostały spełnione powyższe warunki, musi istnieć niezbędna infrastruktura techniczna umożliwiająca swobodny przepływ ciepła.

Ponieważ w rozpatrywanych sprawach negatywnie oceniono rynek działania poszczególnych przedsiębiorstw pod względem jego konkurencyjności, odmówiono im zwolnienia z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na ciepło.

Od powyższych decyzji wniesione zostały dwa odwołania, które zostały przekazane do Sądu Antymonopolowego.

\* \* \*

Zmiana sposobu ustalania cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania dla określonych grup odbiorców, postawiła odbiorców i przedsiębiorstwa ciepłownicze w nowej sytuacji. Ciepło stało się towarem, który przedsiębiorstwo chce sprzedawać z zyskiem, natomiast odbiorca chce kupić je jak najtaniej, mając możliwość wyboru pomiędzy mediami na rynku. Taka sytuacja stanowi poważny dylemat polityki kształtowania cen, szczególnie wtedy, gdy zadaniem regulatora jest równoważenie interesów przedsiębiorstw i odbiorców.

Proces zatwierdzania taryf zaczynał się często od uświadamiania przedstawicielom przedsiębiorstw, że ich oczekiwania co do poziomu przychodów są zawyżone, a proponowane ceny i stawki opłat w taryfach, muszą być pokryte przez odbiorców finalnych, których znaczną część stanowią gospodarstwa domowe.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze zobligowane do udokumentowania kosztów swojego funkcjonowania zastosowały zaledwie kilkuprocentowe podwyżki cen i stawek opłat. Średnia podwyżka w taryfach zatwierdzonych w 2000 r. wyniosła 9,72% i była niższa niż w 1999 r. Kolejny raz nie potwierdziła się teza, że odejście od cen urzędowych spowoduje gwałtowny wzrost cen usług związanych z zaopatrzeniem w ciepło. Według danych GUS, w 2000 r. ceny centralnego ogrzewania i ciepłej wody dla finalnego odbiorcy wzrosły o 4,3% i wzrost ten był znacznie niższy niż w 1999 r.



(5,5%). Najprawdopodobniej spowodowane to było rozłożeniem w czasie terminów wprowadzania w życie zatwierdzonych taryf.

Pozytywne skutki działań regulacyjnych mogą ujawnić się dopiero po kilku latach. Dwuletni okres taryfowania w ciepłownictwie przyniósł już pierwszy znaczący efekt. Okazuje się, że sektor ciepłowniczy nie wykorzystał w pełni możliwości wzrostu cen określonego w przepisach.

Za wcześnie, żeby ocenić skutki taryfowania na podstawie przepisów z 2000 r., gdyż zaczęły one obowiązywać dopiero pod koniec roku. Wprowadziły one nową filozofię kształtowania cen i stawek opłat w oparciu o planowane koszty, co nadało nowe znaczenie planowaniu w przedsiębiorstwie. Konieczność planowania działalności wynika z potrzeby zapewnienia przedsiębiorstwu odpowiednich środków do właściwego funkcjonowania, a więc i możliwości przyszłego świadczenia usług. Nowe przepisy określiły również obowiązek obliczania średnich wskaźnikowych cen i stawek opłat w celu określenia ich dopuszczalnego poziomu, w miejsce poprzednio obowiązującego maksymalnego pułapu wzrostu.

Wprowadzenie dwuczłonowej opłaty za usługi przesyłowe przynosi znaczne korzyści odbiorcom. Wzrost udziału opłaty zmiennej w całości opłat, daje odbiorcy możliwość obniżenia kosztów własnych przez racjonalne gospodarowanie ciepłem.

#### 2.4. Taryfy dla paliw gazowych

Z dniem 5 grudnia 1999 r., w związku z postanowieniami art. 69 ustawy *Prawo energetyczne*, kompetencje do ustalania taryf dla paliw gazowych utracił Minister Finansów, natomiast uzyskały je przedsiębiorstwa energetyczne z zastrzeżeniem dotyczącym konieczności przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE. Podstawą prawną ustalania taryf dla paliw gazowych jest ustawa *Prawo energetyczne* (wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydane na podstawie delegacji art. 46 ustawy, rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 grudnia 1999 r. w sprawie *szczegól-nych 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), które weszło w życie z dniem 4 stycznia 2000 r.

Rozporządzenie to określiło zarazem generalne kryte-

ria oceny wniosków taryfowych przedkładanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którymi były:

- zgodność z kierunkami polityki inwestycyjnej i cenowej sformułowanymi w założeniach polityki energetycznej państwa,
- ochrona interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen,
- eliminowanie subsydiowania (pomiędzy rodzajami działalności gospodarczej lub/i pomiędzy grupami odbiorców).

Do Urzędu Regulacji Energetyki wpłynęło 12 wniosków taryfowych, w tym 9 wniosków od przedsiębiorstw, dla których działalność energetyczna jest działalnością podstawową oraz 3 wnioski od przedsiębiorstw, dla których działalność energetyczna jest działalnością uboczną.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał:

- 8 decyzji zatwierdzających taryfy dla paliw gazowych,
- 1 decyzję odmawiającą zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych,
- 2 decyzje umarzające postępowanie.

Wniosek jednego przedsiębiorstwa pozostawiono bez rozpatrzenia z powodu braku reakcji na wezwanie w trakcie trwającego postępowania.

Na wniosek strony umorzono postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy:

- 1) dla gazu koksowniczego, ustalonej przez Zakłady Koksownicze „Przyjaźń”, z uwagi na to, że wniosek o jej zatwierdzenie został opracowany i przekazany do urzędu przed wejściem w życie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 grudnia 1999 r. i w całkowitym oderwaniu od zasad w nim ustalonych,
- 2) dla paliw gazowych ustalonej przez Zakłady Aparatury Chemicznej „APC – METALCHEM” S.A. w związku z tym, iż w trakcie trwającego postępowania przedsiębiorstwo to zrezygnowało z działalności polegającej na przesyłaniu i dystrybucji oraz obrocie paliwami gazowymi.

Ponadto, 27 października 2000 r. odmówiono zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwa System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz S.A., z powodu niedotrzymania warunków wynikających z postanowień art. 45 ust. 5 *Prawa energetycznego*, w myśl których udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie może być większy niż 40%.

Tabela 4. Proces zatwierdzania taryf na paliwa gazowe w 2000 r.

Lp.	Przedsiębiorstwo	Data decyzji	Data publikacji	Nr Biuletynu Branżowego URE – Paliwa gazowe
1.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. – Warszawa	1.03.2000	3.03.2000	1/2000
2.	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń” – Dąbrowa Górnicza	1.03.2000	3.03.2000	1/2000
3.	Zakład Usług Gazowniczych „LOKGAZ” Sp. z o.o. – Kaźmierz	25.05.2000	26.05.2000	2/2000
4.	Petrico S.A. – Karlino	25.05.2000	26.05.2000	2/2000
5.	Anco Sp. z o.o. – Odolanów	17.07.2000	18.07.2000	3/2000
6.	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o. – Stalowa Wola	21.07.2000	25.07.2000	4/2000
7.	Fenice Poland Sp. z o.o. – Bielsko Biala	16.08.2000	18.08.2000	5/2000
8.	Media Odra Warta Sp. z o.o. – Poznań	31.10.2000	6.11.2000	6/2000

Pośród taryf przedsiębiorstw funkcjonujących na rynku gazu, podstawowe znaczenie miała taryfa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. Przedsiębiorstwo to obsługuje bowiem ponad 6,7 mln odbiorców na terenie całego kraju, dostarczając im cztery rodzaje paliw gazowych (gaz ziemny wysokometanowy, gaz ziemny azotowany, gaz propan-butan rozprężony i propan-butan powietrze). Ponadto przedsiębiorstwo to dostarczało gaz ziemny pozostałym przedsiębiorstwom prowadzącym działalność dystrybucyjną. Stąd też taryfa PGNiG S.A. stanowiła punkt odniesienia dla taryf pozostałych przedsiębiorstw funkcjonujących w tym segmencie rynku.

Zmiana sposobu stanowienia cen i stawek opłat oraz nowe zasady konstruowania taryfy spowodowały szereg trudności metodycznych i interpretacyjnych. W pierwszej taryfie (dla odbiorców domowych) utrzymano generalną zasadę, że wzrost opłat ponoszonych przez poszczególnych odbiorców za dostarczone im paliwo gazowe, ustalonych na podstawie cen i stawek opłat z taryfy przedkładanej do zatwierdzenia, nie może przekroczyć 12,5% w stosunku do taryfy ostatnio stosowanej, ustalonej przez Ministra Finansów (dotychczasowej ceny urzędowej). Okazało się jednak, że w odniesieniu do wszystkich grup odbiorców realizacja tego warunku jest praktycznie niemożliwa. Należy bowiem zauważyć, że pewna część odbiorców PGNiG S.A. zachowuje się „nieracjonalnie”, tj. zamawia stosunkowo dużą moc przy niewielkim poborze paliw. Zmiana zasady zamawiania mocy „na rok”, w miejsce wcześniej stosowanej „na kwartał” lub nawet „na miesiąc” sprawiała, iż wzrost opłat ustalonych na podstawie cen i stawek opłat, zawartych w pierwszej taryfie PGNiG S.A., w stosunku do opłat z 1999 r. w odniesieniu do niektórych odbiorców był wyższy niż 12,5%. Stąd w taryfie znalazł się zapis zezwalający na realizację obowiązku wynikającego z przepisów prawa 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”.

W 2000 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki prowadzono kwartalną analizę sytuacji finansowej PGNiG S.A. oraz wyników finansowych związanych z dostawą paliw poszczególnym odbiorcom tego nośnika energii. Było to działanie niezbędne, w związku z licznymi zastrzeżeniami zgłaszanymi przede wszystkim przez przedsiębiorstwa, dla których gaz jest surowcem do produkcji ciepła i które dotychczas mogły zamawiać moc umowną (decydującą o wycenie usług przesyłowych) – różną na poszczególne miesiące roku. Natomiast w myśl nowych przepisów musiały zamówić jednakową moc na wszystkie miesiące roku.<sup>2)</sup> Przyjęcie tej zasady oznaczało, że zastosowanie cen i stawek opłat z taryfy powodowało wzrost łącz-

2) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 grudnia 1999 r. definiuje moc umowną jako maksymalną godzinową lub dobową możliwość odebrania w danym roku paliwa gazowego, określoną w umowie sprzedaży lub w umowie o świadczenie usług przesyłowych.

nych opłat za dostarczony gaz, w stosunku do roku ubiegłego, o ok. 30%. Niepokoje przedsiębiorstw ciepłowniczych z reguły wynikały z niedoinformowania, ponieważ zgodnie z cytowanym powyżej zapisem (w taryfie PGNiG S.A.), odbiorcom tym udzielane były bonifikaty do wysokości, która zapewniała – przy identycznej wielkości i strukturze sprzedaży – wzrost opłat w stosunku do roku poprzedniego o 12,5%.

Protesty wzbudziła również zmiana sposobu ustalania opłat za pobór gazu ponad pobór dopuszczalny. Protesty te były również przedwczesne, gdyż zmiana ta nie miała charakteru zasadniczego w stosunku do zasad obowiązujących poprzednio. Wysokość kar wynikająca z taryfy PGNiG S.A. jest co prawda znacznie wyższa niż poprzednio, ale obciążeni są nimi jedynie ci odbiorcy, którzy przekroczyli wielkość mocy umownej bez zgody sprzedawcy, co sprowadza się do zachęcenia odbiorcy do tzw. „zoptymalizowania” zamówionej mocy.

Przeprowadzona w URE analiza wniosków taryfowych oraz załączonej do nich dokumentacji wykazała, że istnieje jeszcze wiele problemów z prawidłowym sposobem kalkulacji taryf. Dotyczą one najczęściej:

- wyodrębnienia kosztów przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi, poniesionych w okresie sprawozdawczym oraz przewidywanych do poniesienia w roku obowiązywania taryfy,
- uzasadnienia przyjętych założeń w zakresie zmian poszczególnych pozycji kosztowych w roku obowiązywania taryfy, w stosunku do okresu sprawozdawczego,
- symulacji cen i stawek opłat sporządzonej na podstawie kosztów uzasadnionych,
- sposobu przeliczenia cen i stawek opłat z poziomu wynikającego z kosztów uzasadnionych do poziomu ograniczonego przez dopuszczalną wielkość wzrostu,
- określania przychodów, kosztów oraz wyniku finansowego, w rozbiciu na poszczególne grupy taryfowe, na podstawie symulacji wynikającej z kosztów uzasadnionych oraz na podstawie taryfy przedstawionej do zatwierdzenia.

Opracowanie taryfy na kolejne okresy będzie wymagało bardziej precyzyjnego przyporządkowania kosztów i wyników do poszczególnych rodzajów działalności i do poszczególnych grup odbiorców. W tak zintegrowanym przedsiębiorstwie, jakim jest PGNiG S.A., wymaga to modyfikacji sposobów ewidencji i księgowania. Działania te są niezbędne, niezależnie od tego, w jakim kierunku będzie dokonywana restrukturyzacja firmy.

Z punktu widzenia regulacji podmiotów gospodarczych funkcjonujących na tym rynku, restrukturyzacja zmierzająca do oddzielenia poszczególnych etapów cyklu produkcyjno-usługowego (to znaczy poszukiwania i wydobycie – przesył i magazynowanie – dystrybucja) byłaby zasadna i umożliwiłaby selektywne oddziaływanie regulatora na poszczególnych uczestników rynku.<sup>3)</sup> Jest to także

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

zgodne 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.).

W najbliższej przyszłości istotnymi kwestiami, które będą musiały być brane pod uwagę przez regulatora są m.in.:

- niekorzystna sytuacja ekonomiczna PGNiG S.A. (w 2000 r. strata netto ok. 534 mln zł),
- uzależnienie cen zakupu importowanego gazu od cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych,
- możliwości racjonalizacji kosztów „zależnych” od PGNiG S.A.,
- dywersyfikacja cen w układzie terytorialnym,
- relacje taryf dla gospodarstw domowych i odbiorców przemysłowych,
- wpływ cen gazu na taryfy przedsiębiorstw ciepłowniczych,
- dopuszczalny udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców (w związku z nowelizacją ustawy *Prawo energetyczne*).

składanych przez kopalnie, bowiem we wszystkich przypadkach proponowane ceny były zawyżone. W toku analiz wniosków okazało się m.in., iż część kosztów, przedstawianych przez kopalnie jako podstawa do kalkulacji bazowej ceny dla węgla wskaźnikowego, nie mieściła się w kategorii kosztów uzasadnionych działalnością związanej z wydobywaniem i dostarczaniem węgla brunatnego na potrzeby elektrowni. Szczególne wątpliwości wzbudzała, przyjmowana w kalkulacjach, wysokość planowanych kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska.

Dane zaprezentowane w tabeli pokazują, że największe korekty dokonane zostały przez regulatora w odniesieniu do kopalni w Turowie i Adamowie. W wyniku weryfikacji kosztów KWB „Turów” S.A., która występowała o wzrost ceny węgla w wysokości 15,8%, jako uzasadniony uznano jedynie wzrost na poziomie 7,4%. Kopalnia Węgla Brunatnego „Adamów” S.A. wystąpiła z propozycją wzrostu ceny węgla o 13,9%, jednakże po weryfikacji kosztów, decyzją Prezesa URE z dnia 16 marca 2000 r. uznano za uzasadniony wzrost tej ceny o 9,9%. Ponadto, kopalnia ta wystąpiła z wnioskiem z dnia 9 czerwca 2000 r. o zmianę decy-

Tabela 5. Proces zatwierdzania cen węgla brunatnego

Lp.	Nazwa kopalni	Data wpływu wniosku Data decyzji zatwierdzającej cenę	Cena netto węgla wskaźnikowego w 1999 r. (zł/Mg)	Cena zatwierdzona w 2000 r. (zł/Mg)	Proponowany przez kopalnie wzrost cen (%)	Zatwierdzony wzrost cen (%)
1	2	3	4	5	6	7
1	KWB „Belchatów” S.A. w Rogowcu	11.02.2000 13.03.2000	30,67	34,97	18,8	14,0
2	PP*/ KWB „Turów” w Bogatyni	24.02.2000 5.04.2000	55,00	59,07	15,8	7,4
3	KWB „Konin” S.A. w Kleczewie	28.01.2000 16.03.2000	37,97	42,16	13,9	11,0
4	KWB „Adamów” S.A. w Turku	8.02.2000 16.03.2000	41,58	45,71	13,9	9,9

\*/ w dniu podpisywania decyzji KWB „Turów” była Przedsiębiorstwem Państwowym, natomiast od dnia 1 maja 2000 r. funkcjonuje jako Spółka Akcyjna.

Wykonując funkcje regulacyjne w stosunku do uczestników rynku gazu, regulator będzie miał do rozstrzygnięcia nieustający dylemat: co aprobować, na co przyzwalać w procesie taryfowania, aby zapewnić korzystną sytuację i rozwój podmiotów sektora, a jednocześnie chronić odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen.

## 2.5. Zatwierdzanie i kontrolowanie cen węgla brunatnego

W okresie od 13 marca do 5 kwietnia 2000 r. zatwierdzone zostały bazowe ceny dla węgla wskaźnikowego dla wszystkich czterech kopalń węgla brunatnego objętych obowiązkiem przedłożenia tych cen do zatwierdzenia przez Prezesa URE.

Proces zatwierdzania bazowych cen dla węgla wskaźnikowego w 2000 r. (tabela 5) przebiegał znacznie sprawniej niż miało to miejsce w 1999 r. Tym niemniej zachodziła konieczność modyfikowania i korygowania wniosków

z Prezesa URE zatwierdzającej bazową cenę dla węgla wskaźnikowego stosowaną wobec Zespołu Elektrowni „Pątnów – Adamów – Konin” S.A. Zmiana ta polegała na podwyższeniu ceny bazowej dla węgla wskaźnikowego o 21%. Wniosek ten został rozpatrzony negatywnie.

\* \* \*

Na przełomie sierpnia i września, w związku z nieoczekiwanym wzrostem inflacji, co zaskoczyło decydentów życia politycznego i gospodarczego, pojawiły się spekulacje co do przyczyn tego stanu rzeczy. W opracowaniach Rządowego Centrum Studiów Strategicznych wskazywano wstępnie, iż przyczyną inflacji jest nadmierny wzrost cen paliw i energii. Zdaniem Prezesa URE nie odpowiadało to stanowi faktycznemu, czemu dał wyraz w stanowisku zamieszczonym poniżej. W rezultacie w dokumentach rządowych nie wskazywano wzrostu cen paliw i energii jako przyczyny wzrostu inflacji, tylko zobowiązano Prezesa URE do stałego kontrolowania wzrostów cen.



- się dopuszczalnego wzrostu cen, ograniczą znacząco lub wręcz zaniechają remontów, działań modernizacyjnych i proekologicznych, co w konsekwencji zagrozi bezpieczeństwu energetycznemu kraju.
5. Remedium na rosnące koszty wytwarzania energii, zwłaszcza elektrycznej, jest z pewnością szybkie wdrożenie zasad rynkowej konkurencji w sektorze wytwarzania energii. Trzeba je jednak starannie przygotować, co wymaga zarówno czasu, jak i współdziałania na najwyższych szczeblach administracji rządowej. Opracowany w Urzędzie Regulacji Energetyki tzw. System Opłat Kompensacyjnych dla wytwórców objętych KDT, jest warunkiem, jak się wydaje, koniecznym, ale nie wystarczającym. Niezbędne jest także opracowanie szczegółowych zasad funkcjonowania obrotu energią, stworzenia infrastruktury prawnoinstytucjonalnej oraz infrastruktury rozliczeniowo-pomiarowej. Wypracowane rozwiązania muszą posiadać gwarancję Premiera i jego ministrów, a nie urzędników poszczególnych resortów. Muszą mieć one charakter systemowy, w wielu przypadkach – strategiczny i wieloletni, związany z istotnymi zmianami strukturalnymi, likwidacją przestarzałych mocy wytwórczych, itp.
  6. Swoistej antycypacji wymaga także potencjalny konflikt pomiędzy polityką regulacji a polityką właścicielską, a zwłaszcza prywatyzacją. Nakładając na inwestorów obowiązek podwyższania kapitału w spółkach energetycznych, określając tzw. pakiety inwestycyjne i środowiskowe, Minister Skarbu generuje zobowiązania inwestorów, które będą oni chcieli uznać za koszty uzasadnione i odzyskać w ustalonych przez przedsiębiorstwo taryfach. Nie podlega dyskusji, iż polityka Prezesa URE, działającego w imię interesu publicznego (wydaje się, że jest to szczególnie priorytet jego działania, tak w bieżącym roku, jak i latach nadchodzących), będzie negatywnie oceniana przez Ministra Skarbu Państwa, jako np. obniżająca rynkową wartość akcji elektrowni czy też elektrociepłowni.
  7. Istotną okolicznością w rygorystycznym wzroście kosztów sektora energetycznego a w konsekwencji – cen i stawek opłat na energię są także z pewnością zmiany ustawy Prawo energetyczne, dokonane w okresie niespełna 3 lat obowiązywania tej ustawy. Wszystkie one zmniejszyły znacząco niezależność Prezesa URE, co zapewne będzie zachęcać przedsiębiorstwa energetyczne do dalszego deprecjonowania pozycji regulatora i jego polityki. Tym samym, trudno będzie Prezesowi URE występować samodzielnie i skutecznie jako rzecznik interesu publicznego i ograniczać wzrost cen.
  8. W formułowaniu wszelkich działań antyinflacyjnych należy rozważyć następujące problemy, o znaczących społeczno-gospodarczych implikacjach:
    - problemem zobowiązań wynikających z kontraktów długoterminowych i uznania ich lub nie za koszty uzasadnione,
    - udział energetyki w rozwiązywaniu problemów górnictwa i przenoszeniu cen węgla na ceny energii elektrycznej,
    - tempo wprowadzania mechanizmów rynkowych do sektora elektroenergetyki i skutecznego przygotowania sektora do konkurowania na liberalizowanym europejskim rynku energii,
    - gospodarcze i społeczne następstwa wprowadzania wewnątrz sektorowej konkurencji.
  9. Rekomendacje dla polityki gospodarczej w energetyce, mające istotne znaczenie dla stanowienia cen na energię i stawek opłat za jej dostarczenie:
    - a) zrewidować „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.” w kierunku ich urealnienia, zwłaszcza prognoz zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii,
    - b) zweryfikować sekwencję i harmonogram prywatyzacji sektora energetycznego, tak aby prywatyzacji podlegały w pierwszej kolejności źródła wytwarzania energii a nie dystrybucja,
    - c) zweryfikować zakres i zasadność cen w KDT,
    - d) stopniowo redukować nadmierne moce zainstalowane oraz nadmierne zatrudnienie w podmiotach sektora, żądając od każdej spółki przedstawienia odpowiedniego programu w tym zakresie,
    - e) opracować i wdrożyć przejrzysty system obciążania kosztami reform w energetyce nie tylko, jak dotychczas wyłącznie odbiorców energii, ale także – przedsiębiorstw energetycznych, Skarbu Państwa oraz inwestorów,
    - f) doprowadzić do połączenia elektrowni i kopalni węgla brunatnego, co znacznie usprawni zarządzanie tymi przedsiębiorstwami i obniży koszty,
    - g) wprowadzić ograniczenia importu energii elektrycznej, konsekwentnie ograniczać import węgla kamiennego, zweryfikować dodatkowo taryfy przewozowe PKP w celu obniżenia kosztów transportu węgla krajowego,
    - h) koncentrować się na problemach energetyki opartej na węglu a energetykę odnawialną rozwijać w miarę możliwości finansowych państwa,
    - i) prowadzić sterowany przez rząd proces konsolidacji przedsiębiorstw energetycznych oraz ich łączenia z kopalniami, co pomoże w restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego,
    - j) dążyć do utrzymania wydobycia węgla kamiennego na poziomie zapewniającym jego rentowność,
    - k) znowelizować ustawę – Prawo energetyczne, przy wykorzystaniu dotychczasowych doświadczeń jej wdrażania i perspektywy wstąpienia do Unii Europejskiej, likwidując niektóre z wprowadzonych, w ostatnich korektach poprawek.

### 3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

#### 3.1. Cele uzgadniania i kryteria oceny projektów planów rozwoju

Art. 16 ustawy Prawo energetyczne, zobowiązuje sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne (zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych lub energii elek-



trycznej) do opracowania i uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki projektów planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię. Uzgadnianie przez Prezesa URE projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych jest jednym z trzech, (obok koncesjonowania i zatwierdzania taryf) podstawowych instrumentów regulacji działalności tych przedsiębiorstw. Uzgadnianie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z ustawą *Prawo energetyczne* i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz zgodności z założeniami polityki energetycznej państwa.

W „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku”, przyjętych przez Radę Ministrów w dniu 22 lutego 2000 r., za główne cele krajowej polityki energetycznej uznano: bezpieczeństwo energetyczne, poprawę konkurencyjności, ochronę środowiska naturalnego. Z kolei przepisy ustawy *Prawo energetyczne* nakładają na sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne liczne obowiązki. Z punktu widzenia procedury przygotowania i uzgadniania projektów planów rozwoju najważniejszymi obowiązkami są:

- utrzymywanie zdolności urządzeń, instalacji i sieci do realizacji dostaw paliw lub energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych oraz zapewnianie świadczenia usług przesyłowych (art. 4),
- zawieranie umów sprzedaży lub umów o świadczenie usług przesyłowych, spełnianie technicznych warunków dostarczania energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła, zapewnianie realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci w tym na potrzeby przyłączy podmiotów ubiegających się o przyłączenie (art. 7),
- konieczność wykazania zasadności kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska (art. 45).

W świetle postanowień ustawy *Prawo energetyczne* oraz celów określonych w „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku”, uzgodnienie projektu planu rozwoju wymaga dokonania jego oceny z uwzględnieniem następujących aspektów:

- zapewnienia ciągłości dostaw nośników energii i odpowiedniej ich jakości dla pokrycia bieżącego i przyszłego zapotrzebowania kraju na energię,
- zagwarantowania uzasadnionych cen nośników energii (w przypadku przedsiębiorstw sieciowych, gdzie rozwój procesów konkurencyjnych ze względów oczywistych może mieć jedynie ograniczony zakres, cel ten może być osiągnięty w zasadzie tylko w wyniku działań regulacyjnych Prezesa URE),
- prowadzenia działalności w sposób zapewniający zachowanie zasobów środowiska naturalnego.

Z punktu widzenia regulatora najważniejszym elementem projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych są plany inwestycyjne dotyczące przedsięwzięć w zakresie modernizacji i rozwoju oraz przewidywany sposób ich finansowania. Wynika to z faktu, że plany te dotyczą przedsięwzięć charakteryzujących się znaczną kapitałochłonnością. Wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych powodują długookreso-

we konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa oraz jego odbiorców. Mają bezpośrednie przełożenie na ustalenie poziomu niezbędnych przychodów, a zatem przyszłych taryf przedsiębiorstwa.

W związku z powyższym informacje pochodzące z projektów planów rozwoju dotyczące w szczególności planowanego sposobu finansowania inwestycji wykorzystywane są również w procesie zatwierdzania taryf opracowywanych przez sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne. Uzgadnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

Z punktu widzenia przedsiębiorstwa, konieczność planowania działalności wynika z potrzeby zapewnienia sobie odpowiednich środków do właściwego prowadzenia działalności, a więc i możliwości przyszłego świadczenia usług. Planowanie jest mechanizmem, za pomocą którego sieciowe przedsiębiorstwo energetyczne ustala swoją politykę taryfową i potrzeby dotyczące finansowania zewnętrznego. Warunkiem koniecznym spełnienia powyższych założeń jest zatem dokonanie w projekcie planu dość precyzyjnej projekcji wielkości popytu i jego struktury, by z jednej strony pozyskane środki finansowe umożliwiły świadczenie usług na odpowiednim poziomie, z drugiej zaś opracowana na tej podstawie taryfa spełniała warunek ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Analizy wykonywane w przedsiębiorstwie w trakcie opracowywania planów pozwalają również na monitorowanie wpływu swoich bieżących działań oraz czynników zewnętrznych na przyszłą sytuację firmy. Dla odbiorcy przyłączonego do sieci przedsiębiorstwa przekłada się to na pewność i jakość przyszłych dostaw.

### 3.2. Zasady i procedura uzgadniania projektów planów rozwoju

Treść planów rozwoju (oprócz zapisów ustawowych), wyznaczają również zapisy koncesji wydanych dla przedsiębiorstw sieciowych oraz przepisy rozporządzeń wykonawczych do ustawy *Prawo energetyczne*, które odwołują się do tego rodzaju planów. W stanie prawnym, obowiązującym w trakcie pierwszego cyklu uzgadniania projektów planów, dotyczyło to w szczególności rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 r. w sprawie *szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach* (Dz. U. Nr 153, poz. 1002). W świetle postanowień § 34 ust. 1 pkt 2 powołanego rozporządzenia, uzasadnione koszty prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną należało ustalić dla poszczególnych grup odbiorców na podstawie m.in. planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów związanych z realizacją inwestycji w zakresie ochrony środowiska. Ustęp 4 powołanego przepisu stanowił natomiast, że powyższe koszty ustalało się na podstawie planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy *Prawo energetyczne*, jako średnie roczne koszty w okresie objętym planem, wynikające z określonych w tym planie nakładów inwestycyjnych.

W związku z faktem, że rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków planowania rozwoju i finansowania inwestycji nie zostało wydane (w ramach nowelizacji ustawy nowelizującej, w 2000 r. delegacja ta została ostatecznie wykreślona z ustawy), konieczne stało się określenie przez Prezesa URE oczekiwań co do wymaganego zakresu przedmiotowego projektów planów rozwoju oraz innych wymagań związanych z ich uzgodnieniem. O sprecyzowanie takich oczekiwań zwracały się również do Prezesa URE elektroenergetyczne przedsiębiorstwa sieciowe, w związku ze zbliżaniem się określonego w koncesjach terminu przedłożenia do uzgodnienia projektów planów.

Opracowanie ramowego zakresu projektu planu rozwoju wiązało się z koniecznością rozstrzygnięcia szeregu dylematów. Jednym z bardziej istotnych problemów był wybór horyzontu czasowego projektów planów rozwoju. Długoterminowe prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną są niewątpliwie istotne z punktu widzenia polityki energetycznej kraju oraz specyfiki działalności sieciowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych (bezpieczeństwo energetyczne, wieloletni cykl inwestowania przy zaangażowaniu znacznych środków finansowych). Jednakże z punktu widzenia procesu regulacji, najbardziej właściwe było skorelowanie horyzontu czasowego projektów planów rozwoju z okresem, na jaki miały być zatwierdzane drugie taryfy przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Ponieważ w świetle obowiązujących wówczas przepisów taryfy te miały być zatwierdzane na okres minimum trzech lat, zdecydowano, że najbardziej racjonalnym okresem planistycznym będzie okres trzyletni. Nie oznacza to, że dla potrzeb własnych, przedsiębiorstwa nie powinny opracowywać również planów długoterminowych.

Ponadto, jak sygnalizowały zakłady energetyczne, przygotowanie projektów planów rozwoju utrudniał brak miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego gmin, które miały stanowić podstawowe źródło informacji o wielkości i strukturze zapotrzebowania na energię elektryczną i niezbędnej infrastrukturze. Kolejną trudnością w opracowaniu projektów planów okazały się różnice występujące w dostępnych projekcjach wielkości makroekonomicznych (wskaźnik inflacji, stopa procentowa, kurs walutowy itp.). Przedsiębiorstwa sygnalizowały również brak doświadczenia w tego typu pracach planistycznych – szczególnie w zakresie projekcji efektywności przedsięwzięć inwestycyjnych w ujęciu średnio- i długookresowym.

Wątpliwości związane z projekcjami wielkości makroekonomicznych zostały rozstrzygnięte poprzez wypracowanie jednolitych zasad metodycznych i określenie źródeł informacji. W URE przygotowano ramowe projekty planu rozwoju dla zakładów energetycznych, PSE S.A. oraz przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (tj. prowadzących działalność przesyłową w niewielkim zakresie lub jako działalność uboczną). Zaproponowany przez Prezesa URE ramowy projekt planu rozwoju został następnie poddany konsultacjom z Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, przedstawicielami zakładów energetycznych oraz Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A.

Ostatecznie, ramowy zakres projektów planów rozwo-

ju, opracowany z uwzględnieniem opisanych powyżej uwarunkowań został przekazany zakładom energetycznym przed pierwszym cyklem uzgodnień. Opracowanie to składało się z dwóch części. Część pierwsza zawierała szczegółowy scenariusz opracowania projektu planu; druga – wzory tabel, w których przedstawiano informacje m.in. takie, jak wykaz przedsięwzięć inwestycyjnych, źródła i strukturę finansowania nakładów inwestycyjnych, prognozy uproszczonych sprawozdań finansowych.

W rezultacie w grudniu 1999 r. projekt planu rozwoju złożyły do uzgodnienia Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Natomiast 33 spółki dystrybucyjne złożyły projekty planów rozwoju z końcem stycznia 2000 r. Projekty planów rozwoju poszczególnych zakładów energetycznych były uzgadniane w miarę zatwierdzania taryf opracowanych przez te przedsiębiorstwa.

Projekt planu rozwoju PSE S.A., w wersji przedłożonej do uzgodnień, został negatywnie zaopiniowany i Prezes URE zwrócił się do PSE S.A. z sugestią dokonania zasadniczych korekt. Projekt planu przedłożony do uzgodnienia miał bowiem strukturę, opracowanego wcześniej przez to przedsiębiorstwo, materiału o nazwie ZPR-2. Dokument ten nie spełniał podstawowych wymagań, m.in. co do zakresu, metod i jakości sporządzonych projekcji zamierzeń inwestycyjnych i sposobów ich finansowania. Skorygowana wersja projektu planu rozwoju PSE S.A. wpłynęła do URE w końcu lipca 2000 r. i została uzgodniona przez Prezesa URE.

Zgodnie z art. 23 ust. 3 ustawy *Prawo energetyczne*, w trakcie procedury uzgadniania projektów planów rozwoju przez Prezesa URE, projekty te opiniowane były także przez właściwe miejscowo samorządy województw.

Praktyka wykazała, że standaryzacja projektów planów była przedsięwzięciem właściwym. Z jednej strony ułatwiła bowiem przedsiębiorstwom konstruowanie projektów planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, z drugiej zaś usprawniła proces ich uzgadniania z Prezesem URE.

W efekcie – na 34 sieciowe przedsiębiorstwa elektroenergetyczne – tylko w jednym przypadku (STOEN S.A.), projekt planu rozwoju nie został uzgodniony z Prezesem URE. Wynikało to z faktu, iż projekt opracowany przez to przedsiębiorstwo nie wypełniał ustawowego zapisu, nakładającego na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązek przedstawienia w projekcie planu m.in. przewidywanego sposobu finansowania inwestycji oraz przewidywanych przychodów niezbędnych do realizacji planów. Na podstawie przedłożonego projektu niemożliwe było także określenie struktury nakładów inwestycyjnych i przewidywanego sposobu ich finansowania.

### 3.3. Ocena projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

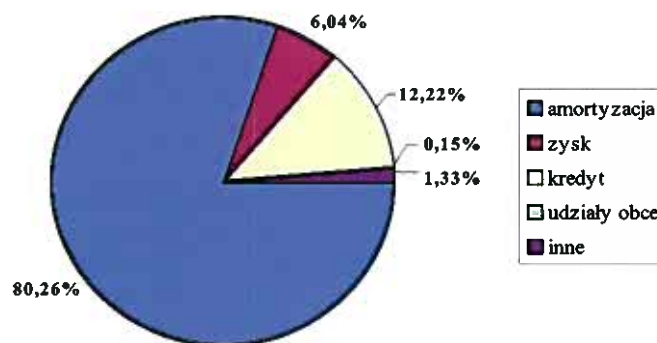
Z analizy projektów planów rozwoju, opracowanych przez zakłady energetyczne w ramach pierwszego cyklu uzgadniania (tj. złożonych z końcem stycznia 2000 r.) wynika, iż w wielu przypadkach dane te ulegały istotnym zmianom w toku trwających w pierwszej połowie 2000 r. postępowań taryfowych. Sporządzenie bardziej aktualnych

zestawień obejmujących cały podsektor przesyłania i dystrybucji będzie możliwe po 31 grudnia 2000 r. Stosownie bowiem do postanowień art. 2 ustawy nowelizującej, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, w terminie do 31 grudnia 2000 r., miały dostosować, 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. W ramach takiego dostosowania zostanie również dokonana aktualizacja wielkości ekonomiczno-finansowych (w szczególności dostosowanie do wielkości wynikających z aktualnie obowiązującej taryfy) oraz zakresu rzeczowego zamierzeń modernizacyjno-rozwojowych.

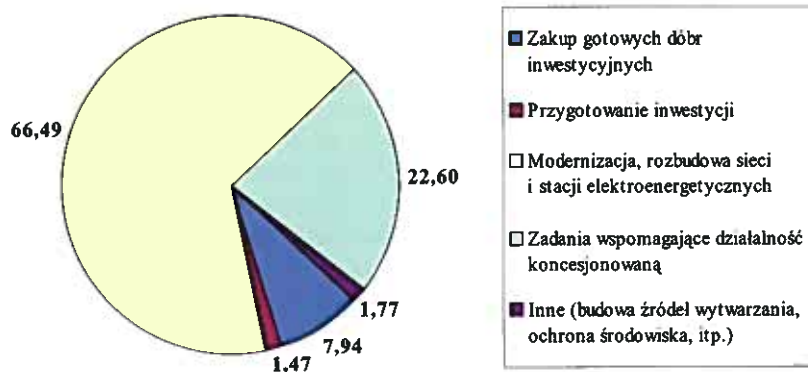
Analiza projektów planów rozwoju zakładów energetycznych, przedłożonych w końcu stycznia 2000 r., pozwoliła na sformułowanie następujących wniosków:

1. Część zakładów energetycznych planowała bardzo wysokie wzrosty nakładów na inwestycje w porównaniu do nakładów z lat 1998–99. W szczególności dotyczyło to pierwszego roku okresu planowania.<sup>4)</sup>
2. Podstawowym źródłem finansowania inwestycji w podsektorze są odpisy amortyzacyjne. Udział pozostałych źródeł finansowania w podsektorze wynosi około 20% (rysunek 8).
3. W strukturze budownictwa inwestycyjnego pozycją najbardziej znaczącą jest modernizacja i rozbudowa sieci – przeciętnie około 70% (rysunek 9). Istnieje grupa przedsiębiorstw planujących przeznaczenie dużych – w stosunku do innych rodzajów inwestycji – nakładów (około 30%) na realizację zadań wspomagających działalność koncesjonowaną (informatyka, telekomunikacja i telemechanika, układy pomiarowe i inne).
4. W związku z występowaniem znacznych różnic w rentowności poszczególnych działalności koncesjonowanych zakładów energetycznych, można wnioskować o ciągłym występowaniu subsydiowania skrośnego pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności koncesjonowanych.
5. Z prognoz finansowych przedstawionych w projektach planów wynika, że znaczna część przedsiębiorstw charakteryzuje się niskimi wskaźnikami płynności, co jest sygnałem zagrożenia zdolności regulowania zobowiązań bieżących.
6. Część zakładów energetycznych, w projektach planów rozwoju nie przewiduje nakładów na ochronę środowiska. Znacznie ograniczony jest również zakres przedsięwzięć racjonalizujących zużycie energii elektrycznej u odbiorców; najczęściej ograniczają się one do modernizacji oświetlenia ulic.
7. Informacje zawarte w niektórych projektach planów rozwoju były niekompletne, co uniemożliwiało dokonanie pełnej analizy ekonomicznej przedsiębiorstwa oraz oceny jego zamierzeń inwestycyjnych. Występowały także niedociągnięcia metodyczne i błędy rachunkowe. W części planów brak było informacji nt. rodzaju cen przyjętych do obliczeń (ceny stałe czy bieżące)

Rysunek 8. Struktura źródeł finansowania inwestycji w 2000 r.



Rysunek 9. Struktura inwestycji w 2000 r. (%)



4) Np. w przypadku Zakładu Energetycznego Wrocław S.A. dynamika inwestycji 2000/1999 wynosiła 276%, a w przypadku Zakładu Energetycznego Bydgoszcz S.A. – 274%.



oraz założeń przyjętych do opracowania projekcji finansowych. Niektóre spośród przedsiębiorstw, przedstawiając swoje zamierzenia inwestycyjne, pominięły nakłady na zakup gotowych dóbr inwestycyjnych lub na przygotowanie inwestycji, a w rzeczywistości takie pozycje występują w procesie inwestycyjnym. W niektórych przypadkach zaobserwowano również brak zgodności danych pomiędzy prognozami poszczególnych sprawozdań finansowych.

Ponadto, w przypadkach inwestowania w środki trwałe, wykorzystywane zarówno na potrzeby prowadzenia działalności regulowanej, jak i innego rodzaju działalności gospodarczej, konieczne jest określanie klarownych kluczy podziału kosztów pomiędzy poszczególne rodzaje działalności. Nie można bowiem zaakceptować sytuacji, w której całość kosztów wynikających z tych inwestycji była przypisywana działalności koncesjonowanej (dotyczy to w szczególności inwestycji teleinformatycznych).

Konieczne jest również dalsze doskonalenie metodologii sporządzania projektów planów rozwoju, między innymi pod kątem ich poprawności formalnej i doboru parametrów (ich zakresu i przyjmowanych wielkości) mających wpływ na ostateczne wyniki sporządzanych prognoz.

Sprzyja temu z pewnością ustawa nowelizująca, która przesądziła wiele kwestii, istotnych dla planów rozwoju:

1. Określono horyzont czasowy projektów planów rozwoju uzgadnianych przez Prezesa URE. Plan rozwoju sporządza się na okres nie krótszy niż 3 lata.
2. Wprowadzono zapis zobowiązujący sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne do uwzględniania – oprócz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego gmin – również kierunków rozwoju gminy, określonych w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
3. Zobowiązano przedsiębiorstwa energetyczne do określenia średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie.
4. Określono podstawową zasadę tworzenia planów rozwoju oraz kryteria wyboru przedsięwzięcia:
  - a) minimalizacja nakładów i kosztów,
  - b) koszty nie mogą powodować w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla paliw gazowych i energii elektrycznej,
  - c) spełnienie tych warunków musi odbywać się przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.
5. Zobowiązano sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne do określenia harmonogramu realizacji inwestycji.
6. Obowiązkiem sporządzania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania objęto również sieciowe przedsiębiorstwa ciepłownicze. Jednakże projekty tych planów nie podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.
7. Sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne oraz właściwe gminy mają obowiązek współpracy i nieodpłatnej wymiany informacji dotyczących zamierzeń rozwojowych.

#### 4. Kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców paliw i energii

Do ustawowych zadań Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych, w zakresie określonym w art. 23 ust. 2a pkt 4 ustawy *Prawo energetyczne*.

Działalność kontrolna budzi z reguły duży opór zarówno u kontrolowanego, jak i u kontrolującego. Zaistniała zatem potrzeba nowoczesnego podejścia do kontroli i wypracowania takiego sposobu jej przeprowadzenia, który byłby akceptowany przez obie strony. Kontrola realizowana była zgodnie z wypracowanym sposobem postępowania, mającym zastosowanie do wszystkich wykonywanych zadań kontrolnych w zakresie przestrzegania ograniczeń w dostawach i odbiorze energii i paliw, jakości dostaw i obsługi odbiorców energii elektrycznej oraz paliw gazowych. Przewidziano następujące rodzaje kontroli: kontrolę bieżącą, kontrolę interwencyjną, kontrolę problemową oraz kontrolę sprawdzającą.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 528 kontroli bieżących, rozumianych jako ciągłe badanie i analizowanie treści dokumentów wpływających do urzędu, pod kątem ujawniania informacji, wskazujących na występowanie nieprawidłowości w działalności przedsiębiorstw energetycznych oraz podejmowania środków prawnych w celu doprowadzenia do ich wyeliminowania.

Zakres przedmiotowy dokonywanych kontroli dotyczył w szczególności:

- badania prawidłowości stosowania taryf,
- oceny działalności przedsiębiorstw energetycznych w ramach rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf,
- przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji,
- dotrzymania parametrów jakościowych obsługi odbiorców,
- dotrzymania parametrów jakościowych dostaw,
- wywiązywania się przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku utrzymania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła do odbiorców,
- wywiązywania się z obowiązku zatrudniania przy obsłudze urządzeń, instalacji i sieci energetycznych wyłącznie osób posiadających komisyjnie potwierdzone kwalifikacje,
- oceny pozycji przedsiębiorstwa energetycznego na rynku energii w ramach rozpatrywania wniosku o zwolnienie z obowiązku przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia.

Kontrole bieżące przeprowadza się w szczególności w czasie rozpatrywania wniosków o udzielenie i zmianę koncesji, zatwierdzenie taryf lub ich zmiany, rozstrzygnięcia sporów, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy *Prawo energetyczne*, w trakcie rozpatrywania skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych, jak również podczas badania i analizowania wpływających do urzędu innych dokumentów oraz informacji pochodzących ze środków ma-

sowego przekazu. Najdokładniejsza kontrola bieżąca parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców odbywa się w trakcie postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy. Stwierdzić bowiem należy, że podstawowym czynnikiem kształtującym cenę energii zawartą w taryfie są koszty uzasadnione, a koszty te określone są m.in. dla pewnych parametrów jakościowych dostaw i standardów obsługi odbiorców. Kontrola ta jest więc niezbędnym elementem analizy taryfy przed jej zatwierdzeniem.

Najwięcej kontroli (762) miało charakter interwencyjny. Polegało to na badaniu zasadności skarg i wniosków wpływających do urzędu a także informacji o uchybieniach w działalności przedsiębiorstw energetycznych podawanych przez środki masowego przekazu oraz na podejmowaniu środków prawnych w celu wyeliminowania nieprawidłowości.

Przeprowadzono 46 kontroli problemowych, polegających na badaniu określonego zagadnienia lub tematu na podstawie informacji i dokumentów uzyskanych od grupy jednostek objętych kontrolą.

W 45 przypadkach przeprowadzono kontrole sprawdzające, w celu ustalenia, czy i w jakim stopniu jednostki kontrolowane wykonały zalecenia pokontrolne.

Ponadto podjęto 529 innego rodzaju działań kontrolnych, które polegały na:

- analizowaniu zapisów zawartych w arkuszach sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych – 435 przypadków,
- badaniu przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji i dokonaniu oceny działalności w ramach rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła – 94 przypadki.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono łącznie 1910 kontroli ujawniających nieprawidłowości. W działalności 587 skontrolowanych podmiotów najwięcej uchybień (401) stwierdzono podczas rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf.

W przypadku ujawnienia nieprawidłowości, jednostki kontrolowane najczęściej same niezwłocznie usuwały stwierdzone uchybienia. Niemniej jednak, w 286 przypadkach wzywano kontrolowanych do ich usunięcia. Do 31 grudnia 2000 r. zalecenia Prezesa URE zostały wykonane całkowicie w 231 oraz częściowo w 45 przypadkach. Pozostałe 10 przedsiębiorstw w okresie sprawozdawczym nie wykonało zaleceń i zostało zatem objęte szczególnym nadzorem połączonym z postępowaniem administracyjnym o nałożenie sankcji.

Następstwem ujawnienia nieprawidłowości było także podjęcie wobec kontrolowanych innych działań bądź środków dyscyplinujących, takich jak: powiadomienie organów ścigania (23 przypadki), skierowanie wniosku do kolegium ds. wykroczeń (3) oraz wymierzenie kary pieniężnej (35). Ponadto, po dokonaniu analizy sprawozdań z działalności komisji kwalifikacyjnych, 8 komisjom czasowo wstrzymano działalność merytoryczną.

W 2000 r. do URE wpłynęło łącznie 998 skarg i wniosków. Do komórek organizacyjnych wchodzących w skład centrali urzędu skierowano 31 spraw, zaś do oddziałów terenowych – 967.

Zgodnie z właściwością, do rozpatrzenia kwalifikowało

się 961 skarg i wniosków, w tym związanych z szeroko rozumianą problematyką dostaw:

- ciepła – 492,
- energii elektrycznej – 439,
- paliw gazowych – 30.

Najwięcej skarg (782) dotyczyło sposobu dokonywania rozliczeń przedsiębiorstw energetycznych z odbiorcami energii elektrycznej i ciepła, w tym m.in. wysokości opłat za dostarczane media, naliczania opłat za przyłączenie do sieci, prawidłowości stosowania stawek taryfowych, upustów itp. Część skarżących się (56) kwestionowała treść przedkładanych im przez zakłady energetyczne umów na dostawę energii i ciepła oraz sposób interpretowania zawartych w nich zapisów. Wpływały także skargi na jakość parametrów dostaw i obsługi odbiorców (47). Ponadto, skargi dotyczyły stosowania przez spółki dystrybucyjne praktyk monopolistycznych (15). Wpływały także inne pojedyncze skargi o bardzo różnorodnej problematyce (50). Złożono również 11 skarg na działalność innych podmiotów niż przedsiębiorstwa energetyczne, np. spółdzielni mieszkaniowych, administracji osiedli itp.

Tylko 540 skarg, tj. 54,1% kwalifikowało się do rozpatrzenia zgodnie z oczekiwaniami ich autorów. Z pozostałych 458 skarg i wniosków:

- 241 rozpatrzono w drodze udzielenia skarżącym informacji lub wyjaśnień, bez merytorycznego rozstrzygnięcia sprawy,
- 180 załatwiono negatywnie,
- 34 przekazano według właściwości innym organom lub instytucjom.

## 5. Rozstrzygnięcie sporów

Z początkiem 2000 r., generalna kompetencja do wydawania decyzji administracyjnych rozstrzygających spory z art. 8 ust. 1 ustawy *Prawo energetyczne* została przekazana oddziałom terenowym URE, wspomaganym początkowo przez Departament Nadzoru i Kontroli Jakości, a od września przez Biuro Prawne.

W sprawach spornych dotyczących ustalania warunków świadczenia usług przesyłowych, odmowy przyłączenia do sieci, odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła albo nieuzasadnionego wstrzymania ich dostaw, wydano 143 decyzje administracyjne, z tego 123 w oddziałach terenowych, w tym 100 decyzji rozstrzygających sprawy oraz 38 umarzających postępowanie. W 3 sprawach pozostawiono wnioski bez rozpoznania, w 2 odmówiono rozstrzygnięcia sporu, a w 2 zawarto ugody administracyjne.

Spośród 100 decyzji rozstrzygających sprawy 60 dotyczyło energii elektrycznej, 31 ciepła, a 9 paliw gazowych.

Sprawy sporne rozpatrywano biorąc pod uwagę przepisy ustawy *Prawo energetyczne* zarówno w pierwotnym brzmieniu, jak i po nowelizacji. Istotne bowiem znaczenie miały przepisy końcowe nowelizacji (art. 5) stanowiące, że taryfy sporządzone na podstawie dotychczas obowiązujących przepisów zachowują ważność do 30 czerwca. Ozna-



czalo to, że do tego dnia obowiązywały stawki opłat za przyłącze energetyczne wskazane w tych taryfach. Zmiana przepisów ustawy wprowadziła także odmienne rozwiązania w kwestii ustalenia czy sporne przyłącze jest w planach zagospodarowania przestrzennego, czy też nie jest tam przewidziane. Od ustalenia tego faktu zależała wysokość opłaty za przyłącze – według stawek zamieszczonych w taryfie lub zgodnie z poniesionymi kosztami.

Rozstrzygnięcia w sprawach spornych dotyczyły:

- ustalania warunków świadczenia usług polegających na przesyłaniu paliw i energii – 2 decyzje (w jednej sprawie ustalono treść umowy o świadczenie usług przesyłowych, natomiast w drugiej orzeczono, że na przedsiębiorstwie energetycznym nie ciąży obowiązek jej zawarcia),
- odmowy przyłączenia do sieci – łącznie 22 decyzje, w tym energetycznej – 21 decyzji i ciepłowniczej – 1 decyzja,
- odmowy zawarcia umowy sprzedaży – łącznie 51 decyzji, w tym energii elektrycznej – 17 decyzji, paliw gazowych – 9 decyzji oraz ciepła – 25 decyzji,
- nieuzasadnionego wstrzymania dostaw – łącznie 25 decyzji, w tym energii elektrycznej – 20 decyzji i ciepła – 5 decyzji.

Do Sądu Antymonopolowego przekazano 96 odwołań od decyzji, z tego 11 odwołań zostało oddalonych.

Sąd uwzględnił odwołanie strony w 8 sprawach, przy czym w 5 przypadkach wydał wyrok zmieniający decyzję zgodnie z wnioskiem strony, w 1 przypadku decyzja została uchylona, a w 2 przypadkach decyzje zostały zmienione w nieznacznym zakresie.

Sąd odrzucił 26 odwołań od decyzji z powodu braków formalnych, w szczególności z uwagi na fakt, że odwołanie złożył podmiot nieuprawniony do tego, bo nie będący stroną postępowania administracyjnego zakończonego wydaniem zaskarżonej decyzji oraz z powodu nie uiszczenia przez stronę opłaty wpisu sądowego.

W 5 przypadkach Sąd umorzył postępowanie na skutek wycofania odwołania przez skarżącego. 46 odwołań pozostało do rozpoznania w 2001 r.

Ponadto, do Sądu zostało przekazanych 6 zażaleń na postanowienia wydane w postępowaniu administracyjnym, przy czym 5 z nich Sąd odrzucił z przyczyn formalnych, a jedno oddalił.

Do Naczelnego Sądu Administracyjnego wpłynęło 8 skarg na bezczynność Prezesa URE. W 3 przypadkach skargi zostały odrzucone, a w 4 postępowanie umorzono. 1 skarga pozostała do rozpoznania w 2001 r.

W okresie sprawozdawczym rozpatrywano również sprawy, które nie wymagały rozstrzygnięcia w trybie decyzji administracyjnej. Między innymi wpłynęło 275 pism zawierających w większości skargi na działalność przedsiębiorstw energetycznych i zarządców budynków mieszkalnych. Sprawy poruszane w pismach dotyczyły w szczególności: wysokości opłat pobieranych przez te podmioty za dostarczoną energię elektryczną, ciepło oraz paliwa gazowe, wysokości opłat za przyłączenie do sieci, a także naruszenia prawa własności przez przedsiębiorstwa energetyczne. Liczną grupę stanowiły także pisma zawierające wnioski o interpreta-

cję przepisów ustawy *Prawo energetyczne* i wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych, szczególnie ze względu na okoliczność, że w 2000 r. zostały one znacznie znowelizowane, a także prośby o wskazanie sposobu rozwiązania problemu powstałego pomiędzy autorami tych pism a przedsiębiorstwem energetycznym.

## 6. Nakładanie kar pieniężnych

Art. 56 ust. 1 ustawy *Prawo energetyczne* stanowi, że nieprzestrzeganie wymienionych w nim obowiązków skutkuje nałożeniem kary na zasadach określonych w tym przepisie.

Prezes URE, działając na podstawie dyspozycji art. 56 ust. 2 ustawy *Prawo energetyczne* wszczął, przeprowadził i zakończył postępowania w 41 sprawach o wymierzenie kary pieniężnej za popełnienie przewinień wskazanych w art. 56 ust. 1 ww. ustawy. Postępowania te zakończyły się wydaniem:

- 35 decyzji wymierzających kary pieniężne za naruszenie ustawy,
- 5 decyzji o umorzeniu postępowania, ponieważ w toku postępowania uznano, iż dalsze ich prowadzenie stało się bezprzedmiotowe (art. 105 § 1 kpa),
- 1 decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary.

Ponadto prowadzono jeszcze 9 postępowań, które do 31 grudnia 1999 r. nie zostały zakończone.

Prezes URE, po ujawnieniu i udokumentowaniu przewinień, wymierzył kary pieniężne z następujących powodów:

- stosowania cen i taryf bez przestrzegania obowiązku przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia oraz obowiązku ich publikacji, o których mowa w art. 47 – 18 decyzji,
- nie przestrzegania obowiązku utrzymania zapasów paliw, wprowadzonego na podstawie art. 10 – 11 decyzji,
- nie przestrzegania obowiązków wynikających z koncesji – 3 decyzje,
- zatrudniania osób bez wymaganych ustawą kwalifikacji – 2 decyzje,
- stosowania cen i taryf wyższych od zatwierdzonych – 1 decyzja.

32 decyzje o nałożeniu kar pieniężnych na kwotę 799.632,33 zł, dotyczyły podmiotów gospodarczych. Kary, w łącznej kwocie 20.507,32 zł wymierzono także 9 członkom zarządów spółek, którzy swoim zachowaniem przyczynili się bezpośrednio do powstania przewinień.

Łączna kwota kar wymierzonych w 2000 r. wyniosła 820.146,70 zł. Do końca roku uiszczono kary na kwotę 531.989,61 zł (tj. 64,86% sumy wszystkich wymierzonych kar). Wysokość kar pieniężnych wymierzonych przez Prezesa wahała się od 1.000 zł do 93.497,68 zł.

Zaskarżono do Sądu Antymonopolowego 11 decyzji wymierzających kary pieniężne. W 2000 r. Sąd Antymonopolowy rozpatrzył trzy sprawy spośród wniesionych odwołań, wskazując, iż ukarani naruszyli ustawę *Prawo energetyczne*, a zatem wymierzone im kary były zasadne. W przypadku kierownika przedsiębiorstwa energetycznego, Sąd



obniżył jednak wysokość wymierzonej kary, uznając, że jest ona zbyt wysoka.

W przypadkach, w których ukarani nie wnieśli odwołania od decyzji Prezesa URE, nie stwierdzono problemów związanych z wyegzekwowaniem wymierzonych kar. Ukarani dobrowolnie uiszcili nałożone na nich kary w terminie przewidzianym prawem. Nie było także problemów z wyegzekwowaniem wymierzonej kary, którą ukarani zobowiązani byli uiszczyć po uprawomocnieniu się wyroku Sądu Antymonopolowego.

Kary wymierzone przez Prezesa, stanowiły najczęściej niewielką część przychodu ukaranego podmiotu, z tego względu, w zasadzie miały one bardziej charakter edukacyjno-prewencyjny niż represyjny.

## 7. Współpraca z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych

Wykonywanie ustawowego obowiązku współpracy z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym, odbywa się między innymi poprzez współpracę Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W zależności od potrzeb, ma miejsce również bieżąca współpraca pomiędzy pracownikami URE i UOKiK. Współpraca ta odbywa się w szczególności na poziomie dyrektorów oddziałów terenowych i delegatur wymienionych urzędów. Polega ona na wymianie doświadczeń, informacji oraz udzielaniu konsultacji związanych z interpretacją szczegółowych przepisów wykonawczych do ustawy *Prawo energetyczne*.

Przekazywane przez Prezesa UOKiK decyzje administracyjne i wyroki Sądu Antymonopolowego oraz Sądu Najwyższego, stwierdzające praktyki monopolistyczne przedsiębiorstw energetycznych są przedmiotem wnikliwej analizy pracowników urzędu, a wypływające stąd wnioski i spostrzeżenia są wykorzystywane na bieżąco w procesie regulacyjnym.

W celu realizacji zadania związanego z art. 52 ustawy *Prawo energetyczne* została nawiązana współpraca z Państwową Inspekcją Handlową (podlegającą Prezesowi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów). Zorganizowane robocze spotkanie z upoważnionymi przedstawicielami Państwowej Inspekcji Handlowej poświęcone zostało omówieniu i wypracowaniu zasad oraz metod współpracy w realizacji tego zadania.

Prezes URE uczestniczył także w pracach Stałej Grupy Koordynacyjnej ds. Elektroenergetyki, działającej pod przewodnictwem Prezesa UOKiK, której zadaniem było koordynowanie prac dotyczących prywatyzacji sektora elektroenergetycznego oraz wprowadzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Grupa opracowała i przedstawiła pod obrady KERM „Zintegrowany harmonogram prywatyzacji sektora elektroenergetycznego i wprowadzenia rynku energii elektrycznej”.

Koniec lat dziewięćdziesiątych i 2000 r. to okres bardziej ożywionej prywatyzacji części sektora energetycznego. W okresie tym Minister Skarbu Państwa sprzedał pakiety akcji Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. (20% akcji konsorcjum utworzonemu przez Elektrim), Elektrowni im. T. Kościuszki S.A. w Polańcu (25% akcji inwestorowi belgijskiemu Tractebel), Elektrociepłowni Warszawskich S.A. (55% akcji inwestorowi strategicznemu Vattenfall Poland Sp. z o.o.), Kogeneracji Wrocław S.A. (36% akcji w trybie oferty publicznej), Górnośląskiego Zakładu Energetycznego S.A. (25% akcji inwestorowi Vattenfall Poland Sp. z o.o.).

Prezes URE, traktując proces prywatyzacji jako niezbędny element rynkowej reformy sektora elektroenergetycznego, równocześnie krytycznie opiniował realizację niektórych przedsięwzięć prywatyzacyjnych. Oceniając bowiem dotychczasowy przebieg prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych, trudno sformułować wniosek, że dokonywana była ona na podstawie spójnej i konsekwentnej koncepcji. Dalsza prywatyzacja całego sektora elektroenergetycznego nie może odbywać się na zasadzie precedensów. Dostrzegając wady kolejnych projektów „Strategii prywatyzacji sektora elektroenergetycznego” prezentowanych przez Ministra Skarbu Państwa opublikowano „*Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie strategii prywatyzacji sektora energetycznego*”.

### **Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie strategii prywatyzacji sektora energetycznego (z 25 września 2000 r.)**

*O konieczności zmian w działaniach prywatyzacyjnych polskiej energetyki przesądza kilka okoliczności. Większość z nich ujawniała się i nadal ujawnia wraz z rzeczywistym przebiegiem tego procesu, a zatem nie mogła być przewidziana na etapie formułowania założeń programu prywatyzacji. Choć zasadnicze zręby tego programu mają już blisko dwuletnią historię, to w okresie ostatniego roku zmieniły się wyłącznie terminy kolejnych prywatyzacji a nie istota i podstawowe założenia samej koncepcji prywatyzacji. Innymi słowy, nie tylko dotychczasowe doświadczenia z przebiegu prywatyzacji w energetyce, ale także sam upływ czasu upoważniają i skłaniają do refleksji nad zaplanowanymi wcześniej działaniami, rozważanymi i przygotowywanymi w dość odmiennych uwarunkowaniach, tak wewnętrznych, jak i zewnętrznych.*

*Pojawiły się nowe okoliczności, związane przede wszystkim z aktualnymi priorytetami polityki gospodarczej, wynikające z oceny najważniejszych makroekonomicznych trendów w gospodarce w 2000 r. i przyjętego przez rząd we wrześniu br. programu działań antyinflacyjnych. Jest to niezwykle istotna okoliczność, bowiem sprzyja powiązaniu działań prywatyzacyjnych z makroekonomiczną polityką rządu. Tylko w ten sposób można nadać właściwy kontekst działaniom prywatyzacyjnym. Idzie bowiem o to, by w większym stopniu była ona narzędziem pożądanых zmian w gospodarce a nie wyłącznie celem samym w sobie. I choć w przeszłości taki charakter prywatyzacji wielokrotnie deklarowano, to jednak realizacja tego hasta pozostawiała sporo do życzenia.*

Dziś stoimy w obliczu kolejnej szansy, tym ważniejszej, bo związanej z prywatyzacją sektora o szczególnym znaczeniu społeczno-gospodarczym. Podobnie jak wojsko, sektor energetyczny decyduje o szeroko rozumianym bezpieczeństwie narodowym, jego zaś współpraca z innymi działami gospodarki przesądza o poziomie wydajności, wielkości produkcji, liczbie miejsc pracy, a także efektywności gospodarowania tak w skali sektora, jak i całej gospodarki. A zatem jego prywatyzacja musi te kwestie uwzględniać, a w konsekwencji także być prowadzona według nieco odmiennych zasad i priorytetów, niż można by to czynić w innych dziedzinach gospodarki. Co więcej – priorytety te z reguły nie mają charakteru dogmatycznego, a zatem powinny być poddawane permanentnej rewizji.

I wreszcie kolejna istotna okoliczność dla zmiany paradygmatu prywatyzacji w energetyce to – nowelizacja Prawa energetycznego z 26 maja 2000 r. Na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem lub przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, w art. 9 ust. 3 nałożono obowiązek zakupu energii elektrycznej m.in. wytwarzanej w skojarzeniu. Oznacza to szczególny rodzaj uprzywilejowania, którego beneficjentami będą inwestorzy zakupujący od Skarbu Państwa akcje elektrociepłowni. Aktualnie wytwarzają one ponad 13% energii elektrycznej (elektrownie na węglu brunatnym – ok. 37%, a na węglu kamiennym – ok. 49%). W wytwarzaniu ciepła udział elektrociepłowni w porównaniu z energetyką zawodową jest dominujący i wynosi ponad 78%. Nieuwzględnienie w dotychczasowym programie prywatyzacji energetyki nowego uprzywilejowania elektrociepłowni, umacnia ich monopol na lokalnych rynkach ciepłowniczych, stwarza dodatkowy handicap w sprzedaży energii elektrycznej (zarówno do Krajowego Systemu Energetycznego, jak i na rynkach lokalnych), a także może pogorszyć możliwości prywatyzacyjne elektrowni systemowych.

Powyższe okoliczności w różnym stopniu i z różną siłą mogą skłaniać poszczególnych uczestników procesu prywatyzacji energetyki do podjęcia działań korekcyjnych koncepcji prywatyzacji. Nie ulega też wątpliwości, iż wielu spośród nich nie tylko nie wykaże żadnego zainteresowania nowymi, istotnymi przesłankami dla tego procesu, ale będzie przeciwko jakimkolwiek zmianom. Odczytują je bowiem jako próbę naruszenia swobodnego status quo, co z pewnością przysporzy dodatkowej pracy, spotęguje stan niepewności w wywiązaniu się z własnych obowiązków (np. zapewnienie budżetowi państwa przewidywanych przychodów lub utrzymania budżetowej równowagi), naruszy materialne interesy załóg i kadry kierowniczej. Należy zwrócić uwagę na opinio-twórczą rolę tej ostatniej a także jej determinację. W wielu przypadkach to kadra kierownicza jest promotorem prywatyzacji macierzystej spółki, to pod jej wpływem tworzy się koncepcję prywatyzacji, to ona generuje programy inwestycyjne, widzi w prywatyzacji, i dlatego o nią zabiega, szansę na ucieczkę spod jurysdykcji państwowego właściciela.

Wiedza o rzeczywistych postawach, motywach i oczekiwaniach związanych z prywatyzacją powinna zostać wykorzystana do budowy pragmatycznej koncepcji prywatyzacji sektora energetycznego, ukierunkowanej na osiągnięcie ce-

łów społeczno-gospodarczych określonych w polityce gospodarczej rządu. Minister Gospodarki realizuje zadania związane z:

- zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- ustaleniem i wprowadzeniem rynkowych zasad funkcjonowania sektora energetycznego,
- koordynowaniem całości polityki gospodarczej, w tym także programu przeciwdziałania inflacji.

Trzeba zatem dokonać pewnych modyfikacji w programie prywatyzacji energetyki, doprowadzając w pierwszej kolejności do takich zmian w jej harmonogramie, by gospodarcze cele rządu stały się czytelne, by potwierdzić instrumentalny charakter prywatyzacji, by zaprzeczyć populistycznej demagogii o „wyprzedaży majątku narodowego”, by wzmocnić pozycję Skarbu Państwa jako oferenta akcji na rynku kapitałowym i wobec zagranicznych inwestorów.

Jedną z ważniejszych kwestii, przez pryzmat której ocenia się tak celowość prywatyzacji, jak i jej przebieg, jest sekwencja sprzedaży akcji przedsiębiorstw energetycznych podsektora wytwarzania oraz przesyłu i dystrybucji. Brakuje tu wyraźnie określonych priorytetów. Jednoczesna niemal prywatyzacja źródeł wytwarzania energii i sieci rozdzielczych nie pozwala przede wszystkim na właściwą realizację zadań związanych z wprowadzaniem mechanizmów rynkowych do energetyki. Na domiar złego, nie tylko rozprasza stosunkowo skromny potencjał prywatyzacyjny (tak ludzki, jak i finansowy), ale też implikuje a priori negatywne oceny zamierzeń prywatyzacyjnych. Wysoka koncentracja podaży akcji różnych rodzajów przedsiębiorstw energetycznych, osłabia pozycję sprzedającego i wzmacnia przetargową pozycję inwestorów, daje też asumpt do szerzenia ocen o niekompetencji prywatyzatorów i pośpiesznej wyprzedaży za „bezcen”.

Uwzględniając zarówno immanentną podatność poszczególnych podsektorów na wprowadzenie doń mechanizmów rynkowej konkurencji, a także występujący powszechnie w Europie (również Centralnej, jak i Wschodniej) wysoki potencjał zdolności wytwórczych i tym samym – nadwyżkę mocy zainstalowanej nad wykorzystywaną, należałoby w pierwszej kolejności, i to z bardzo wyraźnym priorytetem i w szybkim tempie, prywatyzować podsektor wytwarzania, poczynając od źródeł systemowych a nie lokalnych.

Proces prywatyzacji elektrowni systemowych powinien być wewnętrznie zharmonizowany i podporządkowany założeniom budowy i prawidłowego funkcjonowania rynku konkurencyjnego energii elektrycznej. Rynek konkurencyjny nie będzie bowiem działał prawidłowo przy dominującym udziale jednego właściciela (inwestora), zwłaszcza jeśli tym inwestorem jest Skarb Państwa. W takim układzie brakuje nie tylko potencjalnych konkurentów, ale też permanentnie dochodzi do konfliktu pomiędzy funkcjami właścicielskimi a funkcjami regulacyjnymi państwa (pomimo ich formalnego rozdzielenia i przyporządkowania różnym ministrom). Konieczna jest zatem szybka prywatyzacja przedsiębiorstw wytwórczych, które mają być podmiotami na rynku konkurencyjnym. Pozwoli to na przyspieszenie uzyskania z prywatyzacji energetyki korzyści gospodarczych i społecznych.

Takich korzyści nie jest w stanie wygenerować prywatyzacja sieci rozdzielczych. Działalność gospodarcza w tym



zakresie nie jest predestynowana do urynkowienia (przynajmniej w dającej się przewidzieć przyszłości). Oznacza to, że będzie nadal podlegać regulacji, zgodnie z zasadami określonymi w Prawie energetycznym i w rozporządzeniach Ministra Gospodarki. Nie ma zatem istotnych powodów, by już dziś wystawiać ten sektor na sprzedaż. Tym bardziej, że na razie nie jesteśmy w stanie, właściwie wycenić rynkowej wartości tych przedsiębiorstw. Z pewnością w ciągu najbliższych 2 – 3 lat wzrośnie ona niewspółmiernie, za sprawą upowszechniania się zasady TPA, a apogeum swojej wartości osiągnie z końcem 2005 r. wraz z objęciem tą zasadą wszystkich odbiorców energii elektrycznej. Nie bez znaczenia dla wartości spółek dystrybucyjnych jest też zapewne przewidywany postęp techniczny i wdrażane aktualnie innowacje techniczne, stwarzające zupełnie nowe możliwości świadczenia za pośrednictwem sieci rozdzielczych innych rodzajów usług, niż tylko związanych z dostawą energii elektrycznej. Odroczenie prywatyzacji spółek dystrybucyjnych miałoby dodatkowy walor w postaci stworzenia możliwości przeprowadzenia przedsięwzięć energooszczędnych, zarówno w dystrybucji, jak i u odbiorców. Reasumując – prawdziwa wartość i atrybuty działalności dystrybucyjnej ujawnią się dopiero w niedalekiej przyszłości.

W rozważaniach o zakresie, sekwencji i tempie prywatyzacji energetyki, abstrahując od innych, niemniej ważnych zagadnień koniecznych do przedyskutowania w nieco późniejszym terminie, wypada zwrócić szczególną uwagę jeszcze na dwie okoliczności. Są one zwykle marginalizowane lub zgoła nie dostrzegane. Pierwsza z nich dotyczy prywatyzacji energetyki w kontekście naszej integracji z Unią Europejską, druga zaś – zasad cenotwórstwa obowiązujących w energetyce i ich implikacji dla odbiorców energii elektrycznej.

W procesie akcesyjnym z Unią Europejską często ekspozuje się konieczność upodobnienia naszych rozwiązań organizacyjno-funkcjonalnych w gospodarce (w tym także w energetyce) do obowiązujących w Unii. Trzeba wyraźnie podkreślić, iż takiego energetycznego standardu europejskiego po prostu nie ma. Wręcz odwrotnie – każdy kraj Unii Europejskiej charakteryzuje się własnymi, autonomicznymi rozwiązaniami w tym zakresie a ustawodawstwo Unii tej autonomii nie narusza i w nią nie ingeruje. Obserwujemy ogromną różnorodność sektora energetycznego. Każda z istotnych dla reformowania sektora energetycznego kwestii, taka jak np. wyodrębnienie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji oraz obrotu; dostęp do sektora i rynku energii; a także własność środków produkcji, jest różnie rozwiązywana w różnych krajach. Pomijając dwa kraje, Wielką Brytanię i Niemcy, udział państwowej własności w sektorze elektroenergetycznym grubo przekracza 50%, z reguły koncentrując się na poziomie 70 – 90%. Także w odniesieniu do stopnia liberalizowania handlu energią, to wspólne decyzje unijne otwierają ten rynek zaledwie w 34% w 2005 r., podczas gdy Polska zamierza osiągnąć nieco większy stopień liberalizacji (36%) już w 2003 r., a 100% otwartość rynku – zaledwie trzy lata później (2006 r.).

Należy też bardzo poważnie odnieść się do pesymistycznych dla nas prognoz dotyczących zagrożeń naszych narodowych interesów. Nadwyżka mocy i spadek cen energii elektrycznej w krajach UE (a taką tendencję daje się już

zauważyć), przy zintegrowanym systemie przesyłu energii może skazać polskie źródła wytwarzania energii na konkurencyjny dyskomfort a nawet likwidację. Możliwe antidotum w tej sytuacji – to ucieczka do przodu, szybka prywatyzacja elektrowni systemowych i tym samym – przyspieszenie edukacji w zakresie skutecznego działania na konkurencyjnym rynku europejskim.

Reformowanie sektorów energetycznych w krajach europejskich, postępująca ich integracja, zarówno krajów, jak i systemów sieciowych, najprawdopodobniej zmieni, i to w miarę szybko, treść kategorii bezpieczeństwa energetycznego. Z dużą dozą pewności można stwierdzić, iż będzie ono pochodną konkurencji w skali rynku europejskiego (a nie wyłącznie lokalnego, krajowego), pod kontrolą narodowych regulatorów.

Dotychczasowy sposób prowadzenia prywatyzacji sektora energetycznego zupełnie nie uwzględnia odmienności zasad kształtowania cen energii i usług związanych z jej dostawą, obowiązujących w tym sektorze, zgodnie z Prawem energetycznym. Minister Skarbu prywatyzuje ten sektor stawiając inwestorom wymagania identyczne jak w branżach działających na rynkach konkurencyjnych. Nakładając na inwestorów obowiązek podwyższenia kapitału w spółkach energetycznych, określając tzw. pakiety inwestycyjne i środowiskowe, nie przeciwdziałając także wygórowanym żądaniom załóg materializujących się z kolei w tzw. pakiecie socjalnym, Minister Skarbu generuje zobowiązania inwestorów, które będą oni chcieli uznać za koszty uzasadnione i odzyskać w ustalonych przez przedsiębiorstwa taryfach. Taka sytuacja będzie występować w sektorach poddanych regulacji, a zwłaszcza taryfowaniu. Inaczej sprawa może wyglądać w sektorze wytwarzania, który w niedługim czasie powinien zostać zwolniony z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Jeśli sektor ten zacznie działać zgodnie z zasadami konkurencji, to zwrot na zainwestowanym kapitale będzie pochodną efektywnego działania na rynku a nie rezultatem wzrostu cen ujętych w taryfie. Jest to kolejny argument za szybką prywatyzacją sektora wytwarzania energii i odłożeniem w czasie prywatyzacji sektorów sieciowych. Niech sektor wytwarzania, za sprawą nakładów inwestorów, rozwija się na ich ryzyko a nie ryzyko odbiorców energii, jak ma to miejsce dotychczas.

Powyższe argumenty przemawiające za zmianą koncepcji i praktyki prywatyzacji, nie wyczerpują listy problemów i dylematów, które należałoby rozważyć, przedyskutować i rozstrzygnąć. Nie ulega jednak wątpliwości, iż asumpt do zmian dają rekomendacje zawarte w niniejszym opracowaniu. Jeśli zaakceptowany zostanie ten sposób myślenia i zasygnalizowane tu obawy i potrzeby, to warto podjąć się trudu opracowania nowej wizji prywatyzacji polskiej energetyki.

W 2000 r. prowadzono również prace dotyczące ustalenia stopnia korzystania uprawnionych odbiorców z zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA) oraz występujących barier w tym zakresie.

Mechanizm TPA jest podstawowym czynnikiem umożliwiającym powstanie silnych i efektywnych rynków konkurencyjnych w wytwarzaniu i obrocie energią i paliwami. Nakłada ona na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązek zapewnienia



wszystkim podmiotom możliwości świadczenia usług, polegających na przesyłaniu i dystrybucji energii lub paliw wydobywanych i wytwarzanych w kraju, z uwzględnieniem warunków technicznych i ekonomicznych, zgodnie z umową. Pozwala więc na przełamanie monopolu przedsiębiorstwa posiadającego sieci przesyłowe lub dystrybucyjne i zobowiązanie go do przesyłania cudzej energii i paliw.

Zasada TPA wywoływała wielkie zainteresowanie, szczególnie wśród podmiotów uprawnionych do korzystania z niej, dlatego też podjęto działania zmierzające do rozpoznania skali wdrożenia tej zasady w kraju. W związku, tym do 33 spółek dystrybucyjnych oraz 138 podmiotów uprawnionych do korzystania z TPA, skierowano ankiety mające na celu rozpoznanie tego zjawiska w obrocie energią elektryczną. Zebrane informacje pozwoliły na identyfikację czterech podstawowych barier, które utrudniają bądź uniemożliwiają korzystanie z usług przesyłowych. Należą do nich bariery natury: ekonomicznej, prawnej, technicznej i organizacyjnej. Zarówno dostawcy, jak i odbiorcy upatrują ograniczenia w stosowaniu zasady TPA głównie w istnieniu barier natury ekonomicznej oraz prawnej. Natomiast bariery techniczne i organizacyjne, chociaż bardzo licznie wskazywane, nie są postrzegane przez ankietowanych, jako istotna przeszkoda w korzystaniu z bezpośredniego dostępu uprawnionych do sieci. Zdaniem ankietowanych, aby usunąć wyżej wymienione ograniczenia należy przede wszystkim:

- zlikwidować obowiązek zakupu Minimalnej Ilości Energii,
- dostosować układy pomiarowo-rozdzielcze odbiorców do rozliczeń na rynku godzinowo-dobowym,
- zlikwidować uciążliwości związane z kontraktami długoterminowymi,
- zmniejszyć relacje stawek opłat za usługi przesyłowe w stosunku do stawek opłat za energię elektryczną,
- wprowadzić jasne i stabilne przepisy prawa dotyczące rynku energii elektrycznej.

W praktyce stopień realizacji dostępu stron trzecich do sieci jest nieznaczny. Jak wynika z uzyskanych informacji, na 15 września 2000 r., spośród 138 podmiotów uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych tylko 13 zawarło stosowne umowy pozwalające na korzystanie z zasady TPA.

## 8. Zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej

Art. 23 ust. 2 pkt 9 ustawy *Prawo energetyczne* zobowiązuje Prezesa URE do zbierania i przetwarzania informacji dotyczących gospodarki energetycznej.

System pozyskiwania, przetwarzania i rozpowszechniania informacji z zakresu gospodarki energetycznej, funkcjonujący w ramach statystyki publicznej, nie zaspakajał w pełni potrzeb regulatora. Zmiany w systemie statystyki energetycznej podyktowane zostały przepisami ustawy *Prawo energetyczne* i realizacją statutowych funkcji Prezesa URE, takich jak koncesjonowanie, zatwierdzanie tarif, uzgadnianie projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych, promowanie konkurencji i ochrona interesów konsumentów.

Ujednoczenie statystyki publicznej i koordynacja badań statystycznych odbywały się na zasadach porozumienia zawartego między: Prezesem GUS, Ministrem Gospodarki, Prezesem URE oraz Prezesem ARE S.A. Na podstawie tego porozumienia Agencja Rynku Energii S.A. dostarczała podstawowe informacje ekonomiczno – finansowe o sytuacji w sektorze energetycznym.

W ramach współpracy z jednostkami naukowo-badawczymi i firmami consultingowymi przeprowadzono badania z zakresu analizy rynków energetycznych, narzędzi regulacyjnych i różnych aspektów funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych. Prace wykonane w ramach prowadzonych badań dotyczyły między innymi następujących zagadnień:

- analizy kosztów wytwarzania energii elektrycznej, z punktu widzenia wpływu na cenę energii, w ujęciu dynamicznym,
- systemu opłat kompensacyjnych niwelującego skutki kontraktów długoterminowych,
- procesu wdrażania SOK – objętych procedury ustalania wartości obliczeniowego wolumenu sprzedaży W, wytwórcy objętego KDT, z zastosowaniem narzędzi zarządzania ryzykiem,
- rozwoju lokalnych rynków energii ze szczególnym uwzględnieniem ciepła na przykładzie aglomeracji śląskiej,
- kontraktów długoterminowych w elektroenergetyce.

W ramach prac analitycznych zostały wykonane następujące opracowania:

1. *Sytuacja finansowa wytwórców energii elektrycznej po 11 miesiącach 1999 roku.*
2. *Sytuacja finansowa spółek dystrybucyjnych po 11 miesiącach 1999 roku.*
3. *Informacja o działalności koncesjonowanej wytwórców energii elektrycznej w 1999 roku.*
4. *Informacja o działalności koncesjonowanej spółek dystrybucyjnych w 1999 roku.*
5. *Porównanie sytuacji finansowej spółek dystrybucyjnych i PSE S.A. w pierwszych kwartałach 1999 roku i 2000 roku.*
6. *Porównanie sytuacji finansowej wytwórców w pierwszych kwartałach 1999 roku i 2000 roku.*
7. *Informacja o działalności koncesjonowanej wytwórców i spółek dystrybucyjnych w I kwartale 2000 roku.*
8. *Sektor elektroenergetyczny w pierwszych półroczach 1999 roku i 2000 roku.*
9. *Całokształt działalności przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego po trzech kwartałach 1999 roku i 2000 roku.*
10. *Działalność koncesjonowana wytwórców energii elektrycznej i spółek dystrybucyjnych po trzech kwartałach 2000 roku.*
11. *Uzgodnianie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych.*

Opracowania te wykorzystane zostały przy ocenie sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw podsektorów wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu przed i po wprowadzeniu nowych tarif na energię elektryczną, a także przy ocenie tarif przedsiębiorstw ciepłowniczych w ujęciu regionalnym.

W 2000 r. przygotowano projekt formularza sprawozdawczego dla koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Zebrane w ten sposób informacje będą służyły do sporządzania kompleksowych analiz sektora ciepłowniczego, w tym szczególnie do oceny wpływu stosowanych taryf na sytuację finansową przedsiębiorstw ciepłowniczych i całego sektora.

W celu bieżącego monitorowania zjawisk zachodzących w sektorze energetycznym, została utworzona baza informacyjna na podstawie miesięcznych sprawozdań pochodzących od spółek dystrybucyjnych, elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Dane dotyczące przedsiębiorstw energetycznych pozyskiwane były także w trakcie procesu wydawania koncesji i zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej. Kontynuowane były także, prace nad tworzeniem zasobów informacyjnych dotyczących ciepłownictwa. Na podstawie zgromadzonych w procesie koncesyjnym informacji, został opracowany system wspomagający procesy decyzyjne przy zatwierdzaniu taryf. System ten, w dużej mierze opiera się na analizie porównawczej wyników ekonomicznych i cen proponowanych przez przedsiębiorstwa. Ułatwia on pracownikom oddziałów terenowych URE i Komisji do spraw Taryf dla Ciepła weryfikację wysokości cen i stawek opłat przedstawianych w taryfach.

Stworzono również bazę danych dotyczącą projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych, w celu dokonania oceny wpływu zamierzeń rozwojowych tych przedsiębiorstw na poziom ich przyszłych przychodów (taryf).

Trwały prace nad tworzeniem bazy informacyjnej o energetyce odnawialnej i przedsięwzięciach związanych z racjonalizacją użytkowania paliw i energii w Polsce. Powstaje ona z informacji pochodzących z materiałów prasowych, literatury fachowej, Internetu oraz zebranych przez pracowników urzędu, uczestniczących w licznych seminariach i konferencjach. Kontynuowano współpracę w ramach programu PEMP (Polski Program Efektywnego wykorzystania Energii w Napędach Elektrycznych), realizowanego głównie przez Fundację na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii i Krajową Agencję Poszanowania Energii.

## 9. Kontrola kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji

Zgodnie z art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy *Prawo energetyczne*, Prezes URE powołuje komisje kwalifikacyjne uprawnione do wydawania świadectw potwierdzających kwalifikacje osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji.

W 2000 r. na prace komisji kwalifikacyjnych miała wpływ nowelizacja rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r. w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, rodzajów instalacji i urządzeń, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, oraz wysokości opłat pobieranych za sprawdzenie kwalifikacji (Dz. U. Nr 59, poz. 377

i z 2000 r. Nr 15 poz. 187) oraz nowela (art. 54 ust. 3 i 3a) ustawy *Prawo energetyczne* (Dz. U. Nr 48, poz. 555).

Nowelizacja ustawy zawierała zasadnicze zmiany w statusie formalno-prawnym komisji kwalifikacyjnych, wprowadzając nie tylko kadencyjność komisji (5 lat) ale również umożliwiła Prezesowi URE, odwoływanie członków komisji w określonych ustawą przypadkach.

Kontynuowano powoływanie komisji kwalifikacyjnych, a także prowadzono działalność informacyjno-instruktażową dla zainteresowanych ich powołaniem. W okresie sprawozdawczym wpłynęło 25 wniosków o powołanie komisji kwalifikacyjnych. W wyniku kontroli kompletności i poprawności dokumentacji wniosków, 8 z nich zostało zwróconych wnioskującym w celu uzupełnienia lub poprawy, z czego powtórnie wpłynęły tylko 2 wnioski. Kolejne 5 wniosków zostało oddalonych, ponieważ wnioskujący nie spełniali wymagań zawartych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r.

W 2000 r. powołano 17 komisji kwalifikacyjnych (komisje od nr 609 do nr 625) a do prac w tych komisjach – ogółem 181 osób. Dwa wnioski o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych pozostały do rozpatrzenia na 2001 r.

W okresie sprawozdawczym wpłynęły 324 wnioski o zmianę zakresu uprawnień komisji i/lub o rozszerzenie ich składu osobowego. W wyniku rozpatrzenia tego typu wniosków przygotowano 250 zmienionych aktów powołania już działających komisji. W 35 przypadkach zwrócono dokumentację wnioskodawcom w celu jej uzupełnienia, z czego ponownie wpłynęło 25 wniosków. W dwóch przypadkach uznano bezzasadność wniosków i nie przeprowadzono aktualizacji aktów powołania komisji. Do rozpatrzenia na 2001 r. pozostało 47 wniosków.

Wpłynęły również wnioski dotyczące likwidacji komisji (4 wnioski) i/lub podziału komisji na mniejsze (2 wnioski). Powyższe wnioski zostaną rozpatrzone, po uzyskaniu wiarygodnych materiałów, w I kwartale 2001 r.

Analiza nadesłanych sprawozdań z dotychczasowej działalności komisji kwalifikacyjnych spowodowała czasowe wstrzymanie prac 8 komisji w związku z przekroczeniem nadanych im uprawnień. Komisje uzyskały zgodę na ponowne podjęcie działalności, dopiero z chwilą usunięcia ujawnionych nieprawidłowości. W odniesieniu do 25 komisji, których prace wstrzymano czasowo w 1999 r. (z analogicznych powodów jak wyżej), w roku sprawozdawczym zakończono postępowanie i wznowiono prace 23 komisji. W dwóch przypadkach wnioskodawcy wystąpili o likwidację i zakończenie działalności komisji.

Odwołano 25 członków komisji, w związku z utratą przez nich kwalifikacji umożliwiających dalszą pracę w komisjach, rezygnacją z członkostwa w komisji lub chorobą (zgonem) trwale uniemożliwiają sprawowanie funkcji. Po ustaniu jednej z przyczyn odwołań (aktualizacja świadectw kwalifikacyjnych) przywrócono ponownie członkostwo 17 osobom odwołanym w 2000 r. oraz 21 osobom odwołanym w 1999 r. Do rozpatrzenia w 2001 r. pozostało jeszcze 12 wniosków związanych z aktualizacją świadectw kwalifikacyjnych członków komisji kwalifikacyjnych.

Ujawnione uchybienia w pracach komisji spowodowały



konieczność podjęcia przez Prezesa URE działań, mających na celu zdyscyplinowanie wszystkich komisji kwalifikacyjnych, aby usunęły istniejące nieprawidłowości (anulowanie świadectw, przeprowadzenie egzaminów uzupełniających itp.) i podjęły działania korekcyjne.

W drugim kwartale 2000 r. przeprowadzono przegląd aktualności zaświadczeń lub świadectw kwalifikacyjnych członków (ok. 7300 osób) wszystkich (614) działających wówczas komisji kwalifikacyjnych. Stwierdzono, że liczne komisje nie aktualizują na bieżąco dokumentów kwalifikacyjnych swoich członków. Dotyczyło to 313 komisji i do wnioskodawców o ich powołanie, skierowano ponad 260 pism monitorujących. Jednocześnie przypomniano o braku formalnych możliwości uczestniczenia w pracach zespołów egzaminacyjnych komisji kwalifikacyjnych przez osoby nie legitymujące się aktualnymi dokumentami. Wnioskodawcy, przysyłając aktualne (nowe) świadectwa kwalifikacyjne, występowali jednocześnie o zmianę zarówno zakresu uprawnień członków, jak i całych komisji.

Odrębnym problemem był termin ważności zaświadczeń kwalifikacyjnych, którymi posługiwały się osoby zatrudnione na stanowiskach pracy, gdzie wymagane było potwierdzenie kwalifikacji. Kontrole kwalifikacji (określonych w Załączniku nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r.) osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych przeprowadzały oddziały terenowe URE w siedzibach przedsiębiorstw. W toku 41 kontroli ujawniono, że najwięcej nieprawidłowości dotyczy zatrudniania w przedsiębiorstwach osób bez ważnych zaświadczeń kwalifikacyjnych oraz braku opracowanego wykazu stanowisk pracy służb energetycznych. Ponadto stwierdzono przekraczanie przez komisje posiadanych uprawnień w sporządzaniu świadectw kwalifikacyjnych. Wydane kontrolowanym przedsiębiorstwom zalecenia pokontrolne zostały zrealizowane poprzez usunięcie stwierdzonych nieprawidłowości.

## 10. Działalność informacyjna

Działalność informacyjna jest prowadzona zgodnie z celami i kompetencjami, jakie wyznacza Prezesowi URE ustawa *Prawo energetyczne* i polega głównie na popularyzowaniu działań regulacyjnych oraz propagowaniu wiedzy o transformacji gospodarczej w sektorze, zgodnie z zasadą, że praktyka regulacyjna powinna być przejrzysta i zrozumiała zarówno dla przedsiębiorstw energetycznych, jak i odbiorców.

W 2000 r. wydano kolejnych sześć numerów dwumiesięcznika „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki” – w nakładzie po 3000 egz. Zawierały one sprawozdanie Prezesa URE z działalności w 1999 r., informacje o podmiotach ubiegających się o koncesję, informacje o decyzjach w sprawach koncesji, decyzjach w sprawach taryf dla koncesjonowanych przedsiębiorstw i rozstrzygnięciach w sprawach spornych. Opublikowano także dwa, szczególnie ważne dla procesu regulacji sektora, stanowiska Prezesa URE – w sprawie kryteriów uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny oraz w sprawie strategii prywatyzacji sektora energetycz-

nego. Wydrukowano również zmiany do ustawy *Prawo energetyczne* i akty wykonawcze. Regularnie zamieszczano komentarze i publicystykę, związaną z szeroko rozumianą problematyką regulacji w sektorze energetycznym. Wiele miejsc zajmowały artykuły pracowników urzędu poświęcone praktycznym doświadczeniom regulacyjnym.

Na podstawie art. 31 ust. 5 ustawy *Prawo energetyczne* wydano 76 numerów „Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna”, każdy w nakładzie 100 egz. Zawierały one, istotne dla sektora elektroenergetyki i odbiorców, zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy, zmiany taryf i odmowy ich zatwierdzenia, informacje o umorzeniu postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf, odmowy zmiany taryf, odmowy zwolnienia z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia oraz informacje o innych decyzjach w sprawach taryf. Ukazało się także 6 numerów „Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Paliwa gazowe” w nakładzie 100 egz. każdy oraz 3 numery „Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Węgiel brunatny” w nakładzie po 40 egz., z zatwierdzonymi przez Prezesa URE bazowymi cenami dla węgla wskaźnikowego, stosowanymi przez kopalnie wobec elektrowni. Ze względu na duże zainteresowanie decyzjami taryfowymi ze strony przedsiębiorstw energetycznych, organizacji społeczno-zawodowych sektora, firm konsultingowych, placówek naukowo-badawczych, a także odbiorców energii, Biuletyn Branżowy rozpowszechniany był w zapisie elektronicznym. Na stronie internetowej URE prezentowane były na bieżąco wszystkie zatwierdzone taryfy przedsiębiorstw gazowniczych i elektroenergetycznych.

Zatwierdzone taryfy przedsiębiorstw ciepłowniczych, a także decyzje Prezesa URE przyznające, bądź zmieniające ich koncesje, publikowane były we właściwych miejscach wojewódzkich Dziennikach Urzędowych.

W celu popularyzowania teorii i praktyki regulacyjnej rozpoczęto publikację serii wydawniczej „Biblioteka Regulatora”, w ramach której ukazał się pierwszy tom pt. „Prawo energetyczne. Zbiór przepisów”. Książka adresowana, zarówno do przedsiębiorstw energetycznych, jak i odbiorców energii i paliw cieszyła się ogromnym zainteresowaniem. W związku z tym kolejne edycje tej serii będą publikowane również na stronach internetowych URE. Przygotowano do druku kolejny numer pt. „Kontrakty długoterminowe”.

Podczas okresowych spotkań Prezesa URE z dyrektorami oddziałów terenowych odbywających się w różnych miastach wojewódzkich, organizowano lokalne konferencje prasowe (Kraków, Szczecin, Katowice).

W zależności od potrzeb, kierownictwo urzędu udzielało wypowiedzi i wywiadów wszystkim zainteresowanym mediom centralnym i regionalnym. Szczególne natężenie tych kontaktów miało miejsce w maju i czerwcu – taryfy dla energii elektrycznej, w lipcu – System Oplat Kompensacyjnych, we wrześniu – prywatyzacja energetyki oraz w październiku i listopadzie – przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

W styczniu 2000 r. podjęto próbę nawiązania współpracy z prasą lokalną, upatrując w tych kontaktach dodatkową możliwość dotarcia do bezpośredniego odbiorcy z ważnymi problemami związanymi z regulacją energetyki. W tym



celu przygotowano 10 zestawów tematycznych, które zesłano do 25 redakcji. Jak wykazała przeprowadzona ankieta, dotycząca ewentualnego wykorzystania przekazywanych materiałów, zainteresowanie podobną współpracą zgłosiło zaledwie kilka redakcji. W związku z tym współpraca na tej płaszczyźnie ograniczyła się do przekazywania tekstów zamawianych przez poszczególne tytuły prasy lokalnej. Kolejną nową formą dotarcia do szerokiego kręgu odbiorców energii stał się internetowy „Poradnik Odbiorcy”, w którym pracownicy urzędu odpowiadają na pytania zadawane przez konsumentów energii i paliw.

W 2000 r. cyklicznie przesyłano do 35 redakcji Serwis Informacyjny URE. Zawarte w nim tematy były wielokrotnie impulsem sprzyjającym zainteresowaniu się konkretnymi problemami, a w konsekwencji przyczyniły się do powstawania artykułów, audycji radiowych i programów telewizyjnych.

Informacje o realizacji zadań Prezesa URE publikowane są na stronie internetowej URE i na bieżąco aktualizowane.

Kierownictwo i pracownicy URE uczestniczyli w wielu publicznych debatach dotyczących restrukturyzacji sektora energetycznego i zasad regulacji. Prezes URE wspólnie z Komitetem Problemów Energetyki PAN i przy pomocy PTPiREE zorganizował pierwszą konferencję naukową „Polskie doświadczenia regulacyjne”. Ponadto objął honorowym protektorem i uczestniczył m.in. w spotkaniach „Rynek energii elektrycznej 2000”, „Rynek Gazu 2000”, „Rynek Energii Ciepłej”, a także licznych naradach stowarzyszeń i związków społeczno-zawodowych energetyków. Trwały prace nad opracowaniem założeń i projektu anglojęzycznej strony internetowej urzędu, zaplanowane do wprowadzenia w I kwartale 2001 r.

### 10.1. Publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii

Działalność w zakresie publikowania informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii, koncentrowała się na zamieszczaniu w Biuletynie URE artykułów, referatów, informacji statystycznych związanych z tą dziedziną. Publikacje dotyczyły możliwości energetycznego zagospodarowania odpadów, nowych rodzajów paliw, akumulacji energii, źródeł finansowania inwestycji racjonalizacyjnych i wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych (OZE) oraz programów zarządzania popytem u odbiorców (DSM), w tym: „Finansowanie przez stronę trzecią inwestycji energooszczędnych”, „PEMP – Polski Program Efektywnego Wykorzystania Energii w Napędach Elektrycznych”, „Koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych” i „Energetyczne wykorzystanie promieniowania słonecznego”.

Ponadto, na łamach Biuletynu URE opublikowano także wiele definicji pojęć związanych z energetyką i zagadnieniami regulacji w energetyce (Słownik Regulacji i Regulatora). W przeglądzie prasy URE zamieszczono kilkadziesiąt skrótów artykułów i relacji z konferencji, seminariów i innych spotkań z udziałem pracowników URE, dotyczących zagadnień racjonalizacji i poprawy efektywności użytkowania paliw i energii oraz problematyki odnawialnych źródeł energii.

Podczas konferencji z udziałem środowisk energetycz-

nych, przedstawiciele URE wygłaszali referaty dotyczące problematyki udzielania koncesji i zatwierdzania taryf dla przedsiębiorstw wykorzystujących odnawialne źródła energii oraz roli regulatora w rozwoju energetyki niekonwencjonalnej. Uposażenie informacji na ten temat odbywało się także poprzez liczne bezpośrednie kontakty pracowników URE z osobami zainteresowanymi oraz przedstawicielami mediów.

## 11. Współpraca z zagranicą

W 2000 r. zakończona została realizacja Programu „Integracja 97”, w ramach którego opracowany został projekt „Harmonizacja Prawa Polskiego w dziedzinie energii i metrologii do *Acquis Communautaire*”. Celem tego przedsięwzięcia było zebranie informacji ze wszystkich państw Unii Europejskiej na temat wprowadzania przez nie regulacji dotyczących Dyrektyw Gazowej i Elektrycznej UE. Podsumowaniem prac w ramach projektu było wydanie Raportu Końcowego dotyczącego harmonizacji ustawodawstwa polskiego z ustawodawstwem *acquis communautaire* UE w zakresie energetyki.

Zakończono również prace – w ramach projektu Energy Sector Management Assistance Programme – nad zasadami kalkulacji taryf. W końcowym raporcie przygotowanym przez Bank Światowy zaprezentowano zalecenia oraz sugestie dla Urzędu Regulacji Energetyki w kwestiach dotyczących zmian w kalkulacji taryf dla energii elektrycznej, ciepłej oraz gazu w oparciu o koszt kapitału.

Do ważniejszych kontaktów zagranicznych Prezesa URE należy zaliczyć: spotkania z przedstawicielami EBOiR i Banku Światowego w sprawie potencjalnej pomocy dla dalszych działań URE; rozmowy z reprezentantami misji Karty Energetycznej na temat problematyki polityki energetycznej Polski oraz stanu liberalizacji rynku energii elektrycznej, ciepłej oraz gazu ziemnego; udział w spotkaniu Stowarzyszenia państw UE; kontakty z dyplomatami akredytowanymi w Polsce.

Odbyło się wiele spotkań organizacji środkowoeuropejskich regulatorów pod auspicjami Narodowego Stowarzyszenia Regulatorów Amerykańskich (NARUC) i United States Agency for International Development (USAID). Pracownicy urzędu brali czynny udział w posiedzeniach komitetów do spraw koncesji i konkurencji oraz do spraw taryf. Podsumowaniem współpracy było grudniowe spotkanie regulatorów (Fourth Annual Energy Regulatory Conference), którego gospodarzem był rumuński urząd regulacyjny. Podczas konferencji został podpisany akt założycielski Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energetyki (ERRA), do którego przystąpiły organy regulacji energetyki 15 państw z Europy Centralnej, Wschodniej oraz Eurazji. Celem ERRA jest wymiana informacji i doświadczeń w zakresie regulacji energetyki w krajach rozwijających się i krajach transformujących swą gospodarkę z centralnie sterowanej na rynkową. Członkiem stowarzyszenia jest również NARUC, a przewiduje się, że w przyszłości przystąpią do niej organy regulacyjne z krajów UE.

Przedstawiciele URE brali udział w licznych konferen-

ojach międzynarodowych organizowanych za granicą i w Polsce, których tematem były głównie zagadnienia dotyczące regulacji i transformacji sektora energetycznego. Były to m.in.:

- I Światowe Forum Regulacji Energetyki – maj, Montreal,
- konferencja „Power sector privatization in Central and Eastern Europe and Eurazja: results and future plans” – czerwiec, Budapeszt,
- konferencja „Round table on Regulatory Issues in grid based energy industries” – czerwiec, Sofia,
- Forum Energetyczne „Zadania polskiego sektora energii związane z przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej” – wrzesień, Zakopane,
- spotkanie regulatorów państw Unii Europejskiej (w maju powołana została Rada Europejskich Regulatorów Energetyki) z regulatorami państw aspirujących do członkostwa – październik, Haga. Spotkanie to było okazją do zapoznania się z aktualnymi problemami regulacji w krajach UE, zwłaszcza związanymi z wprowadzaniem zasad działania jednolitego rynku energii elektrycznej (Dyrektywa Elektryczna) i jednolitego rynku gazu (Dyrektywa Gazowa) oraz prezentacji doświadczeń regulacyjnych państw akcesyjnych (Polski, Węgry, Estonia, Rumunia i Słowenia),
- Executive Assembly of the World Energy Council – listopad, New Delhi.

Przedstawiciele urzędu spotykali się w minionym roku z reprezentantami wielu firm i korporacji zainteresowanych

sektorem energetycznym w Polsce oraz działalnością URE, m.in. z: Austrii – Verbund; Belgii – EPON, Tractebel, Electrabel; Chin: Zhejiang Power Company; Francji – Przedstawiciele Ambasady Francuskiej w Polsce, Polsko-Francuska Izba Gospodarcza, Zrzeszenie Przemysłu Elektrotechnicznego i Elektronicznego; Hiszpanii – Union Fenosa Acex; Holandii – przedstawiciele Amsterdamskiej Giełdy Energii; Irlandii – ESB International Investments; Japonii – Japan Institute for Overseas Investment (JOI), Japan Bank for International Cooperation (JBIC), Kochi University, Fuji Research Institute Corporation; RPA – National Electrical Test Facility (NETFA); USA – Przedstawiciele Ambasady USA w Polsce, United Utilities International, OGDEN Energy West Inc., GE Capital Energy, Marubeni, Bank of America, PSEG Energy Holdings; Wielkiej Brytanii – przedstawiciel brytyjskiej Izby Gmin, Konsul Generalny Ambasady Brytyjskiej, Credit Lyonnais, EBOiR, Dyrektor Departamentu do Spraw Sektora Naftowego i Gazownictwa w brytyjskim Ministerstwie Handlu i Przemysłu, Prebon Yamane.

Współpraca zagraniczna Prezesa URE była skoordynowana z bieżącymi i perspektywicznymi potrzebami regulacji, oraz podporządkowana dwóm podstawowym celom:

- doskonaleniu procedur i podwyższaniu kwalifikacji zawodowych pracowników,
- wymianie doświadczeń z regulatorami innych państw.

Na podkreślenie zasługuje fakt, że duża część wydatków związanych ze współpracą międzynarodową była pokrywana z zagranicznych środków pomocowych.

## Część II. DZIAŁALNOŚĆ ODDZIAŁU CENTRALNEGO I ODDZIAŁÓW TERENOWYCH

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki z mocy art. 22 ustawy *Prawo energetyczne* otrzymał kompetencję tworzenia oddziałów terenowych. W 1998 r. utworzone zostały oddziały terenowe: od 1 kwietnia w Gdańsku, Katowicach, Krakowie, Łodzi, Poznaniu i Wrocławiu, od 30 kwietnia w Warszawie, od 7 września w Szczecinie i od 9 listopada w Lublinie. Ustawa z 24 lipca 1998 r. o zmianie niektórych ustaw określających kompetencje organów administracji publicznej – w związku z reformą ustrojową, która weszła w życie z dniem 1 stycznia 1999 r., zmieniła brzmienie art. 22 ustawy *Prawo energetyczne* i w ust. 1 tego artykułu obecnie określa, iż w skład Urzędu Regulacji Energetyki wchodzi Oddział Centralny oraz 8 oddziałów terenowych. Kompetencje do określenia właściwości rzeczowej oraz szczegółowego zakresu terytorialnego oddziałów przejęła Rada Ministrów i kwestie te zostały uregulowane rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 24 grudnia 1998 r. w sprawie *szczególowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej Oddziału Centralnego i oddziałów terenowych Urzędu Regulacji Energetyki* (Dz. U. Nr 162, poz. 1141).

Po powołaniu przez Prezesa URE dyrektorów oddziałów i podjęciu przez nich działań organizacyjnych związanych z wynajęciem i wyposażeniem sprzętowym siedzib, rekrutacją i szkoleniem pracowników następowało stopniowe przekazywanie centralnych funkcji regulacyjnych bez-

pośrednio regulatorom terenowym. Dzięki takiej praktyce regulacja energetyki odbywa się bliżej przedsiębiorstw, a także odbiorców paliw i energii. Regionalne stosowanie narzędzi regulacyjnych, analiza porównawcza przedsiębiorstw działających w podobnych warunkach stwarza większe możliwości wymuszania poprawy efektywności gospodarowania, zarazem sprzyja poprawie standardów zaopatrzenia i obsługi odbiorców.

Zakres działania Oddziału Centralnego i oddziałów terenowych, stosownie do wymienionego rozporządzenia i udzielonych przez Prezesa URE pełnomocnictw obejmuje m.in.:

- zatwierdzanie lub odmowę zatwierdzenia taryf dla ciepła,
- rozstrzyganie sporów wszczynanych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy *Prawo energetyczne*,
- nakładanie kar pieniężnych, o których mowa w art. 56 ustawy,
- współdziałanie z delegaturami Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych,
- kontrolowanie przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji,
- kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną,
- współpracę z właściwymi samorządami województw

Rysunek 10. Siedziby i zasięg terytorialny oddziałów terenowych



- i wojewodami w zakresie planowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- kontrolę kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54 ustawy,
  - kontrolowanie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii, paliw gazowych i ciepła do odbiorców.

Po okresie niezbędnej adaptacji oddziały terenowe rozpoczęły w 2000 r. samodzielną realizację zadań regulacyjnych. Posiadana i pozyskana wiedza o sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw energetycznych, rozpoznanie potrzeb poszczególnych grup odbiorców, znajomość przepisów prawa i procedur administracyjnych dała oddziałom terenowym możliwość skutecznego równoważenia interesów dostawców i odbiorców energii, zwłaszcza w ciepłownictwie i w zakresie rozstrzygania wszelkich sporów. Nie oznacza to samozadowolenia z uzyskanych rezultatów regulacyjnych ale nie sposób też ich nie docenić. Nie ulega też wątpliwości, iż z kolei priorytetowym zadaniem dla oddziałów terenowych w 2001 r. jest i będzie promowanie konkurencji we wszystkich obszarach lokalnej energetyki.

## 1. Oddział Centralny w Warszawie

Zasięg terytorialny Oddziału Centralnego URE w Warszawie obejmuje obszar województwa mazowieckiego, podzielonego na 325 gmin. W oddziale pracuje 17 osób – w tym 14 z wykształceniem wyższym (energetycy, ekonomiści i prawnicy) i 3 z wykształceniem średnim. W 2000 r. pracownicy oddziału brali udział w kursach doszkalających w zakresie księgowości, audytu energetycznego, szkoleniu przygotowującym polskich urzędników do przystąpienia Polski do Unii Europejskiej, studiach podyplomowych – *Ekonomiczne problemy sektora elektroenergetycznego* i *Rachunkowość*, kursach językowych.

Funkcję dyrektora Oddziału Centralnego od 22 lipca 1998 r. pełni Krystyna Gromczyńska.

### Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na terenie działania Oddziału Centralnego (wg stanu na 31 grudnia 2000 r.) miało swoją siedzibę 136 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych, w tym:

- 41 przedsiębiorstw prowadzących działalność gospo-



darczą obejmującą zaopatrzenie w energię elektryczną (największe z nich to: STOEN S.A., Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A., Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A., Elektrownia Kozienice S.A. oraz Zespół Elektrowni Ostrołęka S.A.),

- 6 przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą obejmującą zaopatrzenie w paliwa gazowe (największe z nich to: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., System Gazociągów Tranzytowych „Euro-pol Gaz” S.A. oraz PHZ „Bartimpex” S.A.),
- 89 przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą obejmującą zaopatrzenie w ciepło. Spośród nich główną grupę stanowiło 66 przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem oraz przesyłaniem i dystrybucją ciepła – do największych z nich należy Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Siedlce Sp. z o.o. i Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Ciechanów Sp. z o.o. oraz Elektrociepłownie Warszawskie S.A. W grupie tej znajduje się również, jedyne działające w zasięgu terytorialnym oddziału, koncesjonowane przedsiębiorstwo ciepłownicze, które do wytwarzania ciepła wykorzystuje energię wód termalnych (Geotermia Mazowiecka S.A. w Żyrardowie). Przedsiębiorstwa zajmujące się wyłącznie wytwarzaniem ciepła to 8 podmiotów, wśród których do największych należą Elektrociepłownia Radom S.A. w upadłości oraz Zespół Elektrowni Ostrołęka S.A. Trzecią grupę, obejmującą 9 podmiotów, tworzyły przedsiębiorstwa prowadzące wszystkie wymagające uzyskania koncesji rodzaje działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w ciepło – w grupie tej plasuje się największe w kraju i zarazem jedno z największych w Europie przedsiębiorstw ciepłowniczych – Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej, dostarczające ponad 8 tys. odbiorców ok. 40 mln GJ ciepła rocznie. Łączna moc cieplna, jaką dysponowały źródła ciepła przedsiębiorstw z 3 wyżej wymienionych grup to 13,2 tys. MW. Pozostałą grupę przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowiły 3 podmioty zajmujące się wyłącznie przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupywanego od innych przedsiębiorstw – największe wśród nich to Ostrołęckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Spółka z o.o.

### Odbiorcy paliw i energii

Przedsiębiorstwa ciepłownicze z terenu województwa mazowieckiego wytwarzają ciepło przede wszystkim na zaspokojenie potrzeb komunalno-bytowych odbiorców: spółdzielni, zarządów budynków komunalnych, wspólnot mieszkaniowych, odbiorców indywidualnych z lokali mieszkalnych i użytkowych. Do największych odbiorców ciepła na te cele należy Zarząd Budynków Komunalnych w Warszawie, zamawiający 960 MW mocy cieplnej. Przemysł w Mazowieckiem, z roku na rok w coraz mniejszym stopniu korzysta z potencjału wytwórczego przedsiębiorstw ciepłowniczych – w 2000 r. do największych odbiorców ciepła na cele przemysłowe należało Daewoo-FSO Warszawa z mocą zamówioną 126 MW.

Do głównych finalnych odbiorców gazu ziemnego w 2000 r. zaliczyć należy Browar Sierpc S.A., który zużył

8,2 mln m<sup>3</sup> tego paliwa, Zakłady Przemysłu Tłuszczowego w Warszawie S.A. ze zużyciem 5,5 mln m<sup>3</sup> oraz Frito-Lay Poland Sp. z o.o. – 4,4 mln m<sup>3</sup>. Natomiast wśród najważniejszych odbiorców energii elektrycznej należy wymienić Hutę „L.W.” Sp. z o.o. w Warszawie, która w 2000 r. zużyła blisko 512 tys. MWh energii czynnej, Intercell Ostrołęka S.A. – 238 tys. MWh, przedsiębiorstwo „Tramwaje Warszawskie” – 147 tys. MWh, czy Tarchomińskie Zakłady Farmaceutyczne „Polfa” S.A. – 110 tys. MWh.

Spośród 13 odbiorców energii elektrycznej, którzy – zgodnie z ustalonym harmonogramem uzyskiwania prawa do korzystania z usług przesyłowych – byli uprawnieni do korzystania z takich usług, żaden z tego uprawnienia nie skorzystał. Zanotowano natomiast dwa przypadki skorzystania z usług przesyłowych na zasadzie dostępu strony trzeciej przez odbiorców ciepła z terenu Radomia. W odniesieniu do paliw gazowych żaden z finalnych odbiorców gazu ziemnego z terenu województwa mazowieckiego nie był w 2000 r. uprawniony do korzystania z dostępu do sieci przesyłowej.

### Działalność regulacyjna

■ W 2000 r. 38 przedsiębiorstw wystąpiło do Oddziału Centralnego z wnioskami o zatwierdzenie lub zmianę taryfy dla ciepła. Wszczęto 69 postępowań administracyjnych, bowiem te same przedsiębiorstwa wielokrotnie występowały z wnioskiem o kolejne zmiany zatwierdzonej taryfy.

Zakończono 58 postępowań, zakończenie pozostałych 11 przypadków na 2001 r.

W 35 przypadkach zakończone postępowania dotyczyły wniosków o zatwierdzenie nowych taryf. W wyniku tych postępowań zatwierdzono 25 taryf, wydano 2 decyzje odmawiające zatwierdzenia taryfy, w 7 przypadkach postępowania umorzono na wniosek przedsiębiorstwa, a w jednym wniosek taryfowy pozostawiono bez rozpoznania.

Pozostałe 23 postępowania w sprawie taryf dla ciepła dotyczyły zmian zatwierdzonych wcześniej taryf, przy czym gros przypadków odnosiło się do dostosowania taryfy w zakresie stawek opłat za usługi przesyłowe i za przyłączenie do sieci do zmienionych przepisów ustawy *Prawo energetyczne*. Inne postępowania zazwyczaj dotyczyły zmiany okresu obowiązywania bazowych cen i bazowych stawek opłat, określonego w decyzji zatwierdzającej taryfę przedsiębiorstwa. Z reguły wydane decyzje przedłużały ten okres, choć w jednym przypadku został on skrócony o 1 miesiąc z uwagi na pogarszającą się sytuację finansową przedsiębiorstwa.

Licząc od początku procesu zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla ciepła (tj. od 1 stycznia 1999 r.), w Oddziale Centralnym zostały zatwierdzone taryfy dla 51 przedsiębiorstw ciepłowniczych, co stanowi 57,3% wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw z siedzibą w województwie mazowieckim.

Średnia cena 1 GJ ciepła, wynikająca z wszystkich zatwierdzonych w 2000 r. w oddziale taryf, to 29,64 zł/GJ, przy czym, w odniesieniu do poszczególnych taryf, najniższa cena to 15,41 zł/GJ. Wystąpiła ona w Elektrowni Kozienice S.A., dostarczającej ciepło o charakterze odpadowym z produkcji energii elektrycznej. Najwyższa cena wyniosła 50,97 zł/GJ

i wystąpiła w PCU Piaseczno Sp. z o.o., wykorzystującym do produkcji ciepła gaz ziemny.

Średni wzrost cen ciepła dla końcowego odbiorcy – konsumenta, wynikający z wszystkich zatwierdzonych w 2000 r. w oddziale taryf, wyniósł 15,2%, przy czym w odniesieniu do poszczególnych taryf, wahał się od -15,1% (dla Huty „Czechy” S.A.) do +56,3% (w PCU Piaseczno Sp. z o.o.). W 42 przypadkach na 51 zatwierdzonych pierwszych taryf, wzrost cen dla odbiorcy wynikający z zatwierdzonej taryfy był niższy od tego, o jaki pierwotnie wносиło przedsiębiorstwo. W wyniku weryfikacji kosztów do uzasadnionego poziomu, udało się ograniczyć wzrost cen ciepła przeciętnie o 5–6 punktów procentowych w stosunku do wielkości wzrostu, o jaki wnioskowało przedsiębiorstwo.

W procesie zatwierdzania taryf najczęściej problemów stwarzały taryfy przedsiębiorstw, które swoją działalność ciepłowniczą prowadzą na obszarze wielu miejscowości, nie tylko zlokalizowanych w Mazowieckiem, ale również poza województwem (Dalkia Termika S.A., Cofathec Polska Sp. z o.o., Wojskowa Agencja Mieszkaniowa, Polish Energy Partners S.A.). Różne warunki prowadzenia tej działalności oraz odmienny jej zakres w poszczególnych gminach powodowały szereg utrudnień zarówno dla samego przedsiębiorstwa zainteresowanego opracowaniem taryfy, jak i analizujących ją pracowników, bowiem kształt taryfy i poziom kosztów uzasadnionych był uzależniony od zróżnicowanych czynników lokalnych.

■ W sprawach spornych rozstrzyganych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy *Prawo energetyczne* wydano 40 decyzji administracyjnych, z czego 12 umorzyło toczące się postępowania.

Relatywnie duża liczba umorzeń wynika ze starań oddziału o doprowadzenie do ugodowego zakończenia sporów istniejących pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami. Szczególnie ważne okazywało się to w przypadku odbiorców, którzy mieli trudności ze zrozumieniem nowego systemu rozliczeń za ciepło, energię elektryczną czy paliwa gazowe. Większość podejmowanych prób ugodowego zakończenia sporu zakończyła się zawarciem przez strony umowy.

Zawieranie umów stanowiło przedmiot największej liczby sporów. Każdorazowo wymagały one przeprowadzenia wyjątkowo skomplikowanego postępowania wyjaśniającego, gdyż do zawarcia umowy sprzedaży energii czy paliw, a także umowy o przyłączenie do sieci konieczne było ustalenie skomplikowanego stanu faktycznego, w szczególności w zakresie spraw technicznych. Najczęściej występującymi problemami były: wielkość zamówionej mocy, miejsce przyłączenia do sieci lub ustalenie podmiotu, który posiada tytuł prawny do korzystania z obiektu.

Sprawą sporną, która wymagała zgromadzenia i zbadań wyjątkowo obszernego materiału dowodowego było 16 postępowań dotyczących zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz paliwa gazowego do 10 budynków wielorodzinnych posadowionych na nowo budowanym osiedlu wielorodzinnym. Z wnioskiem o zawarcie powyższych umów wystąpiło 61 mieszkańców.

Od wydanych 40 decyzji w sprawach spornych, wpłynęły 23 odwołania. W wyniku ich rozpatrzenia we własnym zakresie zmieniono jedną decyzję, a jedną uchylono. Pozostałe odwołania przekazano do Sądu Antymonopolowego, z czego Sąd rozpatrzył 17 (16 oddalił, a w jednym przypadku nakazał zmienić decyzję).

■ Monitorowanie przestrzegania warunków koncesyjnych prowadzono w toku rozpatrywania skarg wpływających do oddziału od odbiorców energii elektrycznej i ciepła, wniosków o zatwierdzanie taryf dla ciepła, a także w toku postępowań o wymierzenie kary pieniężnej. Do właściwych kolegiów do spraw wykroczeń zostały przekazane wnioski o ukaranie kierowników dwóch przedsiębiorstw energetycznych, gdyż prowadziły one działalność gospodarczą bez wymaganej koncesji. Kolegium ds. wykroczeń w jednym przypadku orzekło winę i odstąpiło od wymierzenia kary, natomiast w 3 przypadkach orzekło winę i wymierzyło karę grzywny.

■ Przeprowadzono 7 kontroli dotyczących parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz po jednej kontroli bieżącej dotyczącej parametrów jakościowych obsługi odbiorców paliw gazowych oraz energii elektrycznej. We wszystkich przypadkach działania przedsiębiorstw energetycznych były zgodne z przepisami prawa.

■ Na podstawie art. 10 ustawy *Prawo energetyczne* przeprowadzono kontrolę problemową dotyczącą stanu zapasów paliw w 3 przedsiębiorstwach. W przypadku jednego przedsiębiorstwa ujawniono, że wielkość posiadanych przez nie zapasów paliw jest rażąco zaniżona w stosunku do wielkości wymaganej rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 20 kwietnia 1998 r. w *sprawie wielkości, sposobu gromadzenia oraz kontroli stanu zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła oraz wydobywaniem i dystrybucją paliw gazowych*. Na przedsiębiorstwo to nałożono karę pieniężną.

■ Monitoring prawidłowości stosowania taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzony jest w sposób ciągły w toku postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła oraz spraw spornych, a także skarg odbiorców. Od odbiorców wpłynęło 39 skarg na stosowane przez przedsiębiorstwa energetyczne ceny i stawki opłat (28 dotyczyło opłat za ciepło, 11 opłat za przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz rachunków za energię elektryczną). We wszystkich przypadkach przedsiębiorstwa energetyczne stosowały ceny i stawki opłat zatwierdzone w taryfie. W niektórych przypadkach wartości zamówionej mocy cieplnej, służące do określania wysokości cen i stawek opłat były ustalane w sposób nieprawidłowy.

■ Przeprowadzone przez pracowników oddziału kontrole kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji ujawniły nieprawidłowości polegające na zatrudnianiu osób, które nie posiadały wymaganych

kwalfikacji (1 przedsiębiorstwo) i braku wykazu stanowisk pracy służb energetycznych (2 przedsiębiorstwa). W obu przypadkach nieprawidłowości zostały usunięte.

■ Przyczynami wszczynania postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kar pieniężnych były:

- informacje nadsyłane przez przedsiębiorstwa energetyczne w toku postępowań taryfowych,
- informacje otrzymane od odbiorców,
- własne działania kontrolne.

Prowadzono 11 postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Dziesięć postępowań zostało zakończonych wydaniem decyzji orzekających nałożenie kar pieniężnych na łączną kwotę 192.919,90 zł. Od powyższych decyzji 4 ukarane podmioty wniosły odwołania do Sądu Antymonopolowego, który rozpatrzył 2 z nich. W jednym przypadku odwołanie odrzucił, natomiast po rozpatrzeniu drugiego odwołania – zmniejszył karę pieniężną.

Kary pieniężne były nakładane zarówno na przedsiębiorstwa energetyczne (8 kar), jak i na kierowników przedsiębiorstw energetycznych (2 kary). Zostały one wymierzone za:

- stosowanie cen i stawek opłat, z niedopełnieniem obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o czym mowa w art. 47 ustawy *Prawo energetyczne* (6 kar),
- zatrudnianie osób bez kwalifikacji wymaganych ustawą *Prawo energetyczne* (2 kary),
- brak utrzymywania w odpowiedniej wielkości obowiązkowych zapasów, o których mowa w art. 10 ustawy *Prawo energetyczne* (1 kara),
- nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji (1 kara).

Dwie kary pieniężne (jedna za stosowanie cen i stawek opłat bez przestrzegania obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, druga za nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji) zostały nałożone na przedsiębiorstwo energetyczne Cofathec Polska Sp. z o.o. Obie decyzje nakładające karę pieniężną nie są decyzjami ostatecznymi.

■ Współpracowano z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów w zakresie spraw spornych. W większości przypadków współpraca polegała na wymianie informacji na temat postępowań wyjaśniających i administracyjnych prowadzonych przez oddział lub Delegaturę Warszawską UOKiK.

W 2000 r. nawiązano współpracę z powiatowymi rzecznikami konsumentów, wyjaśniając głównie ich wątpliwości z zakresu uregulowań dotyczących zasad stanowiących taryf i prowadzenia rozliczeń przez przedsiębiorstwa energetyczne z odbiorcami energii.

■ Dobrą praktyką wspomagającą bezpośrednio proces regulacji były spotkania z przedsiębiorstwami energetycznymi poza siedzibą oddziału. Do najważniejszych z nich należały spotkania, narady lub konferencje:

- z przedstawicielami 8 spółek dystrybucyjnych przewidzianych do prywatyzacji,
- w Stołecznym Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej

mające na celu przedstawienie zaawansowania prac inwestycyjno-modernizacyjnych realizowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne na terenie Warszawy,

- w Elektrociepłowniach Warszawskich S.A. dotyczące analizy sytuacji finansowej przedsiębiorstwa,
- z przedstawicielami Dalkia Termika S.A. dotyczące typowego zakresu prac inwestycyjno-modernizacyjnych realizowanych przez Spółkę,
- z przedstawicielami przedsiębiorstw ciepłowniczych – członków regionalnych oddziałów Izby Gospodarczej „Ciepłownictwo Polskie” z województwa mazowieckiego, których tematem były kwestie związane z obowiązkami przedsiębiorstw ciepłowniczych w zakresie dostosowania zatwierdzonych taryf dla ciepła do nowego brzmienia ustawy *Prawo energetyczne*, a w szczególności uzmiennienie opłat za usługi przesyłowe,
- z kierownictwem Zakładu Energetycznego Warszawa-Teren S.A., które miało na celu zapoznanie pracowników oddziału z warunkami pracy i problemami przedsiębiorstwa energetycznego.

Nie mniej częste, choć już w siedzibie oddziału, były spotkania z obecnymi i przyszłymi odbiorcami energii i paliw gazowych. Z reguły pragnęli oni uzyskać poradę jak postępować w relacjach z przedsiębiorstwami energetycznymi. Najczęściej wyjaśnianymi sprawami były techniczne warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz rachunki za dostarczone ciepło.

■ Pracownicy oddziału uczestniczyli w następujących konferencjach i sympozjach:

- *Rynek Energii Ciepłej REC 2000* – VI Konferencja Naukowo-Techniczna w Nałęczowie,
  - Konferencja *Polskie Doświadczenia Regulacyjne w Energetyce* w Mikołajkach,
  - Konferencja Naukowo-Techniczna *Rynek Gazu 2000* w Kazimierzu Dolnym,
- dzieląc się z ich uczestnikami głównie znajomością podstaw prawnych regulacji i oceną jej przebiegu.

## 2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie

Zasięg terytorialny Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego Urzędu Regulacji Energetyki z siedzibą w Szczecinie obejmuje obszar województwa zachodniopomorskiego i lubuskiego, łącznie 28 powiatów i 197 gmin, w tym 5 gmin o statusie miasta na prawach powiatu.

Na 31 grudnia 2000 r., w Północno-Zachodnim Oddziale Terenowym zatrudnionych było 13 osób. Struktura zawodowa przedstawia się następująco: wykształcenie wyższe prawnicze – 2 osoby, wykształcenie wyższe ekonomiczne – 5 osób, wykształcenie wyższe techniczne – 5 osób i wykształcenie średnie ogólnokształcące – 1 osoba. W okresie zatrudnienia w oddziale 2 osoby ukończyły studia podyplomowe zarządzania i marketingu, 1 osoba ukończyła kurs dla kandydatów na audytorów energetycznych oraz kurs na temat kierowania gospodarką energetyczną na certyfi-



kat CEM, uzyskując Certyfikat Zarządcy Energetycznego, 1 osoba ukończyła aplikację i złożyła egzamin radcowski. Ponadto pracownicy oddziału uczestniczyli w różnego typu szkoleniach organizowanych przez Urząd Regulacji Energetyki, Krajową Szkołę Administracji Publicznej, Szefa Służby Cywilnej oraz doskonaliли umiejętności językowe, uczestnicząc w kursach języków obcych.

Funkcję dyrektora oddziału od 3 stycznia 2000 r. pełni Witold Kępa.

### **Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego**

Od początku procesu koncesjonowania do dnia 31 grudnia 2000 r. w obrębie właściwości terytorialnej Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego w Szczecinie, tj. dla województwa zachodniopomorskiego i lubuskiego zostało udzielonych łącznie 309 koncesji dla 190 przedsiębiorstw energetycznych. Koncesje dotyczyły działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło (184 koncesje dla 95 przedsiębiorstw), energię elektryczną (30 koncesji dla 16 firm), paliwa gazowe (4 koncesje dla 2 przedsiębiorstw) lub paliwa ciekłe (91 koncesji dla 77 firm). Na terenie województwa zachodniopomorskiego i lubuskiego, działa 95 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, w których łączna zainstalowana moc cieplna wynosi 5.043 MW.

Do największych producentów energii elektrycznej, ciepła oraz dystrybutorów ciepła należą przedsiębiorstwa:

- Zespół Elektrowni „Dolna Odra” S.A. w Nowym Czarnowie (ciepło sprzedane – 5.116.126 GJ, energia elektryczna sprzedana – 6.256,4 GWh),
- Elektrociepłownia „Gorzów” S.A. w Gorzowie Wielkopolskim (ciepło sprzedane – 2.400.373 GJ, energia elektryczna sprzedana – 645 GWh),
- Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A. w Zielonej Górze (ciepło sprzedane – 2.083.435 GJ, energia elektryczna sprzedana – 82,5 GWh),
- Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Szczecinie (ciepło wytworzone – 1.001.006 GJ, ciepło sprzedane – 5.240.261 GJ),
- Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Koszalinie (ciepło sprzedane – 1.378.078 GJ),
- Zakład Energoelektryczny „Energo – Stil” Sp. z o.o. w Gorzowie Wielkopolskim (ciepło sprzedane – 942.214 GJ),
- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Zielonej Górze (ciepło sprzedane – 885.480 GJ).

Na terenie obu województw działają 4 spółki dystrybucyjne energii elektrycznej:

- Energetyka Szczecińska S.A. w Szczecinie,
- Zakład Energetyczny Koszalin S.A. w Koszalinie,
- Zakład Energetyczny Gorzów S.A. w Gorzowie Wielkopolskim,
- Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A. w Zielonej Górze.

Spółki te obsługują 1.080.211 odbiorców i w 2000 r. sprzedały im łącznie 6.751 GWh energii elektrycznej. Jednocześnie zakupiły energię elektryczną produkowaną w skojarzeniu z ciepłem oraz energię elektryczną ze źródeł niekonwencjonalnych w ilości 382,10 GWh i 103,62 GWh,

co stanowi odpowiednio 5,66% i 1,53% w stosunku do energii sprzedanej.

W zasięgu terytorialnym oddziału działa 67 niekonwencjonalnych i odnawialnych źródeł energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej 4,461 MW. Są to 2 elektrownie wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej 0,885 MW, 4 elektrownie na biogaz o mocy 1,22 MW oraz 64 elektrownie wodne o mocy 2,356 MW.

W miejscowości Pyrzyce działa przedsiębiorstwo „Geotermia Pyrzyce”, która w procesie technologicznym wytwarzania ciepła wykorzystuje energię wód termalnych oraz gazu ziemnego. Roczna produkcja ciepła w kotłowni geotermalnej o mocy zainstalowanej 50 MW wynosi aktualnie 158.450 GJ.

Działalność związana z zaopatrzeniem odbiorców w gaz prowadzona jest przede wszystkim przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie za pośrednictwem zakładów gazowniczych w Szczecinie i Koszalinie oraz w Zgorzelcu i Poznaniu. Dodatkowo przesyłem i dystrybucją gazu na terenie woj. zachodniopomorskiego zajmuje się również KB-Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o. w Szczecinie.

### **Odbiorcy paliw i energii**

Największymi odbiorcami przemysłowymi energii elektrycznej w regionie są:

- Zakłady Chemiczne „Police” S.A. (moc zamówiona – 50 MW, zakup – 280 GWh),
- Fabryka Papieru „Szczecin – Skolwin” S.A. (odpowiednio 25 MW i zakup 130 GWh),
- Stocznia Szczecińska – Porta Holding S.A. (20 MW i 80 GWh),
- Fabryka Kabli „Załem” S.A. (10 MW i 60 GWh).

Spółki te uzyskały prawo dostępu do usług przesyłowych TPA.

Głównym odbiorcą gazu ziemnego w regionie są Zakłady Chemiczne „Police” S.A., które w ciągu roku zużywają około 450 mln Nm<sup>3</sup>.

Do głównych odbiorców ciepła należą odbiorcy komunalni, czyli spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe oraz towarzystwa budownictwa mieszkaniowego. Na terenie Szczecina największym odbiorcą ciepła jest „mieszkaniówka”, która łącznie zakupuje 3.181.363 GJ oraz oświata, która rocznie odbiera 561.077 GJ. Przemysł zakupuje 347.058 GJ a najwięcej Stocznia Szczecińska – Porta Holding S.A., która na koniec 2000 r. zamówiła 92,5 MW energii elektrycznej i zakupiła 136.909 GJ ciepła.

### **Działalność regulacyjna**

■ 95 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło otrzymało: 86 koncesji na wytwarzanie ciepła, 79 koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz 19 koncesji na obrót ciepłem.

W ramach rozpatrywania wniosków w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła, pracownicy oddziału przeprowadzili kontrolę zgodności warunków prowadzenia działalności gospodarczej z koncesjami udzielonymi przedsiębior-

Rysunek 11. Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze i ich taryfy



stwem energetycznym. W ramach tej kontroli nie stwierdzono prowadzenia działalności gospodarczej bez wymaganych koncesji.

Do 31 grudnia 2000 r., spośród 95 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych 59 przedsiębiorstw posiadało zatwierdzoną taryfę dla ciepła, a udział ich mocy zainstalowanej wynosił 3.478 MW i stanowił 69% mocy wszystkich 95 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność koncesjonowaną na terenie oddziału (5.043 MW).

Do tej pory, z wnioskami o zatwierdzenie taryfy dla ciepła nie wystąpiło 29 przedsiębiorstw energetycznych, których łączna moc zainstalowana wynosi 481 MW, co stanowi 9,5% mocy wszystkich koncesjonariuszy.

W przypadku 7 przedsiębiorstw energetycznych, które wystąpiły z wnioskami o zatwierdzenie taryfy dla ciepła, ale postępowanie administracyjne zostało umorzone, pozostawione bez rozpoznania lub zawieszono bądź odmówiono zatwierdzenia taryfy, moc zainstalowana wynosi 1.084 MW, co stanowi 21,5% mocy wszystkich 95 przedsiębiorstw ciepłowniczych. Dane te ilustruje graficznie rysunek 11.

W 2000 r. w oddziale zatwierdzono 34 taryfy dla ciepła, w tym: 21 pierwszych taryf i 13 drugich.

Średni wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat w 2000 r. dla zatwierdzonych taryf dla ciepła wyniósł 4,76%.

Dla odbiorcy końcowego, średnia jednoskładnikowa cena ciepła, wynikająca z zatwierdzonych w 2000 r. taryf wynosi 24,59 zł/GJ dla wytwarzania ciepła oraz 29,69 zł/GJ łącznie dla wytwarzania i przesyłania ciepła.

W związku z nowelizacją ustawy *Prawo energetyczne* oddział wydał 49 decyzji dostosowujących zatwierdzone taryfy dla ciepła do zmienionych przepisów w zakresie stawek opłat za usługi przesyłowe i stawek opłat za przyłączenie do sieci ciepłowniczej oraz przedłużających stosowanie bazowych cen i stawek opłat zatwierdzonych w pierwszych taryfach dla ciepła.

■ Do Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego w Szczecinie wpłynęło 114 skarg i zażaleń dotyczących

działalności przedsiębiorstw energetycznych. Rozpatrywane sprawy dotyczyły:

- energii elektrycznej – 50 skarg (głównie nielegalny pobór energii oraz zagadnienia związane z budową i nieodpłatnym przekazaniem przyłączy),
- ciepła – 54 skargi (przede wszystkim zarzuty związane z warunkami umów sprzedaży ciepła, w tym jego ceny),
- gazu – 10 skarg (zawieranie umów sprzedaży i przyłączenia do sieci gazowej oraz ceny gazu).

W 13 przypadkach wszczęto postępowanie administracyjne, z których 11 zakończyło się decyzjami administracyjnymi, natomiast 2 sprawy są w toku postępowania dowodowego. Spośród zakończonych postępowań administracyjnych 2 zakończyły się pozytywnie dla wnioskodawcy, 3 negatywnie, a w 6 przypadkach postępowanie umorzono. W 3 przypadkach wnioskodawcy odwołali się do Sądu Antymonopolowego.

Ponadto zakończono pozytywnie dla wnioskodawców 4 postępowania administracyjne wszczęte w 1999 r.

Wszystkie sprawy nie wymagające wszczęcia postępowania administracyjnego (101) zostały wyjaśnione i zakończone.

■ W okresie sprawozdawczym oddział przeprowadził 35 kontroli przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców. Kontrole przeprowadzono na skutek skarg odbiorców energii elektrycznej i paliw gazowych. Dotyczyły one głównie nieprawidłowości przy przeprowadzaniu kontroli przez pracowników zakładów energetycznych oraz odmowy zawarcia umowy sprzedaży gazu i energii elektrycznej. W 2 przypadkach wydano decyzje nakazujące przedsiębiorstwom energetycznym zawarcie umów z odbiorcami.

■ Skontrolowano dwa przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie utrzymywania wymaganych zapasów paliw. W jednym z przypadków nie stwierdzono nieprawidłowości, natomiast druga kontrola wykazała nieprawidłowości polegające na niedotrzymaniu obowiązku gromadzenia za-

pasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców. 24 sierpnia 2000 r. wydano decyzję nakładającą na przedsiębiorstwo karę pieniężną, która została wpłacona.

■ Prawidłowość stosowania taryf dla energii elektrycznej i ciepła kontrolowano podczas rozpatrywania skarg odbiorców dotyczących wysokości cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania. Przeprowadzono 10 kontroli pod względem prawidłowości stosowania taryf, w tym: dla energii elektrycznej – 3, zaś dla ciepła – 7. W 2 przypadkach stwierdzono niezgodność stosowanych cen i stawek opłat z cenami i stawkami zatwierdzonymi w taryfach. W obu przypadkach nakazano przedsiębiorstwom usunięcie nieprawidłowości, a dodatkowo na jedno przedsiębiorstwo nałożono karę pieniężną, która została wpłacona.

W trakcie procesu taryfowania pracownicy oddziału przeprowadzili 39 kontroli, które dotyczyły m.in.:

- zgodności przedmiotowej i podmiotowej przedstawionych do zatwierdzenia taryf z otrzymanymi koncesjami,
- weryfikacji kosztów w celu ustalenia kosztów uzasadnionych stanowiących podstawę kalkulacji bazowych cen i stawek opłat w taryfie,
- zasadności przyjętych cen paliw i ich parametrów technicznych,
- weryfikacji planów modernizacji i rozwoju,
- prawidłowości stosowanych cen według zatwierdzonych taryf,
- analizy sprawozdań z działalności przedsiębiorstw koncesjonowanych.

■ W 6 przedsiębiorstwach energetycznych przeprowadzono kontrole, dotyczące przestrzegania obowiązku posiadania przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, kwalifikacji potwierdzonych świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne. Wykazały one, że osoby zatrudnione bezpośrednio przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych w większości przypadków posiadają odpowiednie kwalifikacje. W jednym przypadku wszczęto postępowanie administracyjne w sprawie nałożenia kary pieniężnej.

■ Oddział prowadził 3 postępowania administracyjne w sprawie nałożenia kary pieniężnej na przedsiębiorstwa energetyczne. Dwa postępowania zostały zakończone, jedno jest w toku. Do właściwych urzędów skarbowych wpłynęła kwota 108.684,28 zł.

■ Oddział wraz z Urzędem Marszałkowskim Województwa Zachodniopomorskiego zorganizował cykl spotkań z przedstawicielami gmin i przedsiębiorstw energetycznych na temat potrzeby planowania rozwoju regionalnej energetyki. Spotkania z przedstawicielami gmin i przedsiębiorstw energetycznych odbyły się w Wałczu, Szczecinie, Koszalinie i Pyrzycach oraz o bardziej lokalnym charakterze w Policach, Świnoujściu i Gorzowie Wlkp. Z dyskusji na spotkaniach nasuwają się następujące wnioski:

- zaangażowanie gmin w tworzenie projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jest znikome,
- występuje brak świadomości władz gmin o potrzebie planowania rozwoju energetyki,
- gminy nie mają wydzielonych środków finansowych na działalność planistyczną, nie są też przygotowane organizacyjnie i kadrowo.

■ W 2000 r. w województwie zachodnio-pomorskim odnotowano liczne skargi odbiorców, w związku z treścią nowych umów sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług przesyłowych wprowadzanych przez Energetykę Szczecińską S.A. Oddział przeanalizował wzory tych umów pod kątem zgodności z przepisami ustawy *Prawo energetyczne*. Do Energetyki Szczecińskiej S.A. przesłano uwagi i zastrzeżenia dotyczące zapisów umowy niezgodnych z ustawą, bądź ustalonych przez przedsiębiorstwo w sposób jednostronny i tendencyjny, świadczący o nierównym traktowaniu odbiorcy jako strony umowy. Zarząd Energetyki Szczecińskiej S.A. uznał zasadność przedstawionych zarzutów i opracowano nowy projekt umowy sprzedaży energii elektrycznej, uwzględniający zgłoszone opinie oddziału.

■ Poważne konflikty pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a ich odbiorcami zrodziło postępowanie niektórych przedsiębiorstw ciepłowniczych (głównie z udziałem kapitału zagranicznego). Charakterystyczne dla tej grupy przedsiębiorstw było:

- stosowanie wysokich cen ciepła w oparciu o przeliczniki kosztów wprowadzone w zawartych z odbiorcami umowach,
- intensywne poszerzanie zakresu swojej działalności,
- nieuregulowanie spraw taryfowych bądź przedkładanie niekompletnych i wadliwych wniosków taryfowych,
- kalkulowanie szybkiego zwrotu wniesionego kapitału i wysokiej stopy zysku,
- częste zmiany siedziby, nazwy firmy lub pełnomocników upoważnionych do reprezentowania przedsiębiorstwa.

W projektach taryf tych przedsiębiorstw ceny i stawki opłat są kilkakrotnie wyższe od cen i stawek przedkładanych do zatwierdzenia przez inne przedsiębiorstwa energetyczne i tym samym znacznie odbiegają swoją wysokością od średnich krajowych cen ciepła. Ceny proponowane do zatwierdzenia przez te przedsiębiorstwa kształtują się w granicach od 10 tys. zł/MW do 19,5 tys. zł/MW za zamówioną moc cieplną, a ceny ciepła od 42,00 zł/GJ do 89,00 zł/GJ. W przeliczeniu na jednoskładnikową cenę ciepła daje to wartość nawet 186,00 zł/GJ. Brak chęci współpracy tych przedsiębiorstw w trakcie opracowywania wniosków o zatwierdzenie taryfy oraz nieudzielanie wyczerpujących i rzetelnych informacji o kosztach działalności ciepłowniczej powoduje, że żadne z nich nie posiada zatwierdzonej taryfy dla ciepła, co w konsekwencji prowadzi do licznych konfliktów z odbiorcami. Obecnie na terenie oddziału działa 5 takich przedsiębiorstw energetycznych.



### 3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku

Oddział działa na terenie województw pomorskiego i warmińsko – mazurskiego, podzielonych administracyjnie odpowiednio, na 123 i 116 gmin.

W oddziale zatrudnionych jest 16 pracowników, w tym: 2 osoby o wykształceniu prawniczym, 6 osób z wykształceniem wyższym ekonomicznym, 7 osób z wykształceniem wyższym technicznym. W 2000 r. 6 pracowników oddziału ukończyło studia podyplomowe, a 5 je rozpoczęło i kontynuuje. Ponadto większość pracowników brała udział w różnego rodzaju szkoleniach organizowanych przez Krajową Szkołę Administracji Publicznej, URE, lub w kursach językowych.

Dyrektorem oddziału od 6 kwietnia 1998 r. jest Grzegorz Liss.

#### Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na terenie obu województw zaopatrzeniem w energię elektryczną zajmują się 22 koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne, w tym:

- 4 spółki działające wyłącznie na obszarze dwóch województw, o łącznej sprzedaży energii elektrycznej około 7 000 GWh/rok, z których największą sprzedaż ma ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna S.A. w Gdańsku o 47% udziale w sprzedaży i liczbie odbiorców blisko 570 tysięcy,
- 6 przedsiębiorstw przesyłania, rozdziału i obrotu energią elektryczną, dla których działalność ta nie jest działalnością podstawową o łącznej sprzedaży energii 67 GWh/rok, z których największym przedsiębiorstwem jest Zarząd Morskiego Portu S.A. Gdańsk z 56% udziałem w sprzedaży,

- 2 elektrociepłownie zawodowe o mocy około 400 MW i produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu 1400 GWh/rok,

- 10 elektrociepłowni przemysłowych o mocy 196 MW i produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu 90 GWh/rok. Wśród 112 przedsiębiorstw mających koncesje na zaopatrywanie w ciepło jest:

- 21 przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, wśród których są przedsiębiorstwa o mocy w źródłach 1900 MW, ale również o mocy 1,63 MW,

- 91 przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w różnych źródłach i przesyłających je sieciami o różnych długościach i przepustowości, działających na obszarze kilku miejscowości, jak np. OPEC w Gdyni o mocy zamówionej 640 MW; działających wyłącznie w jednej miejscowości, będących jedynym lub dominującym przedsiębiorstwem zaopatrzenia w ciepło, z których największym jest GPEC w Gdańsku o mocy zamówionej przez odbiorców 700 MW, jak również przedsiębiorstwa działające na ograniczonym obszarze, jak np. „Tabex” Olecko, o mocy zamówionej 2 MW.

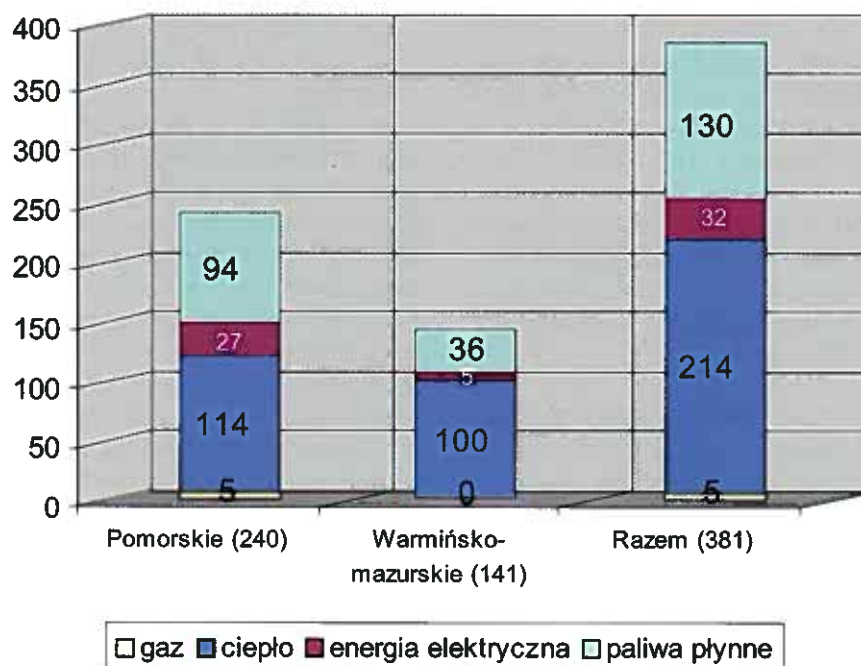
Koncesjonowane przedsiębiorstwa zaopatrzenia w gaz ziemny to:

- 1 spółka przesyłu, dystrybucji i obrotu gazem, Oddział Pomorski Okręgowy Zakład Gazownictwa w Gdańsku, działająca głównie na obszarze działania oddziału o sprzedaży gazu 342 mln m<sup>3</sup>,

- 2 przedsiębiorstwa przesyłania, rozdziału i obrotu gazem, z których największym jest PETROBALTIC, dla których działalność ta nie jest działalnością podstawową.

Ponadto na obszarze działania oddziału wytwarzana jest energia elektryczna ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, takich jak: 108 elektrowni wodnych o mocy łącznej rzędu 8 MW, 4 elektrownie wiatrowe o mocy łącznej 1,6 MW oraz 3 inne o mocy ogółem 1,6 MW.

Rysunek 12. Przedsiębiorstwa koncesjonowane wg województw. Stan na 31.12.2000 r.



### Odbiorcy paliw i energii

Wśród odbiorców poszczególnych nośników energii, najważniejszymi pod względem ich zużycia, są:

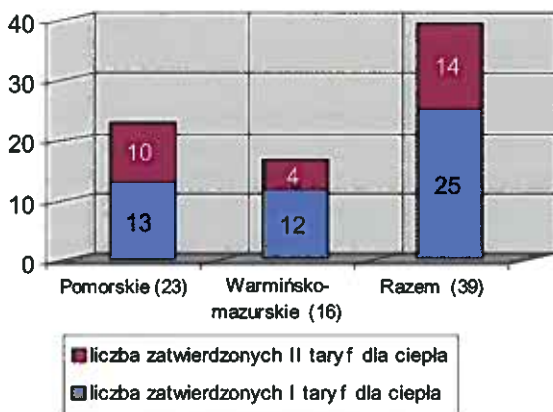
- energia elektryczna – odbiorcy komunalni, którzy w przypadku największej spółki dystrybucyjnej, ENERGA Gdańsk, stanowią 91% odbiorców o zużyciu energii 35% ogólnej sprzedaży,
- ciepło – odbiorcy komunalni, tacy jak spółdzielnie mieszkaniowe czy przedsiębiorstwa gospodarki komunalnej w miejscowościach działania poszczególnych przedsiębiorstw, jak np.: PGK w Gdańsku o mocy zamówionej 120 MW i zużyciu ciepła 800 000 GJ/rok,
- gaz ziemny – głównie odbiorcy komunalni, a największy odbiorca finalny zużywa zaledwie 0,3% ogólnej ilości gazu sprzedanego

Prawo do korzystania z usług przesyłowych nabyło czterech odbiorców, jednak żaden z nich z tego uprawnienia nie skorzystał, chociaż taką próbę w zakresie ciepłownictwa podjęły 3 olsztyńskie spółdzielnie mieszkaniowe.

### Działalność regulacyjna

- W 2000 r. jedynie 66 spośród 112 przedsiębiorstw koncesjonowanych do zaopatrzenia w ciepło wystąpiło z wnioskami o zatwierdzenie taryf dla ciepła.

Rysunek 13. Zatwierdzone taryfy dla ciepła

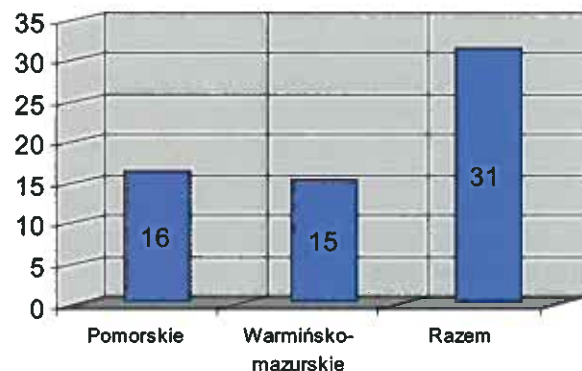


Średni wzrost cen i stawek opłat w zatwierdzonych taryfach w 2000 r. wyniósł 11,9% w przypadku taryf „pierwszych” oraz 9,63% w przypadku taryf „drugich”. Wzrost największy dla „pierwszej” taryfy wyniósł 44,2%, a najmniejszy – 3% i odpowiednio 24,88% oraz 1,52% dla taryfy „drugiej”, a wysokość wzrostu zależna była od uzasadnionych kosztów, zweryfikowanych podczas postępowania administracyjnego.

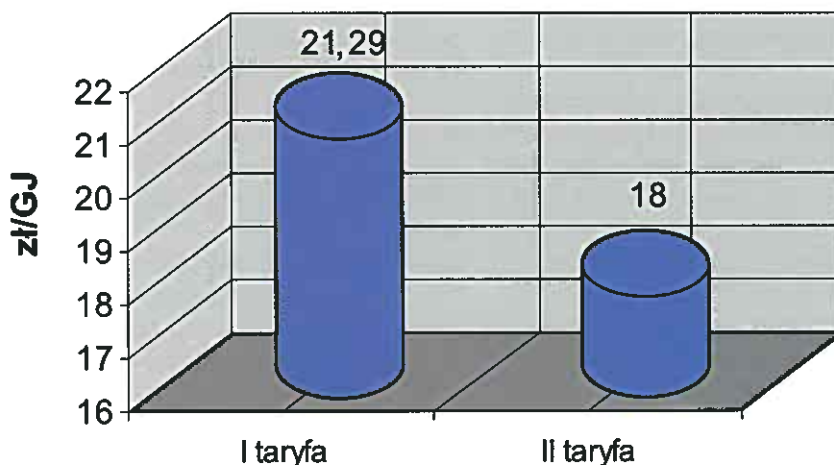
O problemach związanych z zatwierdzeniem taryf dla ciepła świadczy fakt, iż na 118 postępowań wszczętych w 2000 r., aż 25% z nich zostało umorzonych na wniosek przedsiębiorstwa, a 2 postępowania zakończyły się decyzją odmawiającą zatwierdzenia taryfy. Przyczynami tych decyzji były: nieprawidłowa kalkulacja proponowanych przez przedsiębiorstwa cen i stawek opłat, przyjmowanie do kalkulacji kosztów nie uzasadnionych, wliczanie do kosztów działalności koncesjonowanej innych kosztów, brak prawidłowej ewidencji kosztów w rozbiu na poszczególne rodzaje działalności lub nieprawidłowe ustalanie grup taryfowych i kosztów do nich przypisanych. Zmiana cen gazu i oleju opałowego wywołała konieczność zmian zatwierdzonych wcześniej taryf dla dwóch przedsiębiorstw energetycznych.

Znacznie większą liczbę wniosków o zatwierdzenie taryf złożono po wejściu w życie ustawy nowelizującej.

Rysunek 14. Decyzje zmieniające pierwsze taryfy dla ciepła



Rysunek 15. Średnia jednoskładnikowa cena w zatwierdzonych taryfach (w zł/GJ)



W okresie od 1 lipca do 24 listopada 2000 r. wpłynęło 39 wniosków taryfowych, 23 spośród nich zostało rozpatrzonych bezpośrednio w oparciu o przepisy ustawy, w sytuacji braku nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie zasad kalkulacji taryf dla ciepła.

■ W oddziale prowadzono 27 postępowań w sprawach spornych wszczynanych na wniosek strony, z czego większość dotyczyła ciepła. Z wnioskami o rozstrzygnięcie sporu występowali zarówno odbiorcy energii, jak i przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło (1 przypadek) lub je przesyłające (2 przypadki). Wydano łącznie 24 decyzje, od których w 5 przypadkach strona postępowania złożyła odwołanie do Sądu Antymonopolowego (w 2000 r. sprawy te nie zostały rozpatrzone).

Problematyka postępowań była zróżnicowana i obejmowała spory dotyczące zapisów umowy sprzedaży energii i nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii. Na wniosek strony wydano 6 postanowień o kontynuacji dostaw energii, w 6 przypadkach odmówiono wydania takiego postanowienia ze względu na brak niezbędnych ku temu przesłanek. Rozstrzygane sprawy odnosiły się do spornych punktów umów sprzedaży energii, w szczególności mocy zamówionej, granic eksploatacji i dostaw energii, sposobu i zasad rozliczeń za zużyta energię.

Szczególnie skomplikowane sprawy prowadzone przez oddział dotyczyły postępowania wniesionego przez 12 odbiorców o ustalenie treści umowy sprzedaży ciepła z przedsiębiorstwem energetycznym. Jednocześnie prowadzono postępowanie pomiędzy tym przedsiębiorstwem a wytwórcą ciepła (elektrociepłownią). W tej ostatniej sprawie istotnym problemem do rozstrzygnięcia była tabela regulacyjna temperatur wytwórcy ciepła (elektrociepłowni), który nie wyrażał zgody na, żądane przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne, obniżenie temperatury nośnika zasilającego sieć ciepłowniczą, z jednoczesnym zwiększeniem temperatury powrotu nośnika i przepływu, uzasadniając to względami produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu.

Niemniej skomplikowaną sprawą był spór o ustalenie zasad i treści umowy świadczenia usług przesyłowych przez przedsiębiorstwo dystrybucji ciepła. Trzech uprawnionych odbiorców, zużywających ponad 200 tys. GJ ciepła, postanowiło skorzystać z nabytego prawa, co z kolei spotkało się z negatywną reakcją przedsiębiorstwa przesyłowego, bojącego się utracić swoich dotychczasowych i znacznych odbiorców.

Wśród wniesionych spraw spornych, część dotyczyła energii elektrycznej, zwłaszcza zaś nieuzasadnionego wstrzymania jej dostaw. Przyczyną wstrzymania było z reguły, bądź stwierdzenie nielegalnego poboru energii, bądź nieuregulowanie należności z tytułu zużytej energii. W 10 przypadkach spory te rozstrzygnięto zgodnie z wnioskami odbiorców.

Rozpatrywano również skargi, które nie wymagały rozstrzygnięcia w trybie decyzji administracyjnej. W 104 przypadkach udzielono pełnych wyjaśnień lub skargi odesłano skarżącemu, jako skierowane niezgodnie z właściwością, a w 11 przypadkach przekazano wg właściwości do UOKiK.

Z analizy wyżej wymienionych skarg wynika, iż najwięcej

z nich dotyczyło zmian opłat wprowadzonych przez przedsiębiorstwa w nowych zatwierdzonych taryfach dla ciepła oraz stosowanych przez zarządców budynków sposobów rozliczania za zużyte ciepło. Wpływały też skargi odbiorców na sposoby rozliczeń za ciepło stosowane przez podmioty nie koncesjonowane. Wiele skarg dotyczyło stosowania przez przedsiębiorstwa zbyt wysokich opłat za przyłączenie do sieci elektrycznej. Kontrowersje budziły także niektóre zapisy zawarte w umowach sprzedaży ciepła, umowach na dostawę energii elektrycznej oraz umowach na dostawę gazu. Odbiorcy skarżyli się także na zasady określania mocy zamówionej, opłaty za oświetlenie ulic w gminie, opłaty za montaż liczników ciepła i energii elektrycznej, standardy jakości obsługi odbiorców, przyłączanie do sieci gazowej, stosowanie praktyk monopolistycznych oraz wydawanie warunków do projektowania węzłów.

■ Przeprowadzone kontrole interwencyjne w zakresie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców nie wykazały nieprawidłowości. Wpływające od odbiorców sygnały były na bieżąco przekazywane i omawiane z kierownictwem przedsiębiorstw, a występujące nieprawidłowości w obsłudze odbiorców zostały usunięte. Objęto kontrolą problemową jedno przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło, w wyniku czego stwierdzono brak wymaganego przepisami zapasu węgla, co stanowiło podstawę do wszczęcia postępowania o wymierzenie kary pieniężnej. Ponadto, w trakcie postępowań o zatwierdzenie taryf przeprowadzono kontrole bieżące, analizując koszty utrzymywania przez przedsiębiorstwo zapasów paliw.

■ Kontrole bieżące w zakresie przestrzegania warunków prowadzonej działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji wykazały w części kontrolowanych przedsiębiorstw nieprawidłowości dotyczące niedostosowania umów, braku sprawozdań z działalności koncesjonowanej, braku opracowanych programów racjonalnego zużycia paliw. Zalecenia pokontrolne skierowane do przedsiębiorstw zostały wykonane.

■ W ramach postępowań w sprawach o zatwierdzenia taryf, kontrolowano prowadzenie ewidencji księgowej, zgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy *Prawo energetyczne*. W 78 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości, wzywając przedsiębiorstwa do ich usunięcia, z czego aż w 31 przypadkach przedsiębiorstwa tego nie uczyniły, co uniemożliwiło zatwierdzenie ich taryf.

■ Przeprowadzono bieżące i interwencyjne kontrole stosowania przez przedsiębiorstwa cen i stawek opłat, i to zarówno w odniesieniu do przedsiębiorstw nie występujących w 2000 r. o zatwierdzenie cen i stawek opłat, jak i przedsiębiorstw mających zatwierdzone taryfy. Jedynie w 2 skontrolowanych przedsiębiorstwach, nie mających zatwierdzonej taryfy dla ciepła, stwierdzono stosowanie cen innych niż poprzednio, bez przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE. Natomiast w żadnym z kontrolowanych przedsiębiorstw z zatwierdzonymi taryfami nie stwierdzono stosowania cen i stawek opłat wyższych od zatwierdzonych.



■ Przeprowadzono 21 kontroli bieżących i interwencyjnych posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci. W 19 przedsiębiorstwach stwierdzono nieprawidłowości (nieprawidłowy wykaz stanowisk pracy, nieważne zaświadczenia, podejrzenie fałszerstwa). Zalecenia pokontrolne skierowane do 19 przedsiębiorstw, zostały wykonane. Kontrole ujawniły wiele sfałszowanych zaświadczeń kwalifikacyjnych, o czym powiadomiono organa ścigania. Ponadto wysłano do przedsiębiorstw informacje o nieważnych zaświadczeniach.

■ W wyniku stwierdzonych podczas kontroli nieprawidłowości w:

- utrzymywaniu wymaganych przepisami zapasów paliw,
- stosowaniu cen z pominięciem obowiązku przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE,

wszczęto trzy postępowania zakończone nałożeniem kar pieniężnych na przedsiębiorstwa o łącznej wysokości 65 000 zł. Kary zapłacono, bez odwoływania się do Sądu Antymonopolowego.

Ponadto w odniesieniu do jednego przedsiębiorstwa prowadzone było postępowanie w sprawie wprowadzenia do obrotu na obszarze kraju urządzeń nie spełniających wymagań określonych w art. 52 ustawy (art. 56 ust. 1 pkt 11). Na skutek zmiany przepisów, w trakcie postępowania, umorzono je.

■ Kontynuowano współpracę z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów, przedstawiając opinie w sprawach związanych z cenami na ciepło stosowanymi przez podmioty nie koncesjonowane, stosowania taryf na ciepło, przekazywania urządzeń na stan przedsiębiorstwa energetycznego, sposobów rozliczeń za ciepło stosowanych przez spółdzielnie mieszkaniowe. W trakcie roboczych konsultacji z dyrektorami delegatur w Gdańsku i w Bydgoszczy omówiono prowadzone przez UOKiK sprawy sporne: problemy z opłatami za przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wykonane w latach 1989–97, sprawy sporne związane z umowami sprzedaży ciepła, kwestie własności instalacji odbiorczych za węzłami grupowymi, postępowania w przypadkach cen i stawek opłat stosowanych przez podmioty nie koncesjonowane.

■ Przedstawiciele oddziału uczestniczyli także w wielu istotnych dla przedsiębiorstw energetycznych i ich odbiorców naradach, konferencjach i spotkaniach: w Izbie Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, w Zarządzie Miasta Sopotu, w spotkaniach z prezesami gdyńskich spółdzielni mieszkaniowych, w Urzędzie Miasta i Gminy w Goldapi – z przedstawicielami spółdzielni mieszkaniowych i innymi odbiorcami ciepła, w seminarium Powiatowych Rzeczników Praw Konsumentów w Okartowie k. Orzysza, w Międzynarodowych Targach Gdańskich. Na spotkaniach omawiano i wyjaśniano zasady zatwierdzania taryf, ich wprowadzania, rozliczeń z odbiorcami, warunki zawierania umów sprzedaży ciepła, energii elektrycznej lub gazu, prezentowano także zadania oddziału i uzyskane w regulacji rezultaty.

#### 4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu

Zasięg terytorialny Oddziału Zachodniego z siedzibą w Poznaniu obejmuje województwa: wielkopolskie i kujawsko-pomorskie, gdzie jest łącznie 370 gmin. Zatrudnienie ogółem: 16 osób, z tego 7 posiada wykształcenie techniczne, 6 ekonomiczne, 3 prawnicze. Trzy osoby podnoszą swoje kwalifikacje na wyższych uczelniach a jedna odbywa aplikację radcowską. Dwie osoby odbyły z wynikiem pozytywnym szkolenie przygotowawcze do służby cywilnej, a sześć osób uczestniczyło w szkoleniach z zakresu administracji publicznej.

Funkcję dyrektora oddziału od 6 kwietnia 1998 r. pełni Henryk Kanoniczak.

##### **Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego**

Liczba przedsiębiorstw energetycznych, posiadających co najmniej jedną koncesję wg stanu na koniec 2000 r. wynosiła 345, dla ciepła 290, dla energii elektrycznej 43, dla paliw ciekłych 195 i dla paliw gazowych 6.

Największym producentem energii elektrycznej jest Zespół Elektrowni „Pątnów-Adamów-Konin” S.A. (2338 MW) oraz elektrociepłownie w Poznaniu i Bydgoszczy wytwarzające energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu o łącznej mocy cieplnej osiągalnej 2527 MW i elektrycznej 545 MW.

Przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną zajmują się 4 spółki dystrybucyjne: Energetyka Poznańska S.A., Energetyka Kaliska S.A., Zakład Energetyczny Toruń S.A., Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A. Usługi dystrybucji świadczą również: Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A., Zakład Energetyczny Płock S.A., Zakład Energetyczny Gorzów S.A.

Elektrownia Wodna we Włocławku ma moc zainstalowaną 160 MW.

W przesyłaniu i dystrybucji ciepła główne przedsiębiorstwa to Poznańska Energetyka Ciepła S.A. i Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bydgoszczy, świadczące usługi przesyłowe na poziomie odpowiednio 890 MW i 1120 MW.

Głównymi dystrybutorami gazu ziemnego są: zakład gazowniczy w Bydgoszczy oraz zakład w Poznaniu, który dostarcza do odbiorców m.in. gaz pozyskiwany z krajowych złóż koło Ostrowa Wielkopolskiego.

##### **Odbiorcy paliw i energii**

Ponad 1000 GWh energii elektrycznej kupuje rocznie od wybranych przez siebie sprzedawców Huta Aluminium S.A. w Koninie, która jako jedyny z blisko dwudziestu odbiorców uprawnionych w regionie, korzysta z usług przesyłowych. Zakłady Azotowe Anwil S.A. we Włocławku zakupują rocznie około 600 GWh energii elektrycznej. Odbiorcami energii elektrycznej, dokonującymi rocznych zakupów ponad 300 GWh są: Zakłady Włókien Chemicznych Elana S.A. w Toruniu, Frantschach Świecie S.A. w Świeciu nad Wisłą i Kopalnia Węgla Brunatnego Konin w Kleczewie.

Głównymi odbiorcami ciepła są spółdzielnie mieszkaniowe (SM), z których największą jest SM Osiedle Młodych w Poznaniu, kupująca rocznie ponad 1200 tys. GJ. Inne duże spółdzielnie, kupujące ponad 600 tys. GJ rocznie to przykładowo: Poznańska SM, SM Winogrody w Poznaniu oraz Bydgoska SM. Wiele dużych spółdzielni mieszkaniowych uzyskało w 2000 r. prawo do korzystania z usług przesyłowych, które w ciepłownictwie często jest ograniczone względami technicznymi (przede wszystkim dostępem do źródeł oraz zasięgiem sieci ciepłowniczych).

Najwięcej gazu ziemnego zużywają Zakłady Azotowe Anwil S.A. we Włocławku – ponad 300 mln m<sup>3</sup> rocznie. Do głównych odbiorców gazu ziemnego na terenie Zachodniego Oddziału należą również huty szkła w: Ujściu, Gostyniu, Antoninku oraz Sierakowie, zużywające rocznie od 13 do 44 mln m<sup>3</sup>.

### Działalność regulacyjna

■ Do Zachodniego Oddziału Terenowego wpływały wnioski przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie zarówno pierwszych jak i drugich taryf dla ciepła.

Pracownicy oddziału badali zgodność danych zawartych we wniosku taryfowym przedsiębiorstwa energetycznego z aktualnie posiadaną przez nie koncesją, szczególnie w zakresie źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych oraz rodzaju stosowanego paliwa. Występujące nieścisłości korygowano w trakcie postępowania.

Przedkładane do zatwierdzenia taryfy często zawierały braki formalne, merytoryczne, błędy rachunkowe bądź były niekompletne, co skutkowało wzywaniem tych przedsiębiorstw do poprawienia lub uzupełnienia wniosków. Spowodowało to niekiedy wydłużenie 30-dniowego terminu rozpatrywania wniosków o czas oczekiwania na udzielenie odpowiedzi na wezwania. Tylko w przypadku kilku przedsiębiorstw udało się zatwierdzić taryfę bez wzywania do uzupełnienia wniosku.

Ogółem w 2000 r. w oddziale zatwierdzono razem 89 taryf dla ciepła. Wśród nich 25 do czasu nowelizacji ustawy *Prawo energetyczne*, natomiast 57 już według znówelizowanej ustawy *Prawo energetyczne*. Na wniosek 15 przedsiębiorstw, mających już zatwierdzone taryfy, ze względu na nowelizację ustawy dokonano dostosowania taryf do obowiązujących przepisów, szczególnie w zakresie uzmiennienia stawek opłat za usługi przesyłowe oraz stawek opłat za przyłączenie do sieci ciepłowniczej. Przedsiębiorstwa ciepłownicze w zasadzie deklarowały, iż nie będą pobierały odrębnych opłat za przyłączenie do sieci. Po 25 listopada 2000 r., czyli według nowego rozporządzenia taryfowego, wprowadzającego zupełnie odmienne podejście do stanowienia taryf, w oddziale rozpatrzono pozytywnie 7 wniosków taryfowych. Wśród nich zatwierdzono taryfę dla PEC Poznań, dostarczającego rocznie do odbiorców około 8 mln GJ ciepła. Taryfę tę zatwierdzono na 2,5 roku, stosując system regulacji bodźcowej, utożsamianej zazwyczaj z tzw. regulacją pułapu cenowego.

Od 17 lutego 1999 r. (zatwierdzenie pierwszej taryfy dla ciepła w Zachodnim Oddziale i w kraju) do 31 grudnia 2000 r., na obszarze działania oddziału, na 157 przedsiębiorstw któ-

re posiadały koncesje, pierwsze taryfy dla ciepła miało zatwierdzone 97, czyli ok. 62% (odpowiadało to ok. 75% mocy cieplnej zainstalowanej). Wydaje się, że powodem, dla którego około jedna trzecia przedsiębiorstw nie złożyła do tej pory wniosku o zatwierdzenie taryfy dla ciepła jest stosowanie cen pokrywających koszty prowadzenia działalności.

W ramach rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła podczas badania wniosków taryfowych, w 72 przypadkach stwierdzono konieczność uzyskania dodatkowych informacji niezbędnych do zatwierdzenia taryfy.

Istotą regulacji jest m.in. równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła. Wyrazem tego jest uznawanie w procesie taryfowania tylko tych pozycji kosztowych, które są uzasadnione. Oceniając przyjęte do kalkulacji bazowe ceny i stawki opłat planowanych kosztów modernizacji i rozwoju, należy zwrócić szczególną uwagę na stosowanie praktyk polegających na ustalaniu planów rozwoju przedsiębiorstw przerastających ich możliwości finansowe i wykonawcze, nie zawsze popartych analizą techniczno-ekonomiczną, których ukrytym celem jest uzyskanie wzrostu cen i stawek opłat ujętych w taryfie. Należy więc poddawać głębokiej analizie przedłożone plany ze szczególnym uwzględnieniem zasadności proponowanych zamierzeń i przełożenia ich na określenie wysokości współczynników korekcyjnych X. Można zaryzykować stwierdzeniem, że *iksem* przedsiębiorstwo *placi* za możliwość przyjęcia do kalkulacji bazowych cen i stawek opłat wspomnianych planowanych kosztów modernizacji i rozwoju. Modernizacja urządzeń powinna bowiem przynieść wzrost sprawności a rozwój – wzrost sprzedaży.

Zaskakujące są decyzje niektórych władz gminnych, będących właścicielami majątku produkcyjnego dzierżawionego przez przedsiębiorstwa energetyczne, które nakładają na te przedsiębiorstwa dzierżawę w wysokości znacznie przewyższającej amortyzację środków trwałych.

Przedsiębiorstwa składając wnioski taryfowe, proponowały często wzrost cen znacznie powyżej inflacji. Natomiast na podstawie zatwierdzonych taryf średni wzrost opłat za ciepło w 2000 r. (z uwzględnieniem terminu wprowadzenia) szacuje się na poziomie 3,2%. Przy czym symptomatyczne jest to, iż przy drugiej taryfie proponowane wzrosty były niższe niż przy pierwszej. Nie potwierdziły się zatem przewidywania przedsiębiorców protestujących często w trakcie zatwierdzania taryf, że tak niski wzrost cen nie wystarczy na pokrycie kosztów uzasadnionych.

Składając kolejne wnioski o zatwierdzenie taryf, przedsiębiorstwa coraz lepiej dostosowują się do wymagań regulacji, proponując ceny ciepła na społecznie akceptowalnym poziomie.

Na kilkanaście przypadków obniżek cen stosowanych dotychczas (średnio o 10%), większość dotyczyła przedsiębiorstw, dla których działalność ciepłownicza stanowiła niewielki udział w działalności ogółem. Symptomatyczne jest również to, iż najwyższe wzrosty cen dotyczyły podobnych przedsiębiorstw i jednocześnie tych, które stosowały dotychczas bardzo niskie ceny ciepła, subsydiując je swoją podstawową działalnością. Przykładem może być Kompania Piwowarska S.A. w Poznaniu, gdzie przy wzroście

cen o blisko 50%, średnia jednoskładnikowa cena ciepła wyniosła niespełna 20 zł/GJ.

Na podstawie zatwierdzonych taryf, średnie ważone ceny wynoszą: w zakresie wytwarzania ciepła 22,9 zł/GJ, w zakresie usługi przesyłowej 8,7 zł/GJ, czyli łącznie ok. 31,6 zł/GJ. Jednak zróżnicowanie tych cen w różnych przedsiębiorstwach jest znaczne i to m.in. zarówno ze względu na efekt skali, jak i na rodzaj stosowanego paliwa. Dla przykładu cena jednoskładnikowa dla trzech największych elektrociepłowni w zakresie wytwarzania wynosi ok. 20 zł/GJ, a dla typowych przedsiębiorstw ciepłowniczych w przedziale od 20 do 24 zł/GJ. Inaczej sytuacja wygląda w kotłowniach gazowych i olejowych. Tam ceny oscylują najczęściej w granicach od 40 do 50 zł/GJ. Można sobie zatem zadać pytanie o cenę jaką muszą zapłacić odbiorcy, by przedsiębiorstwa energetyczne mogły sprzedawać ciepło, spełniając wymagania ekologii. Udowadnia się, że ochrona środowiska usprawiedliwia produkcję ciepła drożej. Trudno podzielić taki pogląd, bowiem wytwarzając ciepło przy użyciu węgla, nie tylko wytwarzamy je relatywnie taniej, ale też jesteśmy w stanie respektować normy ochrony środowiska.

■ Sprawy sporne wniesione do oddziału dotyczyły elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych. Wydano trzy decyzje. Dwa spory zakończyły się umorzeniem postępowania, jeden decyzją rozstrzygającą sprawę co do istoty. Jedną sprawę umorzono na wniosek strony w związku z faktem, że zawarto umowę na dostarczanie energii elektrycznej (której brak był istotą sporu), a strona przeciwna nie wносиła zastrzeżeń wobec wniosku o umorzenie postępowania. Druga sprawa stała się bezprzedmiotowa i wymagała umorzenia z urzędu, ponieważ wnioskodawczyni nie miała tytułu prawnego do obiektu, a budynek, o którego podłączenie wnioskowała przestał istnieć. Trzecia sprawa, w której decyzja została wydana na korzyść odbiorcy, dotyczyła nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Po złożeniu odwołania przez zakład energetyczny, Prezes URE zmienił zaskarżoną decyzję na korzyść przedsiębiorstwa energetycznego. Aktualnie sprawa jest w Sądzie Antymonopolowym po odwołaniu odbiorcy.

■ W 2000 r. wpłynęła jedna skarga odbiorcy na parametry jakościowe obsługi odbiorcy energii elektrycznej. W wyniku dokonanych pomiarów sprzedawca energii elektrycznej stwierdził zaniżenie parametrów jakościowych i zastosował upust dla odbiorcy za niedotrzymanie poziomu napięcia.

■ Przeprowadzono kontrole w trzech elektrociepłowniach w: Poznaniu, Bydgoszczy i Kaliszu w zakresie utrzymywania wymaganych zapasów paliw. W jednym przypadku stwierdzono brak wymaganych zapasów węgla kamiennego.

■ Rozpatrzono 165 skarg na ceny i stawki opłat, z tego najwięcej, bo aż 115, dotyczyło ciepła. Nie stwierdzono nieprawidłowości. Po wyjaśnieniu sprawy odbiorca często nabierał przekonania, że rachunek za ciepło, gaz czy prąd jest prawidłowy i przedsiębiorstwo energetyczne go nie oszukiwało.

■ Wszczęto jedno postępowanie wobec wytwórcy ciepła za brak wymaganych zapasów paliw i wydano decyzję o nałożeniu kary na elektrociepłownię w wysokości 50.000 zł. Przedsiębiorstwo zapłaciło karę i złożyło odwołanie, które skierowano do Sądu Antymonopolowego.

■ W związku z nowelizacją ustawy *Prawo energetyczne* oraz związaną z tym zmianą rozporządzenia dotyczącego taryf dla ciepła, pracownicy oddziału brali udział w roboczych spotkaniach z grupami przedsiębiorstw energetycznych w celu wyjaśnienia stosowania w praktyce przepisów ustawy i rozporządzenia. Były to spotkania w: Gnieźnie, Krotoszynie, Kaliszu oraz Poznaniu. W spotkaniu poznańskim wzięli udział również prezesi największych spółdzielni mieszkaniowych oraz przedstawiciele dystrybutora i wytwórcy ciepła. Symptomatyczne było to, że spółdzielcy nie kwestionowali wysokości cen i stawek opłat lecz zabiegali o to, aby podwyżki były wprowadzane równocześnie przez wytwórcę i dystrybutora ciepła, nie częściej jednak niż raz na rok.

■ Przedstawiciele oddziału wzięli udział w konferencji zorganizowanej w Poznaniu przez lokalnego wytwórcę i dystrybutora ciepła oraz Politechnikę Poznańską, dotyczącej usprawnienia miejskiego systemu ciepłowniczego.

## 5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie

Oddział prowadzi działalność regulacyjną na terenie dwóch województw, tj. lubelskiego i podlaskiego, gdzie jest łącznie 330 gmin.

Oddział zatrudnia 10 pracowników posiadających wyższe wykształcenie, w tym 5 pracowników z wykształceniem technicznym, 3 pracowników z wykształceniem ekonomicznym i 2 pracowników z wykształceniem prawniczym. W ramach podnoszenia kwalifikacji zawodowych, wszyscy pracownicy oddziału uczestniczyli w szkoleniach i seminariach o tematyce umożliwiającej uzupełnienie posiadanej wiedzy oraz w kursach: służby przygotowawczej dla pracowników administracji, dla audytorów energetycznych, dla kandydatów na głównych księgowych, języka angielskiego.

Oddziałem kieruje od 9 listopada 1998 r. dyrektor dr Ryszard Rabięga.

### Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na terenie oddziału działalność energetyczną prowadzi 98 przedsiębiorstw posiadających koncesje, w tym: 77 przedsiębiorstw posiada koncesje na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło, 20 przedsiębiorstw na działalność związaną z zaopatrzeniem w energię elektryczną i 1 przedsiębiorstwo, tj. Zakłady Azotowe Puławy S.A., ma koncesję na przesyłanie i obrót gazem ziemnym.

Największymi producentami energii elektrycznej i ciepła są elektrociepłownie:

- Elektrociepłownia Białystok S.A. (moc osiągalna – elektryczna 155 MW, ciepła – 557 MW),



- Zakłady Azotowe „Pulawy” S.A. (112 MW i 604 MW),
- Daewoo Motor Polska Sp. z o.o. w Lublinie (21 MW i 481 MW),
- Elektrociepłownia Lublin – Wrotków Sp. z o.o. (moc osiągalna ciepła 442 MW).

Główne przedsiębiorstwa energetyczne przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej to:

- Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A. Lubzel S.A. – 649 MW,
- Zakład Energetyczny Białystok S.A. – 548 MW,
- Zamojska Korporacja Energetyczna S.A. – 361 MW.

Do głównych przedsiębiorstw energetycznych przesyłania i dystrybucji ciepła należą:

- Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Lublinie Sp. z o.o. – 621 MW,
- Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Białymstoku – 736 MW.

Dominującymi przedsiębiorstwami energetycznymi w przesyłaniu i dystrybucji gazu ziemnego są Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. – Oddział Zakład Gazowniczy w Lublinie – 178 mln m<sup>3</sup>/rok i Oddział Zakład Gazowniczy w Białymstoku – 89,9 mln m<sup>3</sup>/rok.

Niekonwencjonalne i odnawialne źródła energii elektrycznej, to 39 małych elektrowni wodnych o mocy do 380 kW oraz 3 elektrownie wiatrowe o mocy do 300 kW, a energii ciepłej to 4 kotłownie opalane biomasą o mocy do 1000 kW.

Wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu występuje w 3 elektrociepłowniach i w 2 mniejszych elektrociepłowniach przemysłowych, a także w cukrowniach.

### Odbiorcy paliw i energii

Najwięksi odbiorcy finalni energii elektrycznej to: Zakłady Azotowe „Pulawy” S.A. – 838 969 MWh, Cementownia „Chelm” – 143 237 MWh, Kopalnia Węgla Kamiennego „Bogdanka” S.A. – 140 135 MWh, Fabryka Łożysk Toczných Kraśnik S.A. – 73 226 MWh, Zakłady Płyt Wiórowych w Grajewie – 63 480 MWh, Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych – Adamowo – 61 561 MWh i Cementownia „Rejowiec” – 47 241 MWh. Wymienieni odbiorcy są uprawnieni do korzystania z usług przesyłowych, lecz nie korzystają z tego uprawnienia.

W grupie czołowych odbiorców finalnych ciepła znajduje się: 5 spółdzielni mieszkaniowych w Lublinie o zużyciu od 492 106 GJ do 227 698 GJ oraz 4 spółdzielnie mieszkaniowe i Zarząd Mienia Komunalnego w Białymstoku o zużyciu od 581 772 GJ do 291 143 GJ. Wymienieni odbiorcy ciepła mają prawo do korzystania z usług przesyłowych, lecz nie korzystają z tego prawa.

Największymi odbiorcami gazu ziemnego są Zakłady Azotowe „Pulawy” S.A. – 801,2 mln m<sup>3</sup>/rok, Daewoo Motor Polska Sp. z o.o. w Lublinie – 5,5 mln m<sup>3</sup>/rok, Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska Krasnystaw 3,2 mln m<sup>3</sup>/rok, Polser Siemiatycze – 2,8 mln m<sup>3</sup>/rok i Cukrownia Lublin – 2,2 mln m<sup>3</sup>/rok.

### Działalność regulacyjna

■ Na terenie działania oddziału koncesjonowaną działalność ciepłowniczą prowadziło 77 przedsiębiorstw, z czego w zakresie: wytwarzania ciepła – 16, wytwarzania ciepła

i przesyłania – 42, wytwarzania ciepła, przesyłania i obrotu ciepłem – 11, przesyłania i obrotu ciepłem – 7, obrotu ciepłem – 1 przedsiębiorstwo.

W związku z prowadzonym postępowaniem taryfowym monitorowano 11 przedsiębiorstw ciepłowniczych w zakresie realizacji warunków koncesyjnych, z czego 8 przedsiębiorstw spełniło wszystkie terminowe warunki koncesyjne. Ujawnione nieprawidłowości w pozostałych 3 przedsiębiorstwach dotyczyły braku lub częściowej realizacji następujących warunków koncesyjnych:

- zmniejszenia strat ciepła na przesył w sieciach ciepłowniczych,
- wyposażenia węzłów ciepłych w układy automatycznej regulacji,
- realizacji programu mającego na celu racjonalne i oszczędne zużycie paliw,
- realizacji programu działań własnych zmierzających do ograniczenia obciążenia środowiska.

■ Znowelizowanie ustawy *Prawo energetyczne* spowodowało konieczność dostosowania zatwierdzonych dotychczas taryf do zmienionych przepisów. Dotyczyło to taryf opracowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła i polegało głównie na podziale stawek opłat za usługi przesyłowe na dwie stawki: stałą i zmienną.

Przeprowadzono „aktualizację” dla 23 taryf zatwierdzonych po raz pierwszy i 3 taryf zatwierdzonych po raz drugi.

Do dnia wejścia w życie nowego rozporządzenia taryfowego Ministra Gospodarki wnioski taryfowe rozpatrywane były w oparciu o dotychczasowe rozporządzenie, z dostosowaniem go do zmiany ustawy *Prawo energetyczne*. Po wejściu w życie nowego rozporządzenia taryfowego, przedsiębiorstwa energetyczne nie składały wniosków taryfowych. Wystąpiła jednak konieczność przedłużania okresu obowiązywania taryf. Wydano 8 decyzji w sprawie zmiany okresu obowiązywania taryf.

W 2000 r. zostały zatwierdzone 42 taryfy dla ciepła, w tym 16 po raz pierwszy, a 26 po raz drugi. Na 77 przedsiębiorstw posiadających koncesje, 26 nie posiada jeszcze taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE.

W jednym przypadku stwierdzono niezgodność taryfy przedstawionej do zatwierdzenia Prezesowi URE z postanowieniami art. 45 ustawy *Prawo energetyczne*.

Część prowadzonych postępowań nie zakończyła się merytorycznym rozstrzygnięciem, lecz decyzjami o umorzeniu wydanymi na podstawie art. 105 § 2 kpa lub pozostawieniem wniosku bez rozpoznania. Dotyczyło to wnioskodawców, którzy nie uzupełnili w wymaganym terminie braków formalnych. Wydano łącznie 12 takich decyzji. Pięć przedsiębiorstw ponownie złożyło wnioski, które rozstrzygnięto decyzjami zatwierdzającymi taryfę.

Wszystkie wnioski taryfowe składane przez przedsiębiorstwa po raz pierwszy analizowane były pod kątem ograniczeń cenowych przewidzianych w § 54 ust. 2 i 3 rozporządzenia taryfowego. Na 16 zatwierdzonych pierwszych taryf, średni wzrost cen i stawek opłat w 14 taryfach nie był większy niż 15%. Tylko w 2 taryfach przekroczył

15%, co jednak było dopuszczalne zgodnie z § 54 ust. 4 rozporządzenia taryfowego (ze względu na poniesione straty na działalności ciepłowniczej).

W 2000 r. średni wzrost cen i stawek opłat w zatwierdzonych taryfach w stosunku do cen i stawek opłat poprzednio stosowanych wynosił 8,63%, w tym: 8,39% w woj. lubelskim, 8,88% w woj. podlaskim.

Przedkładane wnioski taryfowe dla ciepła zawierały braki formalne, merytoryczne, błędy rachunkowe, a także były niekompletne. Nadal powtarzały się błędy z poprzedniego roku, takie jak:

- traktowanie wszystkich wydatków poniesionych przez przedsiębiorstwo jako kosztów uzasadnionych,
- brak dostatecznego uzasadnienia przyjętej do kalkulacji marży zysku,
- niewłaściwy podział kosztów na poszczególne grupy odbiorców,
- używanie w taryfie definicji i określeń niezgodnych z przepisami,
- nieprawidłowe powoływanie się na obowiązujące przepisy,
- ustalanie w taryfie rodzajów cen i stawek opłat odmiennych od określonych w rozporządzeniu taryfowym.

■ W okresie sprawozdawczym oddział wydał 12 decyzji rozstrzygających spory w trybie art. 8 ust. 1 ustawy *Prawo energetyczne*. Sprawy sporne dotyczyły odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej i ciepła w 4 przedsiębiorstwach elektroenergetycznych i 8 – ciepłowniczych. Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego w dwóch sprawach umorzono toczące się postępowanie oraz wydano 1 decyzję odmawiającą wszczęcia postępowania.

Od wydanych 12 decyzji w sprawach spornych wpłynęło 9 odwołań, w tym we własnym zakresie zmieniono 1 decyzję oraz uchylono 1 decyzję i umorzono postępowanie w sprawie.

W 7 przypadkach odwołania przekazano do Sądu Antymonopolowego.

Współpracowano z delegaturami Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych – udzielano specjalistycznych opinii w zakresie energetyki oraz informacji w związku z postępowaniami prowadzonymi przez UOKiK. W 3 sprawach na 9, wydano opinie lub przeprowadzono postępowanie wyjaśniające, a 6 skierowano do rozpatrzenia zgodnie z właściwością.

- Kontrolą objęto 68 podmiotów, w 41 stwierdzono nieprawidłowości. Kontrolowano m.in.:
  - parametry jakościowe obsługi odbiorców – 5 kontroli,
  - wywiązywanie się z obowiązku posiadania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła do odbiorców – 5 kontroli,
  - prawidłowość stosowania taryf dla energii elektrycznej – 3 kontrole,
  - prawidłowość stosowania taryf dla ciepła – 25 kontroli,
  - ocena działalności przedsiębiorstw energetycznych

w ramach rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła – 27 kontroli,

- nakładanie kar pieniężnych; wszczęto 3 postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z ujawnieniem nieprawidłowości w prowadzonej przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności odnośnie do przestrzegania obowiązku gromadzenia zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw ciepła do odbiorców, z których 2 zostały zakończone wydaniem decyzji wymierzających kary za nieprzestrzeganie obowiązku gromadzenia zapasów paliw. Od powyższych decyzji wpłynęły odwołania, które przekazano do Sądu Antymonopolowego.

■ Skargi i wnioski odbiorców paliw i energii dotyczyły głównie podwyżek cen i stawek opłat za dostarczoną energię ciepłą. W zakresie energii elektrycznej skargi dotyczyły wysokości opłat za przyłączenie do sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców. Interessantom wyjaśniono wszystkie kwestie sporne i poinformowano o możliwości dochodzenia ewentualnych roszczeń.

■ Dyrektor oddziału uczestniczył w pracach Zespołu ds. Rozwoju Energetyki Województwa Lubelskiego w ramach ogólnej strategii rozwoju województwa. Ponadto pracownicy oddziału uczestniczyli w konferencjach organizowanych dla przedstawicieli samorządów w Białymstoku i Nałęczowie oraz w sesji Rady Gminy w Urzędowie (województwo lubelskie), na których omawiano następujące problemy:

- praktyczne aspekty Prawa energetycznego w gminach,
- gospodarka energetyczna w gminie,
- stosowanie taryfy dla energii elektrycznej.

■ Z inicjatywy oddziału wystąpiono do wszystkich organów samorządowych województw podlaskiego i lubelskiego o informacje o przedsiębiorstwach ciepłowniczych, nie podlegających obowiązkowi koncesjonowania oraz o poziomie cen i stawek opłat przez nie stosowanych. Uzyskane informacje dają oddziałowi pełny obraz potencjału energetycznego, jego lokalizacji, stanu technicznego pracujących urządzeń energetycznych oraz poziomu stosowanych cen i stawek opłat.

■ Pracownicy oddziału odbyli spotkania w Elektrociepłowni Białystok, EC Lublin Wrotków i MPEC Biała Podlaska. Dotyczyły one bieżących problemów występujących głównie na etapie wprowadzania taryf i pozwoliły na bliższe poznanie warunków technicznych i ekonomicznych funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz planowania w najbliższych latach inwestycji koncesjonariuszy w zakresie rozwoju i modernizacji.

■ Pracownicy oddziału uczestniczyli w następujących spotkaniach:

- konferencja naukowo-techniczna *Rynek energii ciepłej REC 2000* w Nałęczowie,
- seminarium na temat legalizacji liczników ciepła w Lublinie,
- seminaria *Warsztaty Regulatora* o aktualnych problemach w elektroenergetyce.

## 6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi

Zasięg terytorialny oddziału obejmuje obszar województw: łódzkiego i świętokrzyskiego a więc 279 gmin (odpowiednio 177 i 102 gminy).

Na 31 grudnia 2000 r. w oddziale zatrudnionych było 16 osób. Utrzymana jest tendencja zatrudniania osób o wysokich kwalifikacjach zawodowych; 15 osób posiada wykształcenie wyższe, z tego 2 osoby mają ukończone 2 fakultety, a 1 osoba posiada tytuł doktora nauk technicznych. W różnych formach szkolenia i doskonalenia zawodowego wzięło udział ogółem 15 pracowników oddziału; każdy uczestniczył średnio w 3 szkoleniach. 5 pracowników było uczestnikami szkoleń organizowanych przez Krajową Szkołę Administracji Publicznej. W szkoleniach organizowanych przez URE uczestniczyło 13 pracowników. 3 pracowników oddziału podniosło swoje kwalifikacje zawodowe kończąc studia podyplomowe w dziedzinie Rynki energii elektrycznej.

Funkcję dyrektora oddziału od 6 kwietnia 1998 r. pełni Jan Krzysztof Noworyta.

### Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na terenie tych dwóch województw działalność gospodarczą prowadzi 226 przedsiębiorstw koncesjonowanych, posiadających 356 koncesji do wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji paliw i energii oraz obrotu nimi. Zestawienie liczbowe wydanych koncesji przedstawiono na rysunku 16.

Lokalny sektor energetyczny charakteryzuje się dość dużą dywersyfikacją produkcji i sprzedaży energii i paliw. Największymi producentami energii elektrycznej na obszarze działania oddziału (a także w skali kraju) są:

- Elektrownia Belchatów o mocy zainstalowanej 4320 MW

i produkcji energii elektrycznej w 2000 r. w wysokości 25 784 769 MWh, co stanowiło ok. 20% zapotrzebowania krajowego,

- Elektrownia im. T. Kościuszki w Polańcu S.A., której moc zainstalowana wynosi 1800 MW, a wielkość produkcji energii była równa 6 650 394 MWh, co wynosiło ok. 5% popytu krajowego na energię.

Obie elektrownie należą do największych w kraju i produkujących najtańszą energię elektryczną, dlatego też ich prawidłowe i bezawaryjne funkcjonowanie ma bardzo istotny wpływ na kształtowanie się cen w krajowym systemie elektroenergetycznym.

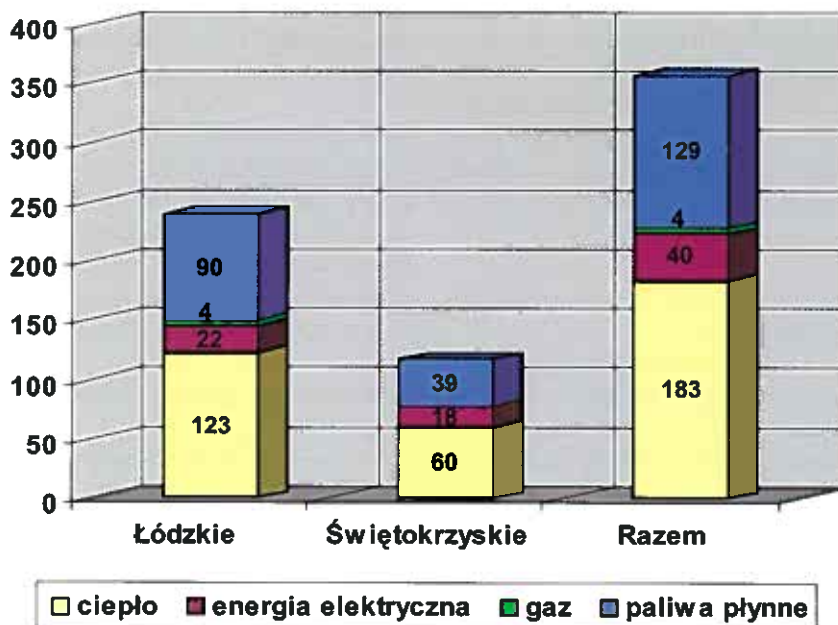
Główne przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej na terenie działania oddziału to:

- Zakład Energetyczny Łódź – Teren ZEŁ-T S.A., który w 2000 r. sprzedał 4 027 859 MWh energii elektrycznej, a moc szczytowa wynosiła 763 MW,
- Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko – Kieleckiego ZEOR K S.A., których sprzedaż wynosiła 3 975 688 MWh, a moc szczytowa była równa 875 MW,
- Łódzki Zakład Energetyczny ŁZE S.A. o sprzedaży równej 2 436 405 MWh i mocy szczytowej wynoszącej 548,8 MW. Łączna sprzedaż w tych zakładach energetycznych wyniosła 10 439 918 MWh, co stanowiło ok. 9% sprzedaży energii elektrycznej w Polsce.

Największymi przedsiębiorstwami wytwarzającymi i zaopatrującymi w ciepło są:

- Zespół Elektrociepłowni w Łodzi ZEC S.A., o mocy zainstalowanej 2 880 MW i produkcji wynoszącej 15 801 400 GJ, produkujący ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną,
- Elektrownia Belchatów S.A., o mocy zainstalowanej 375 MW i produkcji 2 056 443 GJ,
- Elektrociepłownia Kielce S.A., o mocy zainstalowanej 344 MW i produkcji 1 836 359 GJ.

Rysunek 16. Koncesje wg województw. Stan na 31.12.2000 r.





- Elektrownia im. T. Kościuszki w Polańcu S.A., o mocy zainstalowanej 130 MW i produkcji 1 841 046 GJ.

Główni dystrybutorzy ciepła (oprócz ZEC S.A. w Łodzi) to:

- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Belchatowie, które zamówiło 120 MW i sprzedało 1 133 987 GJ,
- Miejskie Przedsiębiorstwo Ciepłone Sp. z o.o. w Kielcach, które zamówiło 259 MW i sprzedało 1 836 359 GJ ciepła.

Przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem gazu zajmują się dwa zakłady wchodzące w skład struktury PGNiG w Warszawie:

- Oddział Zakład Gazowniczy „Gazownia Łódzka” w Łodzi, który sprzedał w 2000 r. 257 846 tys. m<sup>3</sup> gazu dla 384 380 odbiorców,
- Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach, który sprzedał w tym samym okresie 118 547 tys. m<sup>3</sup> gazu dla 117 747 odbiorców.

### Odbiorcy paliw i energii

Największymi odbiorcami energii elektrycznej na obszarze działania oddziału są odbiorcy przemysłowi, których zużycie energii kształtuje się na następującym poziomie: Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów S.A. – 917 275 MWh, Huta „Ostrowiec” w Ostrowcu Świętokrzyskim – 592 504 MWh, PKP S.A. – 294 000 MWh, Lafarge–Cement Polska S.A. Małogoszcz – 218 063 MWh.

Największymi odbiorcami ciepła są przede wszystkim duże spółdzielnie mieszkaniowe i zakłady gospodarki komunalnej. Można tu wymienić m.in.: Pabianicką Spółdzielnię Mieszkaniową, która zamówiła 89,6 MW mocy i zakupiła 659 845 GJ ciepła, Spółdzielnię Mieszkaniową „Teofilów” w Łodzi – moc zamówiona 73 MW i kupno 631 436 GJ ciepła, Kopalnię Siarki „Osiek” w Grzybowie – moc zamówiona 57,75 MW i zakup 1 696 423 GJ ciepła.

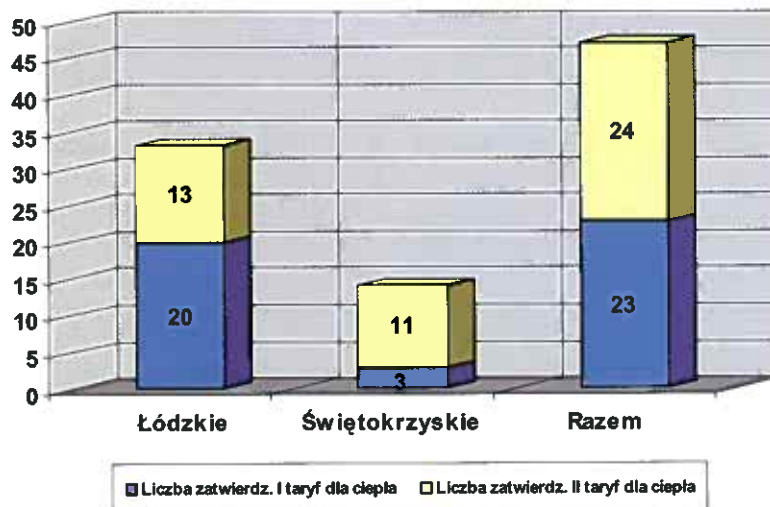
Dominującymi odbiorcami gazu na terenie województw łódzkiego i świętokrzyskiego są następujące zakłady: Ceramika Paradyż w Tomaszowie Maz. – 9 195 364 m<sup>3</sup>, Ferroxcube Polska w Skierniewicach – 5 340 635 m<sup>3</sup>, Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Radomsku – 4 354 628 m<sup>3</sup>, Huta Szkła w Kielcach – 3 657 130 m<sup>3</sup>.

Zgodnie z harmonogramem dostępu stron trzecich do sieci, 10 odbiorców energii elektrycznej było uprawnionych do skorzystania z zasady TPA, jednakże żaden z nich nie skorzystał z tego. Wynika to przede wszystkim z kłopotów, na jakie napotykają uprawnieni odbiorcy przy próbach zawierania umów o świadczenie usług przesyłowych z zakładami energetycznymi oraz braku jasno sprecyzowanych zasad prowadzenia tych usług. W przypadku paliw gazowych, żaden z odbiorców nie był uprawniony do korzystania z zasady TPA. W przypadku ciepła, to mimo niskiego progu (200 000 GJ), uprawniającego do korzystania z prawa do usług przesyłowych, nikt z niego nie skorzystał ze względu na brak alternatywnego dostawcy dołączonego do sieci ciepłowniczej.

### Działalność regulacyjna

■ Do 31 grudnia 2000 r. na terenie województw łódzkiego i świętokrzyskiego działały łącznie 93 przedsiębiorstwa prowadzące koncesjonowaną działalność gospodarczą w dziedzinie ciepłownictwa. W stosunku do 1999 r. liczba ciepłowniczych przedsiębiorstw koncesjonowanych zmalała o 6 podmiotów. Pracownicy oddziału podczas rozpatrywania wniosków w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła, przeprowadzali jednocześnie kontrolę zgodności warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne z udzielonymi tym przedsiębiorstwom koncesjami. Nie stwierdzono prowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji. W kilku przypadkach, pomimo zaprzestania określonego rodzaju działalności, przedsiębiorstwa energetyczne zdecydowały się do utrzymania udzielonych koncesji. W przypadku zmian w warunkach prowadzonej działalności, przedsiębiorstwa energetyczne występowały do Prezesa URE z wnioskami o zmianę warunków koncesyjnych. Według danych podawanych przez Departament Koncesji URE, w roku 2000, dla zasięgu terytorialnego oddziału dokonano ogółem 92 zmiany decyzji koncesyjnych, z czego 66 zmian w decyzjach koncesyjnych przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą na terenie województwa łódzkiego i 26 zmian w decyzjach przedsiębiorstw z województwa świętokrzyskiego.

Rysunek 17. Zatwierdzone taryfy dla ciepła



■ Zmiana stanu prawnego spowodowała, że w 2000 r. taryfy składane przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją lub obrotem ciepłem rozpatrywane i zatwierdzane były na podstawie różnych przepisów prawnych (ze względu na nowelizację Prawa energetycznego i rozporządzeń wykonawczych). Wymagało to oprócz zatwierdzania nowych taryf przeprowadzenia 55 korekt w taryfach już obowiązujących. W okresie sprawozdawczym oddział rozpatrywał łącznie 56 nowych wniosków taryfowych, z których 47 rozpatrzono pozytywnie, 3 postępowania umorzono, a 6 wniosków znajduje się w trakcie postępowania. Szczegółowe zestawienie liczbowe procesu taryfikacji przedstawiono na rysunku 17. Średni wzrost cen ciepła w zatwierdzonych taryfach wyniósł 5,68%, przy czym dla taryf województwa łódzkiego wzrost ten był równy 5,27%, a dla taryf województwa świętokrzyskiego 7,75%.

■ W 2000 r. w oddziale rozpatrzono 219 spraw spornych, 90 dotyczących energii elektrycznej, 127 – ciepła i 2 sprawy dotyczące paliw gazowych.

Przedmiotem rozstrzygnięć na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy *Prawo energetyczne*, od których wniesiono odwołania do Sądu Antymonopolowego, były sprawy dotyczące:

- sporów co do zasadności wstrzymania dostawy energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne po stwierdzeniu nielegalnego pobierania energii elektrycznej, polegającego na pobieraniu energii elektrycznej niezgodnie z umową lub bez zawartej umowy. Wydano 4 decyzje stwierdzające uzasadnione wstrzymanie dostawy energii elektrycznej. Od wszystkich tych decyzji, podmioty pobierające nielegalnie energię elektryczną wniosły odwołania do Sądu Antymonopolowego,
- sporu co do warunków umowy o dostawę energii elektrycznej. Wydano decyzję kształtującą umowę o dostawę energii elektrycznej poprzez ustalenie przynależności odbiorcy energii elektrycznej do grupy taryfowej. Od decyzji tej odbiorca wniósł odwołanie do Sądu Antymonopolowego.

Jednocześnie prowadzono postępowanie w sprawie sporu między dostawcą a 28 odbiorcami ciepła w Belchatowie, dotyczące ukształtowania treści umowy sprzedaży ciepła dla odbiorców indywidualnych. Decyzje zostaną wydane do końca I kw. 2001 r.

■ Kontrole kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych przeprowadzone zostały w 8 przedsiębiorstwach energetycznych podległych właściwości rzeczowej oddziału. W dwóch jednostkach kontrolowanych stwierdzono łącznie 62 uchybienia w wypełnianiu i wydawaniu świadectw kwalifikacyjnych na ogólną liczbę 393 sprawdzonych świadectw kwalifikacyjnych. Z upoważnienia Prezesa URE dyrektor oddziału skierował do jednostek kontrolowanych 4 zalecenia pokontrolne, które zostały zrealizowane w wymaganym terminie. W pozostałych kontrolowanych jednostkach nieprawidłowości nie stwierdzono.

■ Kontrole prawidłowości stosowania i wprowadzania w życie taryf dla energii elektrycznej i ciepła przeprowadzono podczas rozpatrywania skarg odbiorców dotyczących wysokości cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania. W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 163 takie kontrole, w tym kontrole prawidłowości stosowania taryf dla energii elektrycznej dotyczyły 70 skarg, zaś dla ciepła – 93 skarg. Kontrole miały na celu ustalenie prawidłowości rozliczeń za ciepło lub energię elektryczną między odbiorcą i przedsiębiorstwem energetycznym, prawidłowości stosowania cen i stawek opłat, w tym opłat za przyłączenie do sieci, opłat z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej. Kontrole dotyczyły również prawidłowości przyporządkowania odbiorców do poszczególnych grup ustalonych w taryfach. Nie stwierdzono nieprawidłowości w stosowaniu i wprowadzaniu w życie taryf dla energii elektrycznej i dla ciepła.

■ Dokonano 3 kontroli przestrzegania parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców. Zostały one przeprowadzone na skutek skarg odbiorców energii elektrycznej i dotyczyły częstych przerw w zasilaniu w energię elektryczną. Okazało się, że przerwy w dostawie energii elektrycznej spowodowane były wyłączeniami awaryjnymi bądź planowanymi wyłączeniami w związku z pracami eksploatacyjnymi na sieciach i nie przekraczały dopuszczalnych limitów czasowych określonych w rozporządzeniu przyłączeniowym. Awarie były niezwłocznie usuwane. W jednym przypadku przedsiębiorstwo energetyczne podjęło działania inwestycyjne i modernizacyjne celem zapewnienia odbiorcom energii elektrycznej odpowiednich parametrów jakościowych dostaw.

■ Postępowaniem wyjaśniającym w sprawie przestrzegania obowiązku utrzymywania wymaganych zapasów paliw, objęte zostały następujące przedsiębiorstwa: Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A., Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o. oraz Elektrownia im. T. Kościuszki S.A. z siedzibą w Połańcu. W toku postępowania ustalono, że niedobory zapasów paliw wystąpiły w dwóch ostatnich przedsiębiorstwach. Występowanie niedoboru zapasów paliw w I kw. 2000 r. uznano za bezsporne i wobec tego wymierzono karę pieniężną Elektrowni im. T. Kościuszki S.A. z siedzibą w Połańcu w kwocie 92.524 zł oraz Elektrociepłowni Zduńska Wola Sp. z o.o. z siedzibą w Zduńskiej Woli w kwocie 10.456 zł. Przedsiębiorstwa nie odwołały się od decyzji i w wyznaczonym terminie wpłaciły nałożone kary.

■ W okresie sprawozdawczym oddział współpracował z organami zarządzającymi miast i gmin w planowaniu zaopatrzenia miast w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Podczas spotkań przedstawiano zarządom gmin korzyści wynikające z posiadania założeń do planu zaopatrzenia w energię, takie jak: obniżenie kosztów energii, poprawę stanu środowiska czy rozbudowę sieci energetycznych. W trakcie spotkań podejmowano zagadnienie sposobu wprowadzenia i akceptacji przez odbiorców zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy dla ciepła, zwracano uwagę na problemy pojawiające się po wyzbyciu się przez władze gminne mienia komunalnego przedsiębiorstw ener-

tycznych. W sumie odbyło się 10 takich spotkań. Jednocześnie dyrektor oddziału brał udział jako obserwator w posiedzeniach Komitetu Sterującego planem zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Łodzi, powołanego decyzją Prezydenta Miasta.

■ W ramach działalności publicystycznej i informacyjnej ukazały się następujące publikacje pracowników oddziału: 3 artykuły z dziedziny zastosowania prawa energetycznego w Biuletynie Techniczno-Informacyjnym Zarządu Oddziału Łódzkiego SEP, oraz rozdział pt. *Tworzenie konkurencyjnych rynków energii elektrycznej w świecie – doświadczenia australijskie, wnioski dla Polski* w książce *Konkurencja, regulacja i prywatyzacja sektora energetycznego*, wydanej w ramach serii wydawniczej Instytutu Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk.

■ Udział pracowników oddziału w seminariach, sympozjach i konferencjach dotyczył przede wszystkim tematyki zastosowań prawa energetycznego i problematyki związanej z założeniami do planu zaopatrzenia gmin w media energetyczne. Wygłoszono 5 referatów i przeprowadzono jedno szkolenie.

■ Zorganizowano 5 spotkań z zarządami i kierownikami rejonów miejscowych zakładów energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej i gazu. Omówiono regulacje prawne zawarte w prawie energetycznym i rozporządzeniach wykonawczych, ze szczególnym uwzględnieniem problemów dotyczących nielegalnego poboru energii i paliw oraz przyłączania nowych odbiorców do sieci.

## 7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu

Oddział prowadzi działalność na obszarze województw dolnośląskiego i opolskiego, podzielonych administracyjnie odpowiednio na 169 i 71 gmin.

Oddział zatrudnia 15 osób z wyższym wykształceniem,

w tym 4 osoby – wykształcenie ekonomiczne (1 osoba z tytułem doktora), 4 osoby – prawnicze, 7 osób – techniczne. W ramach podnoszenia kwalifikacji zawodowych, 3 osoby ukończyły podyplomowe studia ekonomiczne. Jedna osoba odbyła służbę przygotowawczą w służbie cywilnej w Międzywojewódzkim Centrum Szkolenia Administracji Publicznej i Obrony Cywilnej we Wrocławiu. Pracownicy oddziału brali także udział w szkoleniach organizowanych w ramach Warsztatów Regulatora oraz przez Krajową Szkołę Administracji Publicznej.

Dyrektorem oddziału od 10 kwietnia 1998 r. jest Wincenty Rękas.

### Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na obszarze wyżej wymienionych województw prowadzi działalność 268 przedsiębiorstw energetycznych, którym udzielono łącznie 421 koncesji.

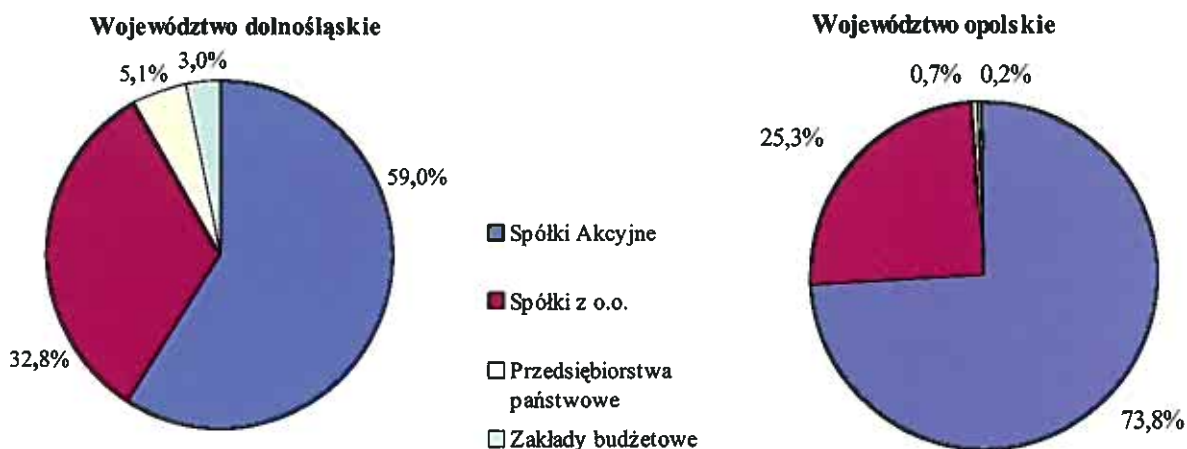
Na 31 grudnia 2000 r. stan koncesjonowania był następujący:

- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem – 193 koncesje w 99 przedsiębiorstwach energetycznych,
- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót energią elektryczną – 73 koncesje w 35 przedsiębiorstwach energetycznych,
- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót paliwami gazowymi – 21 koncesji w 10 przedsiębiorstwach energetycznych,
- wytwarzanie i obrót paliwami ciekłymi – 128 koncesji w 118 przedsiębiorstwach energetycznych,
- magazynowanie paliw ciekłych – 6 koncesji w 6 przedsiębiorstwach energetycznych.

Moc cieplna zainstalowana w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych wynosi 8640 MW, z tego w woj. Dolnośląskim – 5807 MW, a w woj. Opolskim – 2833 MW.

Sektor energetyczny w województwie dolnośląskim i opolskim jest bardzo zróżnicowany. Szczególnie dotyczy to ciepłownictwa, gdzie 40% zainstalowanej mocy w przedsiębiorstwach koncesjonowanych przypada na pięciu największych wytwórców. Pozostałe 60% zainstalowanej mo-

Rysunek 18. Przedsiębiorstwa wg formy prawnej i zainstalowanej mocy cieplnej





cy ciepłej należy do 94 przedsiębiorstw. Również w przesyłaniu i dystrybucji ciepła występują podobne skrajności. Z jednej strony wysoka koncentracja działalności, gdyż cztery przedsiębiorstwa obsługują 40% rynku, z drugiej strony 60% ciepła jest przesyłane przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność wytwórczo-dystrybucyjną oraz niewielkie przedsiębiorstwa przesyłowe o mocy zamówionej nie przekraczającej 1% udziału w rynku. Na rynku ciepłowniczym nieliczne są przypadki przedsiębiorstw zajmujących się obrotem. Ciepło kupowane w celu odsprzedaży jest uzupełnieniem własnych źródeł i zwykle stanowi zabezpieczenie dla potrzeb dostarczania ciepłej wody poza okresem grzewczym.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze prowadzą działalność w różnych formach organizacyjnych. Są to zarówno spółki akcyjne, spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, ale także choć nieliczne, przedsiębiorstwa państwowe i zakłady budżetowe. Forma prawna przedsiębiorstwa jest o tyle istotna, że ma wpływ na źródła pozyskiwania środków na finansowanie działalności ciepłowniczej. Część przedsiębiorstw zmieniała formę organizacyjną już po uzyskaniu koncesji, lub przejmowała majątek trwały, wcześniej będący w posiadaniu gminy. Wszystkie te zmiany zawsze znajdują odzwierciedlenie w postępowaniu taryfowym, mają bowiem wpływ na zmianę struktury kosztów.

Dolnośląski i opolski system ciepłowniczy był dynamicznie modernizowany z uwagi zarówno na wymagania ochrony środowiska, jak też z powodu jego znacznego zniszczenia w czasie powodzi w 1997 r. Modernizacje najczęściej są finansowane z funduszy ochrony środowiska, które udostępniano przedsiębiorstwom w formie kredytów preferencyjnych, a także ze środków Unii Europejskiej. Ze źródeł finansowania zewnętrznego skorzystały przede wszystkim: Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A., MPEC Wrocław S.A., PEC Lubań Sp. z o.o. W ramach modernizacji prowadzi się najczęściej wymianę sieci ciepłowniczych na preizolowane oraz wymianę kotłów węglowych na gazowe lub olejowe. Z uwagi na wysoki wzrost kosztów paliwa w modernizowanych źródłach ciepła, takich jak: Chocianów i Zawidów, gminy musiały uruchomić fundusze w formie dodatków mieszkaniowych z tytułu wzrostu cen ciepła.

Na Dolnym Śląsku interesującym przykładem jest modernizacja kotłowni z wykorzystaniem paliwa niekonwencjonalnego prowadzona przez Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Lubaniu, które spala słomę w kotłach o łącznej mocy zainstalowanej 4,5 MW. Docelowa wielkość mocy zainstalowanej w tym źródle wyniesie 8 MW. Obecnie udział tego ekologicznego paliwa w produkcji ciepła PEC Lubań stanowi 16%.

Ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną wytwarzane jest w 19 przedsiębiorstwach koncesjonowanych. Do tej grupy należą głównie elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, cukrownie oraz przedsiębiorstwa przemysłowe wytwarzające ciepło przede wszystkim na własne potrzeby produkcyjne. Udział ciepła wytwarzanego w skojarzeniu wyniósł 32,3% ogółu wytworzonego ciepła w przedsiębiorstwach, które zatwierdziły taryfy dla ciepła w 2000 r.

Największym producentem ciepła w skojarzeniu, a także największym wytwórcą ciepła w ogóle jest Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. o rocznej sprzedaży ciepła ok. 10 mln GJ.

Największymi producentami energii elektrycznej są Elektrownia „Opole” S.A. (moc zainstalowana 1.450 MW) i „Elektrownia Turów” S.A. (moc zainstalowana 2.105 MW).

Głównymi przedsiębiorstwami zajmującymi się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej są spółki dystrybucyjne – 4 spółki w województwie dolnośląskim i 1 spółka w województwie opolskim.

Wielkość energii elektrycznej zakupiona przez spółki dystrybucyjne z obcych źródeł odnawialnych wyniosła 25.127 MWh, a z elektrociepłowni pracujących w skojarzeniu – 1.557.388 MWh. Produkcja energii elektrycznej we własnych źródłach odnawialnych spółek dystrybucyjnych wyniosła 195.754 MWh.

Na Dolnym Śląsku zrodziła się inicjatywa utworzenia Południowo-Zachodniej Grupy Energetycznej – tzw. Grupy D-6. Skupiłaby ona przedsiębiorstwa Polski południowo-zachodniej i była otwarta na przystąpienie do niej innych spółek tego sektora. Ideą tego pomysłu jest stworzenie konsorcjum zdolnego do funkcjonowania w warunkach konkurencji na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej.

#### **Odbiorcy paliw i energii**

Głównymi odbiorcami ciepła na obszarze województwa dolnośląskiego i opolskiego są przedsiębiorstwa przemysłowe oraz spółdzielnie mieszkaniowe i wspólnoty mieszkaniowe.

Największymi dostawcami ciepła do przedsiębiorstw przemysłowych są: „Energetyka” Lubin, Elektrownia „Blachownia” – Kędzierzyn-Koźle, PUTS Jelcz-Laskowice, „Energetyka-Rokita” Brzeg Dolny. Największymi dostawcami ciepła do spółdzielni mieszkaniowych i wspólnot mieszkaniowych są: MPEC Wrocław S.A., ECO S.A., WPEC Legnica S.A., PEC Jelenia Góra Sp. z o.o., DZT Wałbrzych S.A., PEC Wałbrzych S.A., MZEC Świdnica.

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego są: Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” – ok. 320 mln m<sup>3</sup>/rok i KGHM Polska Miedź S.A. – ok. 130 mln m<sup>3</sup>/rok.

Największymi odbiorcami energii elektrycznej są:

- KGHM Polska Miedź S.A. – ok. 2168 tys. MWh/rok,
- Zakłady Chemiczne Rokita S.A. – ok. 334 tys. MWh/rok,
- Kopalnia Węgla Brunatnego Turów – ok. 324 tys. MWh/rok,
- Górażdże Cement S.A. / Cementownia Górażdże – ok. 201 tys. MWh/rok,
- Górażdże Cement S.A. / Cementownia Strzelce Opolskie – ok. 159 tys. MWh/rok.

Prawo do korzystania z usług przesyłowych energii elektrycznej nabyło 16 odbiorców. Z prawa tego korzystają trzej odbiorcy, 2 odbiorców na terenie woj. dolnośląskiego i 1 odbiorca na terenie woj. opolskiego.

#### **Działalność regulacyjna**

■ Podstawowym zadaniem oddziału w działalności regulacyjnej było rozpatrywanie wniosków przedsiębiorstw w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła. W 2000 r. zatwier-

dzono taryfy dla przedsiębiorstw, w których zainstalowana moc cieplna stanowi ok. 84% mocy zainstalowanej ogółem w przedsiębiorstwach posiadających koncesje.

Najbardziej złożone i pracochłonne były wnioski przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w wielu miejscowościach w obszarze administracyjnym różnych gmin. Do przedsiębiorstw tego typu należą:

- Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A., która eksploatuje systemy ciepłownicze (źródła ciepła i sieci ciepłownicze) będące własnością 14 gmin województwa opolskiego,
- Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy S.A., eksploatujące własne systemy ciepłownicze w sześciu gminach województwa dolnośląskiego,
- Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny S.A. z siedzibą w Walbrzychu, eksploatujący systemy ciepłownicze własne i dzierżawione na terenie 17 gmin województwa dolnośląskiego oraz 2 gmin województwa świętokrzyskiego,
- Harpen Polska Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu, prowadzący działalność energetyczną w 21 miejscowościach na terenie 6 województw.

Przy rozpatrywaniu wniosków tych przedsiębiorstw ważne było ustalanie grup odbiorców. Ze względu na uwarunkowania technologiczne, organizacyjne i prowadzone wcześniej systemy rozliczeń za ciepło, przyjęto w pewnym zakresie uśrednianie i subsydiowanie skrośne tych grup odbiorców, którzy są zaopatrywani z lokalnych źródeł ciepła. W ten sposób, w pierwszych dwóch latach od rozpoczęcia procesu taryfowania uniknięto drastycznych wzrostów opłat. Jednak w przypadku firmy Harpen Polska, postępowanie w sprawie taryfy dla ciepła zakończone zostało wydaniem decyzji odmownej, z uwagi na ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem opłat.

W tej grupie przedsiębiorstw, eksploatujących liczne źródła ciepła i sieci ciepłownicze, podczas postępowania administracyjnego, wychodziły na jaw nowe okoliczności, mające wpływ na wysokość cen i stawek opłat przedstawionych do zatwierdzenia, jak na przykład zmiany:

- zakresu działania przedsiębiorstwa (np. z tytułu przyjęcia do eksploatacji nowych źródeł ciepła lub sieci ciepłowniczych),
- paliwa w eksploatowanych źródłach ciepła,
- umów o dostawę ciepła lub cen paliwa spalane w źródłach ciepła,
- grup odbiorców.

Okoliczności te powodowały, że wnioski tych przedsiębiorstw były wielokrotnie zmieniane i uzupełniane, co znacznie wydłużało proces ich rozpatrywania.

W drugiej połowie roku rozpatrywano w oddziale głównie wnioski dotyczące zmiany pierwszej taryfy dla ciepła. Dotyczyły one przedłużenia jej obowiązywania oraz uzmiennienia opłaty za przesyłanie ciepła. Wnioski o zmianę tych taryf zbiegły się w czasie z początkiem sezonu grzewczego i z uwagi na ustawowy wymóg zakresu uzmiennienia opłaty przesyłowej mogły spowodować nieuzasadniony wzrost opłat za ciepło. Wnikliwa ocena proponowanych przez przedsiębiorstwa zmian i korekta tych wniosków ograniczyła to zagrożenie.

Średnie ceny wytwarzania i przesyłania ciepła mieściły się w przedziale od 16,57 zł/GJ (Zakłady Azotowe „Kędzierzyn”) do 38,25 zł/GJ (PEC Sp. z o.o. Lubań). Średnia cena ciepła wyniosła 29,31 zł/GJ przy wzroście 6,35%.

Średnie ceny przesyłania i dystrybucji ciepła mieściły się w przedziale od 1,22 zł/GJ (PPO Siechnice) do 10,10 zł/GJ (MPEC Wrocław). Średnia cena przesyłania ciepła wyniosła 10,01 zł/GJ przy wzroście 12,09%.

Oddział monitorował również zgodność prowadzonej działalności przedsiębiorstw energetycznych z posiadanymi koncesjami oraz realizację warunków koncesyjnych. Służyła temu analiza sprawozdań, które przedsiębiorstwa są zobowiązane przedstawiać (w 34 przypadkach sprawozdania nadesłano po uprzednim wezwaniu), a także wniosków w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła. Monitorowanie wykazało, że 20% złożonych wniosków taryfowych było niezgodne z posiadanymi koncesjami i we wszystkich przypadkach zobligowano przedsiębiorstwa do wystąpienia o zmianę koncesji.

W ramach rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła, przedsiębiorstwa przedkładają na wezwanie oddziału dodatkowe informacje dotyczące warunków prowadzonej działalności. Informacje te umożliwiają jednocześnie ocenę przedsiębiorstwa pod względem:

- stosowania cen i stawek opłat zgodnie z obowiązującymi przepisami,
- sytuacji finansowej przedsiębiorstwa,
- struktury finansowania prowadzonych zadań inwestycyjnych oraz zasadności przyjętego planu rozwoju firmy pod kątem poprawy efektywności,
- cen paliw, gospodarki paliwowej oraz realizacji warunku ograniczenia zużycia paliw i energii,
- realizacji warunków koncesyjnych dotyczących dostosowania umów do przepisów prawa energetycznego,
- przestrzegania warunków koncesyjnych dotyczących informowania Prezesa URE o zmianach zakresu działalności przedsiębiorstwa.

■ W 2000 r. wpłynęło około 100 skarg, z tego najwięcej dotyczyło ciepła i energii elektrycznej. Odnośnie ciepła skargi dotyczyły: rozliczeń, wprowadzania taryf, ustalania wielkości mocy zamówionej oraz możliwości jej zmiany, a także wprowadzania zmian w umowach sprzedaży. W przypadku energii elektrycznej najwięcej skarg dotyczyło przyłączeń do sieci elektroenergetycznych, zwłaszcza sposobu obliczeń i wysokości opłaty oraz warunków płatności za przyłączenie.

W okresie sprawozdawczym rozstrzygano sprawy sporne z art. 8 ustawy *Prawo energetyczne*. Spory dotyczyły m.in.:

- odmowy wydania Elektrowni Opole S.A. przez Energetykę Ciepłą Opolszczyzny S.A. technicznych warunków przyłączenia źródła ciepła do sieci ciepłowniczej,
- ustalenia treści umowy przesyłania i sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy Fabryką Papieru w Piechowicach, a Zakładem Energetycznym w Jeleniej Górze,
- zasadności wstrzymania dostawy ciepła przez SiM S.A. z Zielonej Góry do spółdzielni mieszkaniowych w Zawii-

downie i w Strzelcach Opolskich, na skutek odmowy regulowania płatności według cen i stawek opłat za ciepło nie zatwierdzonych przez Prezesa URE.

Do najtrudniejszych z rozpatrywanych sporów należał pierwszy z wymienionych. Strony przedstawiły odmienne stanowiska i opinie ekspertów, akcentując ekonomiczne i społeczne prowadzonym przez pracowników aspekty sporu. Mimo to, dzięki długotrwałym mediacjom prowadzonym przez pracowników oddziału, warunki techniczne przyłączenia zostały wydane, co ma ważne znaczenie dla perspektyw zaopatrzenia Opola w ciepło.

W czterech przypadkach wniesiono odwołania do Sądu Antymonopolowego od decyzji rozstrzygających sprawy sporne. Jedną decyzję Sąd uchylił, a 3 odwołania od decyzji nie zostały jeszcze rozpatrzone.

■ Większość prowadzonych kontroli miała formę kontroli bieżącej, dotyczyły one między innymi:

- utrzymywania wymaganych zapasów paliw; z przeprowadzonych trzech kontroli, nieprawidłowości ujawniono w jednym przypadku, jednak z uwagi na ogłoszenie upadłości przedsiębiorstwa w trakcie postępowania administracyjnego o wymierzenie kary, podjęto decyzję o umorzeniu postępowania,
- prawidłowości stosowania i wprowadzania w życie taryf; kontrole przeprowadzono w Gminnym Zarządzie Miasta Komunalnego w Bogatyni oraz w WPEC Legnica i nie stwierdzono nieprawidłowości.

■ W okresie sprawozdawczym przeprowadzono cztery kontrole w sprawie kwalifikacji energetycznych osób pracujących przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych. Trzy postępowania przeprowadzono na wniosek Państwowej Inspekcji Pracy oraz jedno na wniosek mieszkańca Leśnej. Otrzymane wyjaśnienia nie potwierdziły zarzutów stawianych przez wnioskodawców, że zatrudniono osoby bez kwalifikacji.

■ Wszczęto 3 postępowania o nałożenie kary pieniężnej na przedsiębiorstwa energetyczne za stosowanie cen i stawek opłat za ciepło nie zatwierdzonych przez Prezesa URE. Wydano dwie decyzje na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy *Prawo energetyczne* o ukaranie:

- Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Zawidowie, (decyzja prawomocna po wyroku Sądu Antymonopolowego),
- kierownika przedsiębiorstwa „SKT” Sp. z o.o. we Wrocławiu, członka zarządu (wniesiono odwołanie do Sądu Antymonopolowego).

Wszczęto z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej członkom zarządu i firmie Harpen Polska Sp. z o.o. w związku z ujawnieniem podobnych nieprawidłowości polegających na stosowaniu cen i stawek za ciepło, bez uprzedniego zatwierdzenia ich przez Prezesa URE.

■ W działalności regulacyjnej oddział współpracuje z samorządami województw i gmin. W procesie rozpatrywania wniosków taryfowych, w sprawach mających istotny wpływ na wysokość cen i stawek opłat, kierowane są pytania do

lokalnych samorządów na temat zasadności planowanych modernizacji źródeł ciepła, możliwości wykorzystania rezerw zainstalowanej mocy, a także możliwości łagodzenia skutków wzrostu opłat przez gminy.

Oddział podjął także szerokie konsultacje z wszystkimi podmiotami odpowiedzialnymi za zaopatrzenie Opola w ciepło, tj. Marszałkiem Województwa Opolskiego, Wojewodą Opolskim i Prezydentem Miasta Opola. Miało to miejsce przy rozpatrywaniu sporu pomiędzy Elektrownią Opole S.A. a Energetyką Ciepłą Opolszczyzny S.A.

■ Dyrektor i przedstawiciele oddziału brali także udział w spotkaniach roboczych i seminariach organizowanych przez Delegaturę Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów we Wrocławiu, Zakład Energetyczny Wrocław S.A., Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie.

Spotkania kierownictwa oddziału z kierownictwem Delegatury UOKiK dotyczyły stosowania praktyk monopolistycznych przez sprzedawców ciepła wobec odbiorców, stwierdzenia praktyk monopolistycznych w przypadkach przyłączania odbiorców do sieci elektroenergetycznych, rynku konkurencyjnego, w aspekcie obowiązku zatwierdzenia taryf.

Na spotkaniu z ZE Wrocław omówiono przyczyny powstawania konfliktów pomiędzy ZE, a odbiorcami oraz sposoby ich ograniczenia i skutecznego rozwiązywania.

Spotkania organizowane przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie poświęcone były nowym aspektom rozporządzenia taryfowego dla ciepła oraz orzecznictwu Sądu Antymonopolowego dotyczącemu odwołań od decyzji Prezesa URE.

## 8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach

Działalność oddziału obejmuje obszar województwa śląskiego, podzielony administracyjnie na 166 gmin, w którym można wyróżnić trzy subregiony: aglomerację śląską, region częstochowski oraz region bielski.

Według stanu na 31 grudnia 2000 r. w oddziale zatrudnionych było 18 pracowników, w tym z wykształceniem wyższym ekonomicznym 4, prawniczym 2 i technicznym 11. Jedna osoba kontynuuje studia ekonomiczne. W latach 1999–2000 14 pracowników ukończyło podyplomowe studium na Uniwersytecie Śląskim w Katowicach na Wydziale Prawa i Administracji. Ponadto pracownicy oddziału uczestniczyli w różnego typu szkoleniach organizowanych przez URE, Krajową Szkołę Administracji Publicznej, Szefę Służby Cywilnej, Duńską Szkołę Administracji Publicznej, uczyli się w szkołach języków obcych.

Oddziałem terenowym od 17 listopada 2000 r. kieruje dyrektor Dorota Koziol.

### Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na obszarze działalności oddziału funkcjonują 174 przedsiębiorstwa, którym udzielono koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w energię elektryczną – 160 koncesji, w ciepło – 268, w paliwa gazowe – 34.



Działają tu 23 przedsiębiorstwa posiadające źródła, w których wytwarzana jest energia elektryczna w skojarzeniu z ciepłem (o różnym stopniu skojarzenia). Dla niektórych z nich, zwłaszcza elektrowni zawodowych, podstawową działalnością jest wytwarzanie energii elektrycznej w kondensacji, a wytwarzanie ciepła w układzie skojarzonym jest działalnością dodatkową. W aglomeracji śląskiej ma swoją siedzibę nowo utworzony Południowy Koncern Energetyczny S.A., w skład którego wchodzi 7 elektrowni i 1 elektrociepłownia, w tym m.in. takie elektrownie systemowe, jak: Jaworzno III S.A., Łaziska S.A., Łagisza S.A. Łączna moc zainstalowana w PKE S.A., przypadająca na energię elektryczną wynosi 4.820,5 MW, natomiast na ciepło 2.215,1 MW. Tym samym spółka ta jest jednym z największych przedsiębiorstw energetycznych w Polsce. Wśród przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną, 5 elektrowni i 2 elektrociepłownie podpisały z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. długoterminowe kontrakty na wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej. Ceny zagwarantowane w tych kontraktach znacznie przekraczają poziom cen wytwarzania energii elektrycznej w pozostałych przedsiębiorstwach.

Działające tu 4 duże spółki dystrybucyjne to: Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A., Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A., Beskidzka Energetyka S.A. oraz Zakład Energetyczny Częstochowa S.A., które działają także na terenie województwa małopolskiego, opolskiego i łódzkiego. Za korzystanie z energii elektrycznej (nie uwzględniając składnika stałego stawki opłaty za usługi przesyłowe oraz stawki opłaty abonamentowej), statystycznie najmniej płacili odbiorcy bytowo – komunalni Beskidzkiej Energetyki S.A. (0,287 zł/kWh), a najwięcej – mieszkańcy z obszaru działania Zakładu Energetycznego Częstochowa S.A. (0,305 zł/kWh).

134 przedsiębiorstwom energetycznym udzielono 268 koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej obejmującej:

- wytwarzanie ciepła – 105 koncesji,
- przesyłanie i dystrybucję ciepła – 110 koncesji,
- obrót ciepłem – 53 koncesje.

Większość przedsiębiorstw ciepłowniczych zajmuje się zarówno wytwarzaniem, jak i przesyłaniem oraz dystrybucją ciepła. Suma zainstalowanej mocy cieplnej we wszystkich źródłach ciepła wynosi 14 919,495 MW. W 2000 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła przedsiębiorstwom, w których łączna zainstalowana moc cieplna wynosiła 10 225,5 MW, przy zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców wynoszącej 9 208,7 MW. Wytwórcze przedsiębiorstwa koncesjonowane można podzielić na wytwarzające ciepło w takich źródłach ciepła jak: elektrownie i elektrociepłownie, ciepłownie, kotłownie przemysłowe, kotłownie lokalne.

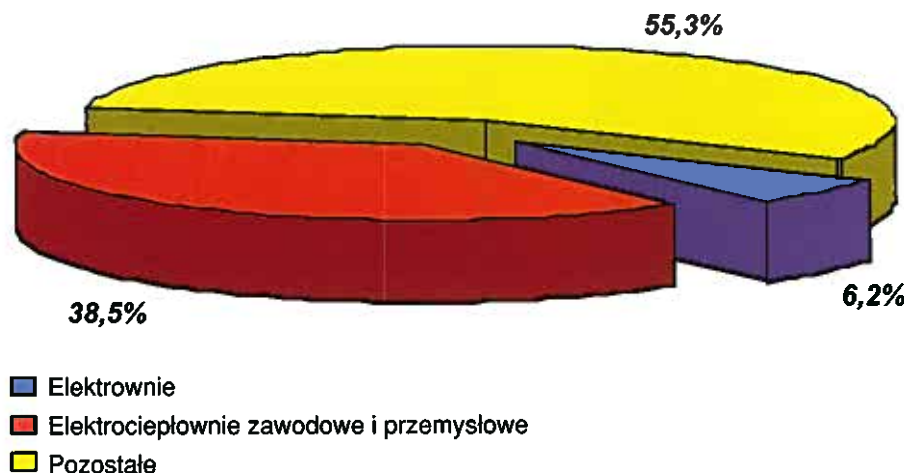
Do największych producentów ciepła oprócz PKE S.A. należą także: Zakłady Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Katowicach (moc zainstalowana 994,40 MW, ciepło sprzedane 4 348 110 GJ), Elektrociepłownia „ELCHO” Sp. z o.o. (moc zainstalowana 595 MW, ciepło sprzedane 3 009 607 GJ), Elektrociepłownia Zabrze S.A. (moc zainstalowana 595 MW, ciepło sprzedane 2 623 941 GJ).

Dostarczaniem ciepła, wytwarzanego we własnym lub obcym źródle, do odbiorcy finalnego zajmują się przedsiębiorstwa, których głównym przedmiotem działalności jest przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem. Przedsiębiorstwa te posiadają 183 sieci ciepłownicze o łącznej długości 2.093,0 km, którymi dostarczają ciepło do 23.769 przyłączy. Wśród największych przedsiębiorstw przesyłowych, na szczególną uwagę zasługują Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej i Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Katowicach. Pierwsze z nich działa na terenie 12 gmin zlokalizowanych w 2 województwach (7 gmin województwa śląskiego i 5 gmin województwa małopolskiego) i zatrudnia 1355 osób. Drugie posiada największą długość sieci ciepłowniczych, tj. 322,2 km i działa na terenie 5 gmin województwa śląskiego, zatrudniając 1099 osób.

Na obszarze województwa śląskiego mają swą siedzibę: Górnośląski Zakład Gazowniczy w Zabrzu oraz Regionalny Oddział Przesyłu w Świerklanach. Zakład zabrański zaopatruje odbiorców z sieci rozdzielczej, natomiast ROP w Świerklanach bezpośrednio z sieci przesyłowej.

Na terenie województwa śląskiego działają również inne

Rysunek 19. Struktura mocy zainstalowanej przedsiębiorstw posiadających koncesję na wytwarzanie ciepła



przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wytwarzanie, przesyłanie oraz obrót gazem. Trzy przedsiębiorstwa posiadają koncesje na wytwarzanie paliw gazowych, w tym dwa dla gazu koksowniczego i jedno dla gazu poprodukcyjnego. Ponadto 16 przedsiębiorstw posiada koncesję na przesyłanie, dystrybucję i obrót paliwami gazowymi. Są to głównie przedsiębiorstwa powstałe w ramach restrukturyzacji przedsiębiorstw państwowych i dostarczają gaz ziemny wyłącznie odbiorcom przemysłowym. Wśród tych przedsiębiorstw, jedynie Zakłady Koksownicze „Przyjaźń” w Dąbrowie Górniczej oraz „Fenice Poland” Sp. z o.o. w Bielsku Białej mają zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych.

Na terenie oddziału działa kilka przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w źródłach niekonwencjonalnych (elektrownie wodne i wiatrowe). Najwięcej elektrowni wodnych zlokalizowanych jest wzdłuż rzek: Biała Przemsza i Warta; elektrownie wiatrowe występują na Podbeskidziu. Z uwagi na niewielką moc, ich znaczenie dla systemu elektroenergetycznego jest znikome.

### Odbiorcy paliw i energii

Sprzedaż energii elektrycznej w województwie śląskim charakteryzuje się dużym udziałem odbiorców przemysłowych. Wiele zakładów przemysłowych wytwarza energię elektryczną i ciepło we własnych źródłach, na własne potrzeby technologiczne, a nadwyżki są sprzedawane odbiorcom zewnętrznym. Do największych odbiorców energii elektrycznej należą liczne huty (np. „Łaziska” S.A., „Katowice” S.A., „Zawiercie” S.A.), kopalnie (np. Katowicki Holding Węglowy, Jastrzębska Spółka Węglowa) oraz zakłady przemysłu ciężkiego. Największymi przedsiębiorstwami odbierającymi ciepło od wytwórców są wymienione wcześniej PEC Dąbrowa Górnicza i PEC w Katowicach, a najwięksi odbiorcy gazu to Huta „Zawiercie” S.A. i Huta „Częstochowa” S.A. Ze względu na dużą liczbę ludności zamieszkującej na tym terenie, znaczny udział w sprzedaży energii elektrycznej i ciepła mają odbiorcy komunalni.

Na terenie działania oddziału istnieją odbiorcy, którzy uzyskali prawo do korzystania z usług przesyłowych (tzw. TPA) energii elektrycznej i ciepła. Do końca roku nie wpłynął do oddziału żaden wniosek świadczący o odmowie zawarcia umowy w tej sprawie.

### Działalność regulacyjna

■ Do 31 grudnia 2000 r., spośród 134 przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadających koncesje, 90 przedsiębiorstw miało zatwierdzoną taryfę dla ciepła. W 2000 r. wydano 57 decyzji zatwierdzających taryfę dla ciepła, z czego – 20 przedsiębiorstw zatwierdziło taryfę po raz pierwszy i 37 po raz drugi. Na podkreślenie zasługuje fakt, iż od żadnej z tych decyzji nie wniesiono odwołania.

Zmiana cen i stawek opłat w zatwierdzonych taryfach dla ciepła w 2000 r. kształtowała się następująco: dla pierwszych taryf w przedziale od (-) 26,90% do (+) 14,86%, dla drugich taryf w przedziale od (-) 2,06% do (+) 17,30%.

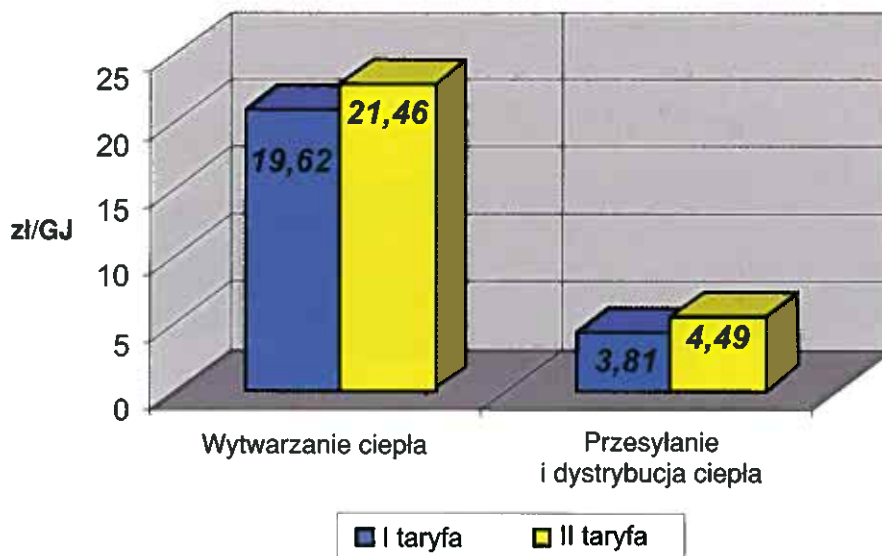
Największy spadek cen i stawek opłat (- 26,90%) był efektem weryfikacji kosztów, przedstawianych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze w uzasadnieniu do taryfy, o pozycje nie będące kosztami uzasadnionymi. Natomiast największy wzrost cen i stawek opłat (17,30%) wynikał z gwałtownego spadku sprzedaży ciepła, spowodowanego likwidacją kopalni będącej głównym dotychczasowym odbiorcą ciepła z tego przedsiębiorstwa.

Ceny i stawki opłat zatwierdzone w taryfach dla ciepła w 2000 r., w przeliczeniu na cenę jednoskładnikową, kształtują się w granicach 12,33 zł/GJ – 40,65 zł/GJ dla wytwarzania ciepła oraz 0,17 zł/GJ – 13,04 zł/GJ dla przesyłania i dystrybucji.

W sprawie wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła przeprowadzono 152 postępowania administracyjne oraz wystosowano 85 wezwań. Działania podejmowane podczas zatwierdzania tych taryf polegały m.in. na:

- weryfikacji kosztów stanowiących podstawę opracowania taryfy ze szczególnym uwzględnieniem kosztów pa-

Rysunek 20. Średnia cena jednoskładnikowa ciepła w taryfach zatwierdzonych w 2000 r. (w zł/GJ)



- liwa, remontów i kosztów strat ciepła na przesyłaniu,
- analizie kosztów w związku z nadwyżką mocy zainstalowanej w źródłach w stosunku do potrzeb odbiorców w kontekście ich wpływu na wysokość kosztów jednostkowych,
- badaniu zgodności opracowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze planów związanych z obecnym i przyszłym zapotrzebowaniem odbiorców ciepła z planami opracowanymi przez właściwe gminy.

Jednym z wielu problemów, jakie wystąpiły podczas procesu zatwierdzania taryf, był wpływ, na wysokość cen, kosztów amortyzacji, naliczonej od majątku (źródła i sieci ciepłownicze), przekazywanego przedsiębiorstwom ciepłowniczym przez gminy w formie aportu. Ponadto, występujące na terenie aglomeracji śląskiej liczne szkody górnicze wpływają niekorzystnie na stan sieci przesyłowych. Przedsiębiorstwa ciepłownicze zmuszone są więc ponosić, wyższe niż przeciętne koszty bieżącego utrzymania sieci. Dla większości przedsiębiorstw sektora energetycznego znaczną rolę odgrywa ulatwiony dostęp do węgla kamiennego, jako podstawowego paliwa. Ma miejsce jednak, zastępowanie węglowych źródeł ciepła źródłami gazowymi lub olejowymi. Skutkiem takich działań jest drastyczny wzrost cen ciepła, przy jednoczesnej zmniejszonej emisji szkodliwych substancji do środowiska. Przykładem takich działań jest gmina Krupski Młyn objęta wojewódzkim programem *Zielone Płuca Śląska*. Obserwuje się również duży spadek zapotrzebowania na ciepło. Przyczyną tego jest m.in. likwidacja bądź słaba kondycja finansowa nierentownych przedsiębiorstw (branża górnicza i hutnicza) oraz inwestycje termoizolacyjne, przeprowadzane przez odbiorców komunalnych.

W wyniku działań regulacyjnych przedsiębiorstwa dokonywały korekty przedłożonych kosztów stanowiących podstawę opracowania taryfy oraz kalkulowały ceny i stawki opłat z uwzględnieniem interesów odbiorców. Szczególną uwagę oddział zwracał na ochronę interesów odbiorców komunalnych. Końcowym efektem przeprowadzonych działań regulacyjnych jest średni wzrost cen i stawek opłat w zatwierdzonych taryfach, w wysokości 6,88%. Uzmienienie stawek opłat za usługi przesyłowe wprowadzone z dniem 1.07.2000 r., tj. w trakcie obowiązywania taryf dla ciepła, wiązało się z utratą części wcześniej planowanych przychodów (stawki za usługi przesyłowe w 100% zależały od ilości mocy zamówionej) w wielu przedsiębiorstwach ciepłowniczych. Dla pewnej grupy odbiorców komunalnych, dla której stosunek mocy zamówionej do zużywanego ciepła odbiegał od poziomu wynikającego z obliczeń normatywnych, łączyło się to ze zwiększeniem wydatków.

Oddział Południowy po raz pierwszy w 2000 r., włączył się również do procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu, wydając decyzje zatwierdzające taryfy dla trzech przedsiębiorstw energetycznych: Zespołu Elektrociepłowni „Bytom” S.A., EC „Elcho” Sp. z o.o. oraz Spółki Energetycznej Jastrzębie S.A. Problemy wynikłe w procesie zatwierdzania tych taryf, polegały m.in. na:

- weryfikacji kosztów stanowiących podstawę opracowania taryfy ze szczególnym uwzględnieniem zmiany

kosztów paliwa między okresem obowiązywania taryfy a okresem bazowym, przy uwzględnieniu wzrostu rzeczywistej a nie wskaźnikowej ceny węgla,

- weryfikacji kosztów związanych z odbudową kapitału zapasowego, ze względu na brak jego związku z kosztami wytwarzania energii elektrycznej,
- weryfikacji kosztów finansowych,
- braku propozycji ze strony przedsiębiorstwa co do współczynnika korekcyjnego X, określającego projektowaną poprawę efektywności jego funkcjonowania.

Średnia cena energii elektrycznej dla taryf zatwierdzonych w oddziale w 2000 r. wyniosła 120,76 zł/MWh, przy czym dla elektrociepłowni zawodowych 115,49 zł/MWh, dla elektrociepłowni przemysłowych 126,29 zł/MWh.

- Rozpatrzono 6 wniosków dotyczących sporów w zakresie:
  - odmowy przyłączenia do sieci gazowej odbiorcy komunalnemu,
  - odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej,
  - ustalenia treści umowy sprzedaży ciepła pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a spółdzielnią mieszkaniową,
  - nieuzasadnionego wstrzymania, przez jedną ze spółek dystrybucyjnych, dostawy energii elektrycznej do odbiorcy prowadzącego gospodarstwo rolne.

Wydano trzy decyzje umarzające, jedną decyzję rozstrzygającą spór oraz jedno postanowienie zatwierdzające ugodę zawartą przez strony. Rozpatrzono także i wydano 2 decyzje odmowne w sprawie wniosków o zwolnienie przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla ciepła uznając, że wnioski przedsiębiorstwa nie spełniają przesłanek określonych w art. 49 ustawy *Prawo energetyczne* (rynek, na którym działają nie jest konkurencyjny).

Poważnym konfliktem do rozstrzygnięcia był spór pomiędzy Hutą „Łaziska” S.A., jednym z największych odbiorców energii elektrycznej a GZE S.A. na tle odmowy dalszego stosowania tzw. umowy specjalnej. Powodem stanowiska GZE były m.in. straty ponoszone z tego tytułu i zaległości płatnicze Huty. Huta natomiast argumentowała, że cena energii elektrycznej wynikająca z umowy specjalnej powoduje, że produkcja jest opłacalna (cenę taką tj. ok. 40 DM mają inni producenci żelazostopów w Zachodniej Europie). Rozprawa administracyjna doprowadziła do zawarcia półrocznej umowy sprzedaży energii elektrycznej, a w konsekwencji umorzenia postępowania o rozstrzygnięcie sporu.

Rozpatrzono 92 skargi na działalność przedsiębiorstw energetycznych, spółdzielni mieszkaniowych, zarządców budynków i administratorów:

- 47 skarg dotyczących ciepła, m.in.: opłat, udziału opłat stałych w opłatach, umów sprzedaży,
- 37 skarg dotyczących energii elektrycznej, m.in.: wysokości opłaty przyłączeniowej, wstrzymania dostaw energii elektrycznej, zmiany mocy przyłączeniowej, standardów jakościowych obsługi klientów, umów sprzedaży energii elektrycznej,
- 8 skarg dotyczących działalności przedsiębiorstw gazowniczych, w tym: wzrostu opłat, wstrzymania dostaw,



niedotrzymania standardów jakościowych obsługi klientów, ponoszenia kosztów konserwacji i utrzymania szafek na kurki gazowe.

Postępowania przyniosły wymierne korzyści wielu odbiorcom. Część skarg nie podlegała właściwości urzędu.

■ Przeprowadzono 145 kontroli bieżących i interwencyjnych. Na wniosek odbiorców oraz w związku z prowadzonymi postępowaniami wyjaśniającymi, pracownicy oddziału przeprowadzili 65 kontroli interwencyjnych. W 8 przedsiębiorstwach dotyczyły one obowiązku utrzymania zapasów paliw w ilościach gwarantujących zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepłej. Stwierdzono niezadawalający poziom zapasów paliw w dwóch spośród kontrolowanych przedsiębiorstw, na które nałożono kary pieniężne. Równocześnie przeprowadzono 80 kontroli bieżących, polegających na ciągłym badaniu i analizowaniu dokumentów wpływających do oddziału.

■ Podczas zatwierdzania taryf dla ciepła, oddział zwracał się wielokrotnie z zapytaniami do gmin o działania związane z obowiązkiem nałożonym w art. 16 ustawy *Prawo energetyczne*, dotyczącym sporządzenia przez gminy planów obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło lub założeń do nich. Gminy w większości nie posiadają takich planów, co znacznie utrudnia proces regulacji przedsiębiorstw ciepłowniczych.

■ Pracownicy oddziału odbyli 286 spotkań z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych. Najczęściej poruszonymi tematami były: sprawy związane z konstrukcją taryf, zmiany w obowiązujących przepisach, treść umów sprzedaży ciepła tych przedsiębiorstw z odbiorcami, problemy przedsiębiorstw związane wprowadzeniem do stosowania zatwierdzonej taryfy, wpływ wprowadzenia uzmiennienia stawek opłat przesyłowych na przychody przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Odbyło się także wiele spotkań mediacyjnych związanych m.in. ze skargami odbiorców na treść umów sprzedaży ciepła. Zakończyły się one ugodą bez wydawania przez oddział postanowień lub decyzji.

■ Pracownicy oddziału uczestniczyli w seminariach adresowanych do przedstawicieli gmin oraz przedsiębiorstw energetycznych z obszaru województwa śląskiego. Tematy seminariów dotyczyły metodyki opracowania założeń do planów oraz samych planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i gaz.

## 9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie

Zasięg terytorialny oddziału obejmuje obszar województw małopolskiego i podkarpackiego, podzielonych administracyjnie odpowiednio, na 182 i 160 gmin. Łącznie, na obszarze o powierzchni ponad 33 000 km<sup>2</sup> żyje 5,3 mln. osób, z nielicznymi wyjątkami korzystających z energii elektrycznej oraz, głównie w miastach, z dostaw gazu i ciepła.

W oddziale pracuje 16 osób, w tym: 9 inżynierów, 3 ekonomistów, 3 prawników oraz jedna osoba z wykształceniem średnim. Jeden pracownik posiada tytuł doktora nauk technicznych. Pracownicy systematycznie uczestniczą w szkoleniach organizowanych przez URE i Krajową Szkołę Administracji Publicznej. Dwie osoby uczestniczyły w seminariach doktoranckich z prawa, jeden z pracowników ukończył kurs audytorów energetycznych, jeden ukończył studium podyplomowe zarządzania w sektorze energetyki, a 10 osób uczestniczyło w kursach języka angielskiego. Jedna osoba została oddelegowana na staż w Dyrekcji Generalnej ds. Energii i Transportu w Komisji Europejskiej w Brukseli.

Pracą oddziału od 15 czerwca 1999 r. kieruje dyrektor Marian Kania.

### Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na 31 grudnia 2000 r., w obszarze działania oddziału, koncesje udzielone przez Prezesa URE na prowadzenie działalności gospodarczej posiadało:

- 46 przedsiębiorstw w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, w tym 3 spółki dystrybucyjne, przy czym na granicach województw odbiorcy energii elektrycznej są zaopatrywani przez 4 przedsiębiorstwa dystrybucyjne mające siedziby na terenie działania sąsiednich oddziałów terenowych URE,
- 122 przedsiębiorstwa w zakresie zaopatrzenia w ciepło,
- 7 oddziałów PGNiG S.A. (1 wydobywczy, 5 zakładów gazowniczych dostarczających gaz na średnim i niskim ciśnieniu oraz Regionalny Oddział Przesyłu, operujący na sieciach wysokociśnieniowych) w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe.

Przedsiębiorstwa energetyczne dysponują w sumie 9700 MW zainstalowanej mocy cieplnej oraz ok. 2640 MW zainstalowanej mocy elektrycznej. Wytwarzaniem ciepła zajmuje się 96 przedsiębiorstw, w tym 68 przedsiębiorstw dysponuje mocą cieplną zainstalowaną w granicach 10 – 200 MW, a 9 powyżej 200 MW.

Wśród 7 dystrybutorów energii elektrycznej odnotowano lokalne znaczne zróżnicowanie opłat za zużycie porównywalnych ilości energii, niekorzystne i niezrozumiałe dla odbiorców. Dla przykładu, w grupie taryfowej C21, opłaty w obszarach działania Zamojskiej Korporacji Energetycznej oraz Będzińskiego Zakładu Energetycznego, są o ok. 30% wyższe niż w ZE Kraków i Energetyce Beskidzkiej.

Najwięksi producenci energii elektrycznej i ciepła to – Elektrownie: „Siersza”, „Skawina”, „Stalowa Wola” oraz Elektrociepłownia „Kraków”.

Elektrownia „Siersza” jest największym producentem energii elektrycznej; moc zainstalowana generatorów wynosi 740 MW, przy rocznej sprzedaży energii elektrycznej 2 394 tys. MWh.

EC „Kraków” – moc cieplna zainstalowana w kotelnicach energetycznych, pracujących dla skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wynosi 1224 MW, moc elektryczna generatorów 460 MW oraz cieplna kotłów wodnych 780 MW.

Elektrownia „Skawina” jest zasadniczo szczytowym źródłem energii elektrycznej, moc zainstalowana genera-

torów 590 MW, roczna sprzedaż energii elektrycznej ok. 1,86 mln MWh, sprzedaż ciepła ok. 2,75 mln GJ.

Elektrownia „Stalowa Wola” – moc zainstalowana generatorów wynosi 350 MW, w tym 100 MW pracuje w skojarzeniu. Roczna produkcja energii elektrycznej ok. 790 tys. MWh, i ciepła ok. 2 500 tys. GJ.

Poza elektrociepłowniami zawodowymi, na terenie działania oddziału eksploatowanych jest 18 elektrociepłowni przemysłowych o mocy elektrycznej ok. 450 MW, wytwarzających energię elektryczną i ciepło w systemie skojarzonym.

W przedsiębiorstwach: Zakłady Azotowe w Tarnowie, Firma Chemiczna Dwory w Oświęcimiu i Hucie im. T. Sendzimira zainstalowana moc elektryczna wynosi od 50 do 100 MW, natomiast produkowana energia zużywana jest głównie na potrzeby własne zakładów.

Nowoczesnym źródłem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w skojarzeniu, jest oddana do eksploatacji w 2000 r. Elektrociepłownia „Nowa Sarzyna”. Jednostka, opalana gazem ziemnym w układzie gazowo-parowym, wytwarza parę dla celów technologicznych Zakładów Chemicznych „Organika Sarzyna” (ok. 60 MW), oraz poprzez wymiennikownię para – woda zabezpiecza potrzeby grzewcze miasta Nowa Sarzyna (10 MW). Energia elektryczna wytwarzana jest w generatorach o łącznej mocy zainstalowanej 116 MW. Koszt gazu ziemnego i koszty finansowe budowy – zrealizowanej z kredytu oraz wysokie koszty eksploatacji powodują, iż koszt jednostkowy zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła są wyraźnie wyższe niż w źródłach opalanych miałem węglowym.

Największe przedsiębiorstwa przesyłu i dystrybucji ciepła to:

- MPEC Kraków – moc cieplna zamówiona 1617 MW, sprzedaż ciepła – 10311 tys. GJ/rok,
- MPEC Rzeszów – moc zamówiona – 410 MW, sprzedaż ciepła – 2611 tys. GJ/rok,
- PEC Stalowa Wola – moc zamówiona 181 MW, sprzedaż ciepła – 1445 tys. GJ/rok,
- MPEC Tarnów – moc zamówiona 124 MW, sprzedaż ciepła – 890 tys. GJ/rok.

Na terenie działania oddziału są wykorzystywane niekonwencjonalne i odnawialne źródła energii.

Przedsiębiorstwem energetycznym, efektywnie eksploatującym geotermalne źródło ciepła jest „Geotermia Podhalańska” S.A. w Zakopanem. Obecnie, sprzedaż ciepła z tego źródła wynosi ok. 9100 GJ/rok, przy mocy zamówionej – 1,5 MW. W najbliższym czasie odbiorcy ciepła z Zakopanego, zasilani obecnie z kotłowni gazowej o mocy 30 MW, zasilani będą ze złóż geotermalnych, a kotłownia pełnić będzie rolę źródła szczytowego i awaryjnego. W następnej kolejności przewidywane jest zaopatrzenie w ciepło geotermalne Nowego Targu.

Eksploatowane jest również źródło biogazu z wysypiska śmieci w Baryczy pod Krakowem, produkujące energię elektryczną przy mocy osiągalnej 0,64 MW.

Na obszarze obu województw, eksploatowanych jest 13 elektrowni wodnych, dysponujących 26 turbo-zespołami o łącznej mocy 296,65 MW (w zakresie od 0,21 do 118 MW mocy osiągalnej).

Dominującym lokalnym dostawcą gazu ziemnego jest ZG „Kraków” sprzedający rocznie ponad 348 mln m<sup>3</sup>. W województwie Podkarpackim, najwięcej gazu sprzedaje ZG „Jasło” – ok. 249 mln m<sup>3</sup> rocznie.

#### Odbiorcy paliw, energii i ciepła

Najpoważniejszym odbiorcą energii elektrycznej jest Huta im. T. Sendzimira, która zakupuje energię w ilości ok. 1,1 TWh przy produkcji własnej ok. 0,43 TWh.

Wśród największych odbiorców gazu na średnim ciśnieniu znajdują się: Krośnieńskie Huty Szkła – 47 mln m<sup>3</sup>/rok, Firma Oponiarska w Dębicy – 43 mln m<sup>3</sup>/rok, SGL Carbon w Nowym Sączu – ok. 11 mln m<sup>3</sup>/rok, Zakłady Magnezytowe „Ropczyce” – 7,8 mln m<sup>3</sup>/rok oraz Huta Szkła Gospodarczego „Skrzyszów” – 6,9 mln m<sup>3</sup>/rok. Największym odbiorcą gazu z sieci wysokoprężnej są Zakłady Azotowe w Tarnowie, pobierające ok. 40 000 m<sup>3</sup> gazu na godzinę.

W sumie, zakłady gazownicze operujące na średnim i niskim ciśnieniu sprzedają rocznie ponad 875 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

Wśród komunalnych odbiorców ciepła, największymi odbiorcami są: Zarząd Budynków Komunalnych w Krakowie, zamawiający ponad 300 MW mocy przy zużyciu ciepła ok. 1,8 mln GJ/rok oraz Rzeszowska Spółdzielnia Mieszkaniowa, zamawiająca ok. 80 MW mocy cieplnej przy zużyciu ciepła ponad 555 tys. GJ/rok. Łącznie zużycie ciepła przez odbiorców komunalnych wynosi ok. 24 mln GJ/rok.

Techniczną możliwość zakupu ciepła z wykorzystaniem zasady TPA ma 7 odbiorców z dwóch największych ośrodków miejskich, tj. Krakowa i Rzeszowa.

Od 1 stycznia 2000 r., takimi uprawnieniami w zakresie dostaw energii elektrycznej dysponowało kilkadziesiąt odbiorców, a od 1 lipca 2000 r. dwóch odbiorców w dostawach gazu z sieci średnioprężnej.

Na wykorzystanie swoich uprawnień nie zdecydował się żaden odbiorca paliw, energii lub ciepła.

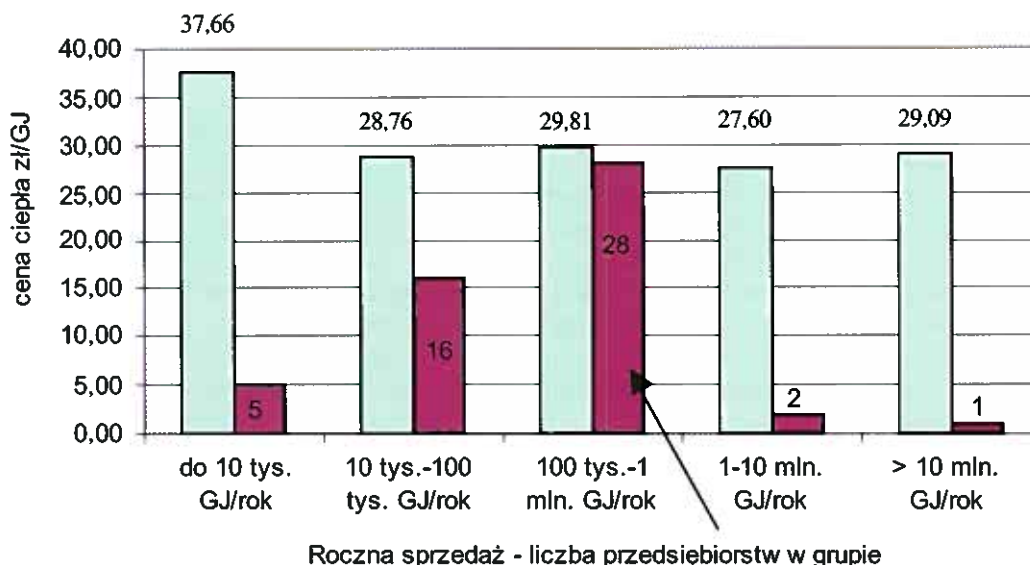
#### Działalność regulacyjna

■ Działania regulacyjne skupiają się na regulacji ekonomicznej oraz prawno-administracyjnej. Regulacja ekonomiczna obejmuje kontrolowanie i zatwierdzanie taryf, natomiast regulacja prawno-administracyjna, związana jest z rozstrzygnięciem sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 ustawy *Prawo energetyczne* oraz uprawnieniami i obowiązkami kontrolnymi.

■ Do 31 grudnia 2000 r., ze 122 przedsiębiorstw energetycznych, posiadających koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej obejmującej zaopatrzenie w ciepło, 73 przedsiębiorstwa uzyskały decyzje zatwierdzające ustalone taryfy. W 2000 r. zatwierdzono 29 pierwszych taryf, 17 przedsiębiorstw uzyskało decyzje zatwierdzające drugie taryfy dla ciepła oraz wydano 55 decyzji w sprawie korekty taryf. Decyzje w sprawie korekty taryf dla ciepła, w 35 przypadkach dotyczyły ustalenia przez przedsiębiorstwa uzmiennionych stawek opłat przesyłowych, co wynikało z wymagań znowelizowanej ustawy *Prawo energetyczne*.

Na koniec 2000 r., 60% koncesjonowanych przedsię-

Rysunek 21. Średnia cena jednoskładnikowa ciepła (wg rocznej sprzedaży ciepła) w 2000 r.



biorstw posiadało zatwierdzone taryfy dla ciepła. Dysponowały one 83,5% zainstalowanej mocy cieplnej.

Z wyjątkiem dwóch wniosków, ustalone przez przedsiębiorstwa w 2000 r. taryfy dla ciepła wykazują wzrosty cen i stawek opłat. Działania kontrolne, mające na celu analizę i weryfikację przyjmowanych kosztów, doprowadziły do końcowego ustalenia cen i stawek opłat w wysokości niezbędnej do pokrycia jedynie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw. We wszystkich przypadkach oznaczało to obniżenie cen i stawek od kilku do kilkudziesięciu procent wysokości pierwotnej, zawartej we wniosku taryfowym.

Średni roczny wzrost cen ciepła, wynikający z cen i stawek opłat ustalonych w taryfach zatwierdzonych w 2000 r. wynosi 13,68%.

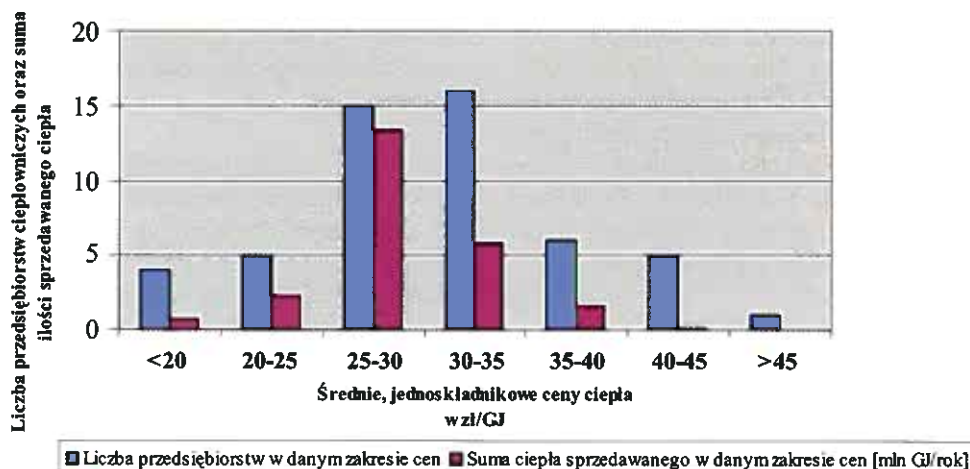
Średnia jednoskładnikowa cena ciepła dla odbiorcy końcowego, wynikająca z zatwierdzonych w 2000 r. taryf, wynosi 27,41 zł/GJ, w tym dla województw: małopolskiego

28,98 zł/GJ i podkarpackiego 25,95 zł/GJ. Uwzględniając terminy wprowadzania nowych taryf do stosowania w 2000 r., symulowany, średni wskaźnik wzrostu opłat za ciepło u odbiorców końcowych, nie powinien przekroczyć 4,43%.

Proces zatwierdzania taryf dla przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2000 r. prowadzi m.in. do wniosków, iż:

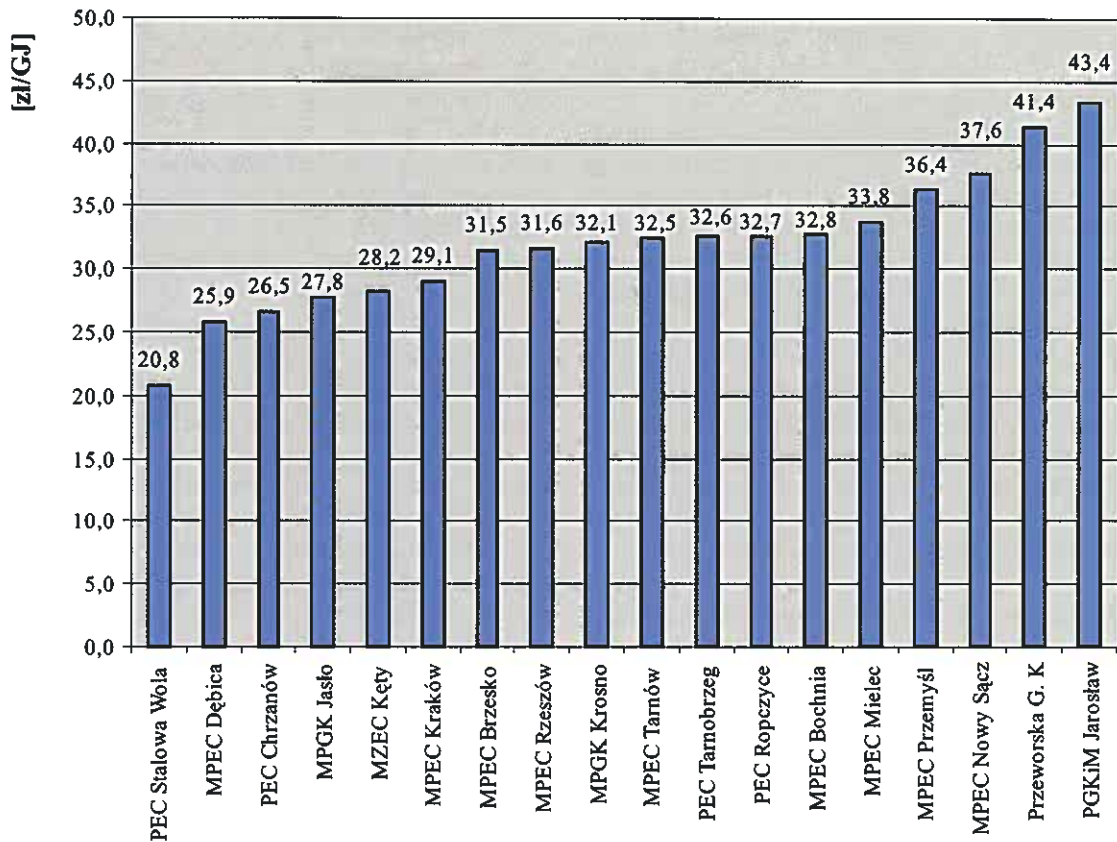
- proces urealniania cen ciepła rodzi wiele nieprzewidywanych konsekwencji. Występują przypadki, gdy przedsiębiorstwa, realizując nałożone przez wojewodów obowiązki ochrony środowiska, dokonują modernizacji źródeł ciepła, zmieniając równocześnie rodzaj stosowanego paliwa. W tych sytuacjach, przy zmianie paliwa węglowego na gaz ziemny lub olej opałowy, wzrosty cen ciepła znacznie przekraczają wartości średnie. Wskazuje to na potrzebę pogłębionej analizy projektów modernizacyjnych, dokonywanej we współdziałaniu z samorządami lokalnymi. Dodatkowym czynnikiem, powodującym wzrost kosztów działalności

Rysunek 22. Sprzedaż ciepła w przedziałach cen w 2000 r.





Rysunek 23. Średnie jednoskładnikowe ceny ciepła w wybranych miastach, w 2000 r.



przedsiębiorstw ciepłowniczych jest, pobierany przez gminy od 2000 r., podatek od nieruchomości. Powoduje on wzrost kosztów funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych w granicach od 2 do 4%. Można przypuszczać, że w dłuższej perspektywie podatek ten będzie oddziaływał na dywersyfikację lokalnych struktur zaopatrzenia w ciepło,

- urealnienie cen powoduje także urealnienie zapotrzebowania na ciepło, prowadząc do racjonalizacji zużycia i oszczędności. Przedsiębiorstwa słabo się adaptujące tracą klientów – najczęściej instalujących własne źródła ciepła. Tym samym wytwarza się presja konkurencyjna. Wysoka cena ciepła, oferowanego przez przedsiębiorstwo, stwarza przesłanki do dokonywania przez odbiorców analizy opłacalności zastosowania rozwiązań alternatywnych. Występują sytuacje, w których przedsiębiorstwa wpadają w stwarzane przez siebie „błędne koło”, gdy przy zmniejszającym się zapotrzebowaniu na ciepło, pierwszą reakcją jest próba utrzymania przychodów poprzez podnoszenie cen. Działania takie nie mogą zyskać akceptacji Prezesa URE.

W 2000 r. ustawa nowelizująca wprowadziła szereg zmian w zasadach regulacji, a tym samym zmieniła uwarunkowania prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne. Czas pomiędzy uchwaleniem ustawy nowelizującej a wydaniem kolejnych rozporządzeń wykonawczych, spowodował dezorientację przedsiębiorstw energetycznych co do sposobów postępowania w sprawach ustalania taryf, zasad rozliczeń i realizacji umów przyłączeniowych.

Konieczny był wzmożony wysiłek oddziału dla poszukiwania rozwiązań pozwalających na spełnienie podstawowego wymogu regulacji, jakim jest równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

- Wszczęto 12 postępowań administracyjnych o rozstrzygnięcie sporów określonych w art. 8 ust. 1 ustawy *Prawa energetyczne*. Stronami sporów byli odbiorcy indywidualni i podmioty gospodarcze, w tym spółki dystrybucyjne energii elektrycznej (6 przypadków) i przedsiębiorstwa ciepłownicze (6 przypadków). Zakończono 5 spośród wszczętych postępowań administracyjnych. Pozostałe 7 przypadków, zostanie merytorycznie ocenione i załatwione w 2001 r. Od wydanych decyzji wpłynęło 1 odwołanie do Sądu Antymonopolowego, który je oddalił.

Daje się zaobserwować stopniowa zmiana podejścia przedsiębiorstw energetycznych do klientów – odbiorców energii i paliw. Swoboda zawierania umów oraz korzystne dla odbiorców rozstrzygnięcia sporów przez Prezesa URE i Sąd Antymonopolowy, skutecznie ograniczają stosowanie praktyk monopolistycznych.

W trakcie prowadzonych postępowań z art. 8 ust. 1 ustawy, wydano 5 postanowień na podstawie art. 8 ust. 2, ustawy nakazujących kontynuowanie dostaw ciepła (2), energii elektrycznej (2) i gazu (1).

Udzielono wyjaśnień względnie pomocy w rozwiązaniu problemów 117 odbiorcom ciepła, paliw i energii w sprawach, które nie wymagały rozstrzygnięcia w trybie wydania decyzji administracyjnych.

W 2 przypadkach przy udzielaniu wyjaśnień, pouczone stronę o możliwości skierowania wniosku do Prezesa UOKiK. Natomiast w 1 przypadku, działając w oparciu o art. 65 § 1 kpa przekazano sprawę do UOKiK z prośbą o rozpatrzenie wg właściwości.

W 2000 r., odwrotnie niż w 1999 r., udzielono więcej wyjaśnień w sprawach dotyczących dostaw ciepła niż energii elektrycznej. Interwencje oddziału w sprawach związanych z dostawą energii elektrycznej, doprowadziły do m.in. ponownego zweryfikowania opłat za energię elektryczną, skorygowania naliczeń za nielegalny pobór energii elektrycznej oraz skorygowania opłat za przyłączenie.

Znaczna część pism z prośbą o wyjaśnienia, zawierała skargi członków spółdzielni mieszkaniowych na wzrost opłat za ciepło. Na ogół, członkowie spółdzielni mieszkaniowych nie są zorientowani co do zasad kształtowania opłat za ciepło i relacji dostawca ciepła – spółdzielnia mieszkaniowa – lokator, a praktyka wskazuje, że są oni pozbawieni skutecznego prawa do dochodzenia swych roszczeń.

■ Wpłynęły 3 skargi odbiorców energii elektrycznej na niedotrzymywanie przez przedsiębiorstwa energetyczne parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej (spadki napięć). Postępowania wyjaśniając potwierdziły zasadność skarg. We wszystkich przypadkach w wyniku interwencji oddziału, przedsiębiorstwa energetyczne podjęły działania zmierzające do wyjaśnienia powstałych zakłóceń i kompleksowego przeglądu urządzeń energetycznych u odbiorców. Wykonano prace mające na celu poprawę ciągłości i jakości dostaw, obecnie i w przyszłości.

■ Wydano 4 decyzje wymierzające kary pieniężne (łącznie kwota kar – 50 000 zł). Popelnione przez przedsiębiorstwa przewinienia dotyczyły nie przestrzegania obowiązku utrzymywania zapasów paliw (1 przypadek), stosowania cen i taryf, z nie dopełnieniem obowiązku przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (3 przypadki). Odwołanie od decyzji do Sądu Antymonopolowego złożyło 1 przedsiębiorstwo.

Wszczęto 2 postępowania o ukaranie za przewinienia związane z niezgodnym z prawem stosowaniem cen i stawek opłat za ciepło. Sprawy te zostaną rozstrzygnięte w 2001 r.

■ Kontynuowano spotkania z przedstawicielami samorządów lokalnych. Ich celem jest wyjaśnianie problemów związanych z procesem weryfikacji taryf dla ciepła ustalanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze z terenu danych gmin oraz przedstawianie istoty i celów, jakim winny służyć opracowywane przez gminy założenia do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Spotkań takich odbyło się 6, w tym 3 w siedzibie oddziału. W jednym spotkaniu, w siedzibie MPEC Rzeszów, uczestniczyli również przedstawiciele wszystkich spółdzielni mieszkaniowych z terenu miasta.

■ Pracownicy oddziału udzielili przedsiębiorstwom energetycznym 44 konsultacji, wyjaśniając problemy techniczno-ekonomiczne pojawiające się w procesie zatwierdzenia ta-

ryf. Udzielono również wyjaśnień 14 indywidualnym odbiorcom ciepła (9) oraz energii elektrycznej (5), dotyczących zasad rozliczania opłat, konstrukcji taryf, podstaw fakturowania i etc., informując o zakresie spraw rozstrzyganych przez Prezesa URE oraz o prawach i obowiązkach odbiorców.

■ Pracownicy oddziału brali udział w seminariach organizowanych przez SEP na tematy dotyczące jakości i rynku energii, problemów zapewnienia niezawodności urządzeń i instalacji elektrycznych oraz wynikające z programu targów ELEKTRO-ENERGY.

\* \* \*

W 2000 r., wraz z merytorycznym umacnianiem się struktur organizacyjnych oddziałów pogłębiał się proces decentralizacji uprawnień Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Bezpośrednie kontakty pracowników oddziałów z jednej strony z odbiorcami energii i paliw, z drugiej z przedsiębiorstwami energetycznymi, pozwoliły na pełniejszą realizację ustawowego obowiązku równoważenia ich wzajemnych, najczęściej sprzecznych interesów. Ponadto służyły zdobyciu dodatkowej wiedzy o sytuacji ekonomicznej regulowanych przedsiębiorstw i pomogły zidentyfikować problemy odbiorców w poszczególnych regionach kraju. W okresie sprawozdawczym podjęto kilka precedensowych spraw regulacyjnych związanych z dostępem strony trzeciej do usług przesyłowych.

W trakcie licznych spotkań Prezesa URE z dyrektorami oddziałów, odbywających się każdorazowo w innym mieście omawiano bieżące doświadczenia wynikające ze stosowania narzędzi regulacyjnych. Szczególnie wiele uwagi poświęcono praktykom przedsiębiorstw zaopatrzenia w ciepło, które po zmianach właścicielskich przedstawiały do zatwierdzenia wnioski taryfowe oderwane od gminnych dokumentów planistycznych. Wskazywano na przypadki nierozważnego wyzbywania się przez miejscowe władze mienia komunalnych przedsiębiorstw energetycznych, prowadzącego w konsekwencji do nieuzasadnionego wzrostu cen i stawek opłat za ciepło i pogorszenia standardu zaopatrzenia i obsługi odbiorców. W tej sytuacji, 28 sierpnia 2000 r. Prezes URE wystąpił pisemnie do wszystkich gmin w Polsce w sprawach związanych z planowaniem zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

*„Niniejszym pismem chcę zwrócić uwagę organów gminy na problemy realizacji obowiązków, wynikających z ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, ze zm.). Jest to zarazem okazja do zainicjowania współpracy z Państwem w sprawach będących w naszych ustawowych kompetencjach.*

*Nalożone na gminy, przez ustawę – Prawo energetyczne, obowiązki w sprawach związanych z zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, są uszczegółowieniem zadań własnych gminy, wymienionych w art. 7 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (tekst jednolity Dz. U. z 1996 r. Nr 13, poz. 74 ze zm.).*

*Na podstawie art. 18 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne gminy są w szczególności zobowiązane do planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i pa-*

liwa gazowe na obszarze gminy. Ustawa przewiduje dwa rodzaje dokumentów planistycznych, uchwalanych przez radę gminy. Są to: „założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” oraz „plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”. Konieczność opracowania „planu zaopatrzenia...” zachodzi tylko w przypadku, gdy plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji „założeń do planu...”.

Zgodnie z art. 19 ustawy – Prawo energetyczne „założenia do planu...” powinny określać: 1) ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, 2) przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych, 3) możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych, 4) zakres współpracy z innymi gminami.

Przy realizacji zadań związanych z planowaniem energetycznym należy mieć na uwadze, że z art. 16, 18 i 19 ustawy – Prawo energetyczne wynika wymóg harmonizacji: „założeń do planu...”, miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (względnie studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego) oraz planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych.

Wypada podkreślić, że właściwe przygotowanie planu zagospodarowania przestrzennego przez gminę, a następnie „założeń do planu...” może spowodować obniżenie kosztów nośników energii dla mieszkańców poprzez wykorzystanie lokalnych źródeł energii, jak również wpłynąć na poprawę stanu środowiska, poprzez eksploatację odnawialnych źródeł energii. Istotne jest także i to, że wysokość opłat za przyłączenie do sieci ciepłowniczej, elektrycznej lub gazowej zależy bezpośrednio od formalnego istnienia takich „założeń do planu...” lub „planu zaopatrzenia...”. W przypadku ich braku, potencjalni odbiorcy będą mieli nie tyle trudności z przyłączeniem do sieci, co będą musieli ponieść wyższe opłaty za to przyłączenie. W takiej sytuacji musicie Państwo liczyć się z faktem, iż to właśnie organy gminy będą obwiniane za ten stan rzeczy.

Korzystając z okazji, chciałbym uczulić Państwa na ważny problem, związany ze sprawowaniem nadzoru właścicielskiego nad komunalnymi przedsiębiorstwami energetycznymi. Docierają do mnie bowiem sygnały o szybko rosnących płatnościach za ciepło i ciepłą wodę, o problemach związanych z realizacją umów o dostawę ciepła, o nie dotrzymywaniu standardów usług ciepłowniczych, głównie w małych miastach i miasteczkach, gdzie często lokalne przedsiębiorstwa ciepłownicze działają poza ustawową jurysdykcją Prezesa URE. Większość z tych problemów pojawia się wraz z wyzbywaniem się przez miejscowe władze mienia komunalnych przedsiębiorstw

energetycznych. Gminy tracą realny, bezpośredni wpływ na działalność prowadzoną przez nabywców tego mienia, w tym także na sporządzane przez te przedsiębiorstwa taryfy. Natomiast zapewnienia przedsiębiorców dotyczące zakresu działania, koniecznych inwestycji i deklarowanego poziomu cen, składane w ofertach przetargowych, są często nie do wyegzekwowania z powodu nienależytego zabezpieczenia interesów lokalnych społeczności w umowach cywilno-prawnych.

Dlatego też szczególnie wnikliwie powinny być analizowane wszelkie aspekty umów sprzedaży lub dzierżawy przedsiębiorstw energetycznych, a zwłaszcza – konieczne jest rozważenie celowości przeprowadzenia deklarowanych inwestycji i modernizacji, w tym związanych ze zmianą paliwa, a także dokonanie oceny proponowanych mechanizmów stanowienia cen za dostarczane ciepło i ciepłą wodę. Każdy nakład inwestycyjny, wydatek na remont lub usprawnienia, zakup automatyki pogodowej, ceny zakupu nowych paliw itp. będą z pewnością przeniesione na ceny mocy zamówionej i ceny ciepła, na stawki opłat za jego przesłanie, na abonament. W każdym przypadku za to wszystko płaci odbiorca.

Proponuję, aby przed podjęciem decyzji w tych sprawach zbadać wpływ wprowadzenia nowoczesnych technologii i technik grzewczych na poziom płatności. Zbyt często okazuje się, że wprowadzenie nowej technologii, choć możliwe z technicznego punktu widzenia, nie powinno mieć miejsca z uwagi na ochronę ekonomicznych interesów odbiorców. Każda decyzja o zbyciu mienia komunalnego, powinna być poprzedzona przeprowadzeniem szczegółowych analiz ekonomiczno-finansowych, a umowy sprzedaży lub dzierżawy – precyzyjnie określić warunki prowadzenia działalności przez nabywcę, sposób stanowienia cen a także zawierać klauzule umożliwiające rozwiązanie umowy w przypadku ich niedotrzymania.

Zdając sobie sprawę z wagi wyżej zasygnalizowanych problemów, proponuję możliwość skorzystania przy ich rozwiązywaniu z naszej wiedzy i doświadczenia. Specjalnie w tym celu został uruchomiony w Urzędzie Regulacji Energetyki punkt konsultacyjny, w którym mogą Państwo uzyskać informacje dotyczące spraw związanych z zaopatrzeniem w ciepło. Udzielają ich również oddziały terenowe URE w Gdańsku, Szczecinie, Poznaniu, Wrocławiu, Katowicach, Krakowie, Lublinie, Łodzi i Warszawie. Jednocześnie zachęcam Państwa do zapoznania się z wrześnieowym numerem Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki, w którym ukaże się artykuł na temat szczegółowych zagadnień związanych z planowaniem energetycznym w gminach. ”.

Dzięki tej inicjatywie, bliższe stały się kontakty dyrektorów oddziałów z władzami samorządowymi województw. Związki te będą miały coraz większe znaczenie dla postępujących procesów restrukturyzacyjnych w krajowej energetyce.



## Część III. FUNKCJONOWANIE URZĘDU

### 1. Zatrudnienie i działalność szkoleniowa

Na koniec 2000 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki zatrudnionych było 286 osób, z czego 149 osób pracowało w centrali urzędu a 137 osób w oddziałach terenowych. Utrzymana została tendencja do zatrudniania osób o wysokich kwalifikacjach, co przedstawiają rysunki 24 i 25.

Z uwagi na złożoność procesu regulacji i potrzebę aktualizacji wiedzy, w URE prowadzono systematycznie działalność szkoleniową. Organizowane i uruchamiane szkolenia poświęcone były zagadnieniom niezbędnym w pracach nad systemem regulacji polskiego sektora energetycznego.

W 2000 r. z inicjatywy Prezesa URE zainaugurowane zostały szkolenia poświęcone problematyce związanej z sektorem energetycznym i jego regulacją, nazwane *Warsztatami Regulatora*. W ramach tego cyklu spotkań, w których wzięło udział 230 osób, odbyły się seminaria na następujące tematy:

1. Rozwój procesów konkurencyjnych w sektorze elektroenergetycznym,
2. Dylematy prywatyzacji przedsiębiorstw polskiej elektroenergetyki,
3. Prawne podstawy regulacji w elektroenergetyce na tle zobowiązań międzynarodowych,
4. Strategie rozwojowe miejskich przedsiębiorstw ciepłowniczych.

W celu podnoszenia kwalifikacji zawodowych pracownicy uczestniczyli w różnego rodzaju kursach językowych. Spośród 98 pracowników uczących się języków obcych, 52 osoby skorzystały z oferty nauki języka angielskiego zorganizowanej przez urząd.

Ponadto, pracownicy URE brali udział w szkoleniach organizowanych przez różne instytucje, m.in. przez Krajową Szkołę Administracji Publicznej, Instytut Doskonalenia Wiedzy o Ryнку, Giełdę Energii, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

Istotną formą wspierania rozwoju zawodowego było udzielanie pomocy finansowej pracownikom podwyższają-

cym kwalifikacje, poprzez częściowe refundowanie m.in. kosztów kursów językowych, kursów specjalistycznych czy też studiów wyższych i podyplomowych.

W związku z nałożonym przez ustawę o służbie cywilnej, obowiązkiem odbycia służby przygotowawczej przez osoby nie posiadające odpowiedniego stażu w administracji publicznej, w zajęciach teoretycznych obejmujących 160 godzin wykładów wzięło udział 24 pracowników urzędu.

Korzystając ze środków pomocowych, pracownicy URE podnosili swoje kwalifikacje poprzez uczestnictwo w kursach i seminariach zagranicznych, m.in.:

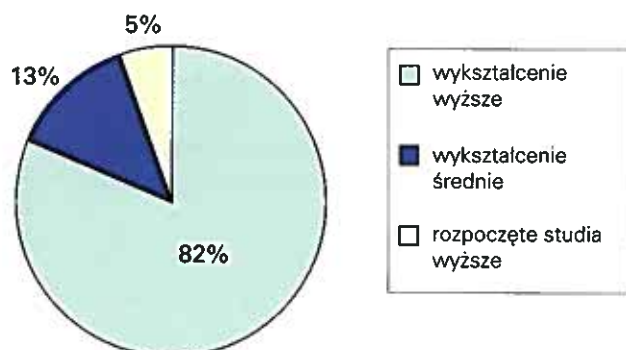
- warsztatach zorganizowanych przez Komisję Europejską w Paryżu, Madrycie i Helsinkach,
- seminarium zorganizowanym w Helsinkach w ramach prac grupy ad hoc ds. rynków energii w regionie Bałtyku GSEO, którego tematem było m.in. studium pt. „Harmonizacja rynków elektroenergetycznych wokół Bałtyku” wykonane na zlecenie Rady Ministrów krajów nordyckich,
- posiedzeniu grupy roboczej ds. konkurencji i regulacji w ramach Komitetu Prawa i Polityki Konkurencji, które odbyło się w Paryżu. Podczas tego spotkania zaprezentowane zostało stanowisko Prezesa URE w kwestii liberalizacji polskiego rynku gazowego w dokumencie pt. „Możliwości zaistnienia konkurencji na rynku gazowniczym”,
- 3-miesięcznym stażu odbytym w Dyrekcji Generalnej ds. Energii i Transportu Komisji Europejskiej w Brukseli.

### 2. Wykonanie budżetu URE

W ustawie budżetowej na 2000 r. dochody budżetowe Urzędu Regulacji Energetyki zaplanowano w wysokości 35.500 tys. zł, natomiast wydatki w wysokości 35.300 tys. zł

Na planowane dochody składały się głównie coroczne opłaty z tytułu uzyskania koncesji, wnoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne na podstawie art. 34 ust. 1 ustawy *Prawo energetyczne*, w wysokości określonej rozporzą-

Rysunek 24. Struktura zatrudnienia wg wykształcenia



Rysunek 25. Struktura zatrudnienia wg wykształcenia bazowego

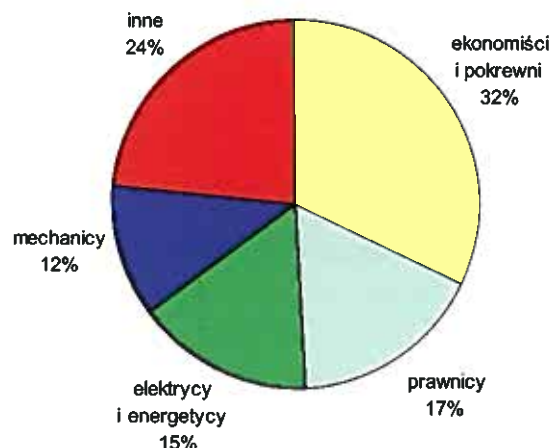


Tabela 6. Wpływy z opłat koncesyjnych uzyskane w 2000 r.

Lp.	Rodzaj działalności koncesjonowanej	Wniezione opłaty w 2000 r.	
		Liczba	Kwota (zł)
1.	Wytwarzanie ciepła	818	4.036.142,50
2.	Przesyłanie i dystrybucja ciepła	817	1.312.835,81
3.	Obrót ciepłem	239	1.916.743,23
4.	Wytwarzanie energii elektrycznej	77	8.536.179,76
5.	Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej	202	4.936.491,38
6.	Obrót energią elektryczną	242	9.203.380,24
7.	Wytwarzanie paliw ciekłych	41	3.454.196,82
8.	Magazynowanie paliw ciekłych	62	64.013,73
9.	Przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych	1	8.225,00
10.	Obrót paliwami ciekłymi	1.128	8.885.250,54
11.	Wytwarzanie paliw gazowych	7	63.844,02
12.	Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych	40	1.067.665,01
13.	Obrót paliwami gazowymi	39	1.028.326,48
	<b>Razem</b>	<b>3.713</b>	<b>44.513.294,52</b>
	Odsetki za zwłokę		132.930,48
	<b>Ogółem wpłaty</b>		<b>44.646.225,00</b>

dzeniem Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja (Dz. U. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049). Termin wnoszenia corocznych opłat określono w rozporządzeniu na 31 marca każdego roku (z wyjątkiem pierwszych opłat za koncesje z urzędu, wnoszonych w ciągu 30 dni po uzyskaniu koncesji).

Planowane wydatki obejmowały koszty funkcjonowania urzędu i realizacji jego zadań nałożonych ustawą *Prawo energetyczne*. Składały się na nie m.in. wynagrodzenia pracowników wraz z pochodnymi, koszty najmu i eksploatacji pomieszczeń biurowych, zakupy wyposażenia oraz pozostałych towarów i usług, a także wydatki majątkowe.

Wykonanie budżetu URE za rok 2000 ukształtowało się następująco:

- wydatki wyniosły 32.419 tys. zł, tj. 92% planu,
- dochody wyniosły 44.853 tys. zł, tj. 126,3% planu.

Przyczyną nie wykonania wydatków w zaplanowanej wielkości było zablokowanie przez Ministerstwo Finansów części wydatków w kwocie 1.239 tys. zł. W grudniu URE nie otrzymał również pozostałej kwoty środków budżetowych – uwzględniającej blokadę – do wysokości planu. W związku z tym w 2000 r. nie zostały zrealizowane zobowiązania na kwotę ponad 1.000 tys. zł (w tym wydatków majątkowych na kwotę 47 tys. zł).

Znacznie wyższe wykonanie dochodów budżetowych niż zaplanowane było wynikiem wielu czynników trudnych do przewidzenia i do oszacowania na etapie planowania budżetu. Znaczący wpływ na przebieg realizacji dochodów budżetowych w 2000 r. miała nowelizacja ustawy *Prawo energetyczne*, rozszerzająca obowiązek uzyskania koncesji na prowadzenie działalności na znacznie większą liczbę przedsiębiorstw energetycznych. W związku z tym wzrosła liczba podmiotów gospodarczych zobowiązanych do wnieścia opłaty koncesyjnej.

Z łącznej sumy uzyskanych dochodów na opłaty koncesyjne przypadła kwota 44.513 tys. zł, pozostałe wpływy pochodziły ze sprzedaży Biuletynu URE oraz z odsetek za zwłokę w uregulowaniu opłat koncesyjnych i odsetek od środków na rachunku bankowym.

W stosunku do koncesjonariuszy, którzy nie wnieśli opłat za 2000 r. w obowiązującym terminie (poza licznymi monitami telefonicznymi) wystosowano:

- 270 wezwań do zapłaty,
- 75 wezwań do uregulowania odsetek,
- 70 pism informujących o zamiarze wszczęcia postępowania egzekucyjnego (w przypadkach braku skuteczności poprzednich działań),
- 16 zawiadomień o wszczęciu postępowania administracyjnego w sprawie obliczenia opłaty (z tego 7 postępowań umorzono w wyniku wnieścia opłaty),
- 111 wezwań do nadesłania formularzy,
- 45 upomnień (stanowiących ostatni etap procedury przed wystawieniem i przesłaniem do urzędu skarbowego tzw. tytułu wykonawczego),
- 9 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych.

## Podsumowanie

Efekty działań Prezesa URE, które dało się zaobserwować w trzecim roku regulacji, wzmacniają argumentację na rzecz sprawowania nadzoru nad sektorem energetycznym przez niezależnego regulatora. Najbardziej wymownym przejawem skuteczności oddziaływania regulatora jest umiarkowana dynamika wzrostu cen dla odbiorców energii elektrycznej, ciepła i gazu (por. dane GUS zaprezentowane w tabeli nr 7 – na podstawie „Biuletynu Statystycznego” nr 1/2001, luty 2001, s. 106–113).

Regulacja przedsiębiorstw energetycznych, zorientowana na udokumentowanie kosztów ich funkcjonowania, doprowadziła do porządkowania poziomu oraz struktury cen

Tabela 7. Wskaźniki cen wybranych grup towarów i usług konsumpcyjnych

Towar/usługa	Wskaźnik cen wybranych grup towarów i usług konsumpcyjnych	
	XII/XII	Średnioroczny
Ogółem	108,5	110,1
Towary – razem	107,3	109,6
Usługi – razem	111,0	111,0
<i>Nośniki energii oraz centralne ogrzewanie – razem</i>	<i>110,2</i>	<i>108,8</i>
Energia elektryczna	111,1	108,8
Gaz	117,3	117,2
z sieci	.	109,7
z butli*	.	145,8
Opał*	109,4	108,8
Centralne ogrzewanie i ciepła woda	105,9	104,3
Oplaty za najem mieszkania	119,2	120,1
Wyposażenie mieszkania i prowadzenie gospodarstwa domowego	104,8	105,5
Zdrowie	109,2	110,6
Transport – razem	109,1	120,0
Paliwa	111,0	136,8
Usługi transportowe	112,8	117,4
Transport kolejowy	100,1	113,2
Usługi pocztowe	107,7	108,3
Sprzęt i usługi telekomunikacyjne	108,0	105,9
Rekreacja i kultura	107,8	109,3
Edukacja	107,9	111,5
Inne towary i usługi	108,6	108,8

\* ceny tych nośników energii (z wyjątkiem cen węgla brunatnego dla elektrowni) nie są zatwierdzone przez Prezesa URE.

i opłat. Nadal jednak występują deformacje spowodowane wieloletnim sposobem stanowienia cen i dotacjami. Wyeliminowanie tych deformacji to proces, który może potrwać nawet kilka lat. Wpływ regulatora na kształtowanie cen i relacji cenowych jest ważnym ale nie jedynym rezultatem jego działań. Poprzez dokonywane przeglądy tzw. kosztów zależnych od przedsiębiorstw, wywierana jest presja na racjonalizację tych kosztów i motywowanie do poprawy wyników ekonomicznych w inny sposób, niż podwyżki cen dla odbiorców. Dotyczy to takich sfer działalności przedsiębiorstw, jak: dywersyfikacja źródeł zakupów, racjonalizacja działalności inwestycyjnej, poprawa zarządzania finansami, racjonalizacja zatrudnienia.

Regulacja w odniesieniu do energetyki jest przejawem takich regulacyjnych funkcji państwa, które w transformującej się gospodarce kreują procesy gospodarcze zgodnie z logiką mechanizmu rynkowego. W sektorze energetycznym jednak, pozostawienie realizacji równoważenia interesów odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych wyłącz-

nie mechanizmom rynkowym, byłoby błędem ze względu na naturalny monopol przedsiębiorstw sieciowych oraz konieczność redukcji poziomu ryzyka działalności przedsiębiorstw energetycznych (strategiczny charakter procesu zaopatrzenia gospodarki w energię). Celem regulacji energetyki jest zatem równoważenie interesów, w horyzoncie krótkoterminowym – poprzez ochronę poszczególnych grup odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen, oraz, w horyzoncie długoterminowym – poprzez zapewnienie warunków dla stabilnego funkcjonowania i racjonalnego rozwoju przedsiębiorstw energetycznych.

Wprowadzenie mechanizmów rynkowych w energetyce ciągle jeszcze napotyka na wiele trudności i barier. Kolejny rok regulacji w większym stopniu pozwala na identyfikację tych barier, niż na ich usuwanie. Nie ulega wątpliwości, iż zasadniczym czynnikiem zmian muszą stać się rozwiązania systemowe, będące w gestii Parlamentu i Rządu a nie indywidualnie adresowane decyzje administracyjne, podejmowane w ramach kompetencji Prezesa URE.



# SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

**Holding** – grupa spółek stanowiąca związek finansowy używający swych kapitałów w celu wykupienia udziału (zwykle udziału kontrolnego) w wielu firmach prowadzących działalność gospodarczą.

Spółka typu holdingowego charakteryzuje się następującymi cechami:

- 1) wszystkie podmioty uczestniczące w związku kapitałowym typu holdingowego reprezentują wzajemnie odrębne osobowości prawne (w warunkach krajowych są to spółki prawa handlowego);
- 2) jedna ze spółek zgrupowania (holder) posiada udziały/akcje w innych spółkach;
- 3) w wyniku posiadania przez tę spółkę udziałów lub akcji w innych spółkach, stwarza się specjalny typ zależności pomiędzy spółkami zgrupowania, ponieważ dysponowane udziały/akcje zapewniają jednej ze spółek dominację nad pozostałymi spółkami zgrupowania; dominacja ta polega m.in. na uzyskaniu przewagi głosów w zgromadzeniu wspólników i w rezultacie – kontroli składu jej zarządu,
- 4) najczęściej spółka dominująca rezygnuje z prowadzenia podstawowej działalności gospodarczej, z reguły realizowanej w spółkach zdominowanych, co odciąża ją od prowadzenia własnych interesów operacyjnych.

(W.W.)

**Koncern** – forma organizacji grupy podmiotów gospodarczych, które prowadzą wspólną politykę finansową zachowując odrębną osobowość prawną. Można wyróżnić trzy sposoby powstawania koncernów:

- 1) wykupywanie udziałów/akcji innych podmiotów (ang. *take over*), tworzenie fuzji z innymi przedsiębiorstwami (ang. *merger*) lub zezwolenia na używanie licencji, patentów, znaku firmowego (*franchising*) innym przedsiębiorstwom; formą najbardziej rozpowszechnioną jest wykupywanie udziałów kontrolnych w przedsiębiorstwach uważanych za potencjalnych członków koncernu;
- 2) tworzenie tzw. grup zysku – porozumienia zawieranego między dwoma lub trzema (rzadziej większą liczbą) przedsiębiorstwami w sprawie podziału zysku w ustalonych proporcjach;
- 3) mianowanie dyrektorów lub członków rady nadzorczej jednego przedsiębiorstwa w radzie nadzorczej innego.

Koncernowa forma organizacji podmiotów gospodarczych ma na celu: umożliwienie zwiększenia ich udziału w rynku, osiągnięcie korzyści skali produkcji, korzyści zakresu, zmniejszenie kosztów transakcji, skoncentrowanie środków na tworzenie postępu technicznego, kształtowanie wystarczającego popytu, zapewniającego podejmowanie dużych przedsięwzięć inwestycyjnych itp.

(W.W.)

**Konsorcjum** – czasowa forma organizacji biznesu polegająca na połączeniu środków pieniężnych lub innych aktywów podmiotów gospodarczych w celu rozpoczęcia wspólnego, ściśle określonego przedsięwzięcia biznesowego przekraczającego możliwości jednego podmiotu. Główny członek konsorcjum (pod względem wielkości wniesionych aktywów), czyli jego kierownik, prowadzi rozliczenia z pozostałymi członkami tego konsorcjum.

W historii gospodarki kapitałowej konsorcja powstawały głównie w sferze finansowo-bankowej i wiązały się z łączeniem pieniężnych aktywów przedsiębiorstw. W warunkach współczesnej globalizacji konkurencji (występowania konkurencji w ska-

li międzynarodowej) konsorcja tracą na znaczeniu jako sposoby ograniczania konkurencji, zyskują natomiast jako formy organizacji biznesu, stojącego przed koniecznością podejmowania wielkich przedsięwzięć gospodarczych.

(W.W.)

**Konglomerat** – podmiot powstający w wyniku fuzji gospodarczych, nabycia udziałów lub inwestycji w różne sfery działalności gospodarczej w celu: zwiększenia możliwości dostępu zasobów finansowych, zapewnienia bardziej efektywnej alokacji tych środków i pełniejszego wykorzystania kadr kierowniczych tego podmiotu. Konglomeraty często subsydują część swojej mniej dochodowej działalności gospodarczej, aby wyeliminować konkurencję, a także zawierają umowy w zakresie wzajemnej sprzedaży i zakupu towarów, co jest działaniem naruszającym zasady wolnego rynku.

(W.W.)

**Kartel** – forma porozumienia lub stowarzyszenia producentów albo sprzedawców, którego celem jest wyeliminowanie konkurencji, czyli dążenie do zapewnienia pozycji dominującej (30%–50% udziału w rynku) albo monopolu (100% udziału w rynku i brak substytutów sprzedawanego produktu). Tak znaczny udział w rynku pozwala kartelowi na zaplanowanie takiej wielkości produkcji i sprzedaży, dzięki której może on poddyktować taką cenę (przesuwanie się po krzywej popytu), która przy danych kosztach ponoszonych przez członków kartelu pozwala im maksymalizować zysk.

Kartele mogą również powstawać na rynku międzynarodowym, a jego członkami mogą być wówczas państwa. Najsłynniejszym kartelem międzynarodowym jest OPEC – Organizacja Krajoł Eksportujących Ropę Naftową (ang. *Organisation of Petroleum Exporting Countries*) – utworzony w 1960 r., grupujący kraje, których udział w światowej produkcji ropy naftowej stanowi ok. 50%, a jej eksport – ponad 80% eksportu światowego.

Ustawodawstwa antymonopolowe wielu krajów świata zakazują powstawania karteli wewnątrz poszczególnych krajów, próbując chronić odbiorców (konsumentów), którzy w wyniku porozumień kartelowych tracą podwójnie – mniejsza liczba produktów i usług na rynku, a ceny wyższe.

(W.W.)

**Trust** – organizacja biznesowa, która powstaje w wyniku przekazania kontroli nad przedsiębiorstwami przez właścicieli akcji/udziałów tych przedsiębiorstw – powiernikowi (ang. *trustee*) lub grupie powierników w zamian za zaświadczenia trustowe (ang. *trust certificate*) upoważniające do udziału w zysku tej organizacji. Centralna rada wykonawcza (ang. *board of trustees*) przydziela zaświadczenia trustowe według wartości aktywów wnoszonych do trustu. Przedsiębiorstwa wchodzące w skład trustu tracą odrębność własnościową, stają się własnością grupy, której z kolei stają się formalnymi współwłaścicielami. Trust jest zatem formą koncentracji finansowej, będącej najszerzą formą koncentracji działalności gospodarczej. Jako organizacyjna forma koncentracji produkcji trust może przyczynić się do: zwiększania udziału grupy w rynku, korzyści skali i zakresu produkcji, korzyści sieci w dystrybucji oraz do: obniżania kosztów transakcji, gromadzenia środków przeznaczonych na wielkie przedsięwzięcia inwestycyjne i badania rozwojowe, kształtowania trwałego popytu na produkty i usługi grupy itp.

(W.W.)



**URE**  
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI