

NR 3
2004

4 maja 2004

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

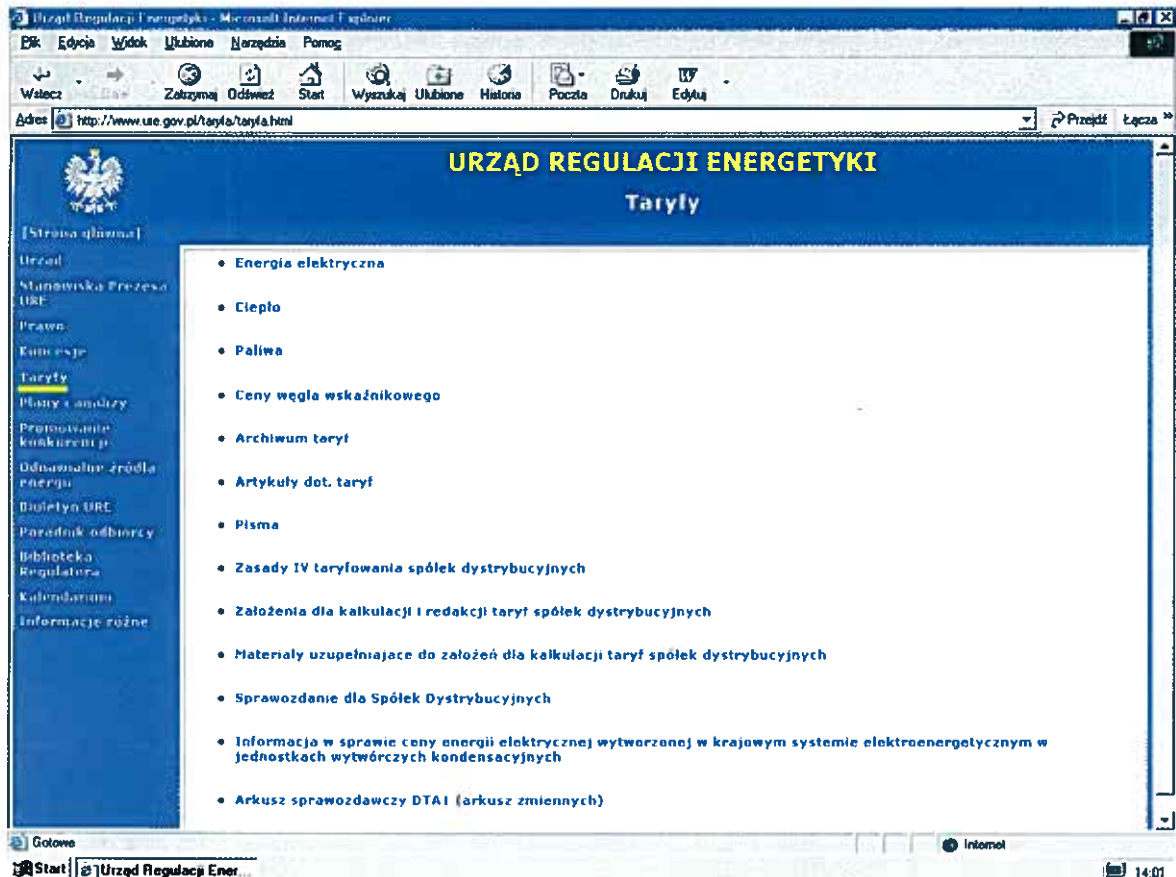
w numerze:

- **Sprawozdanie z działalności
Prezesa URE – 2003**

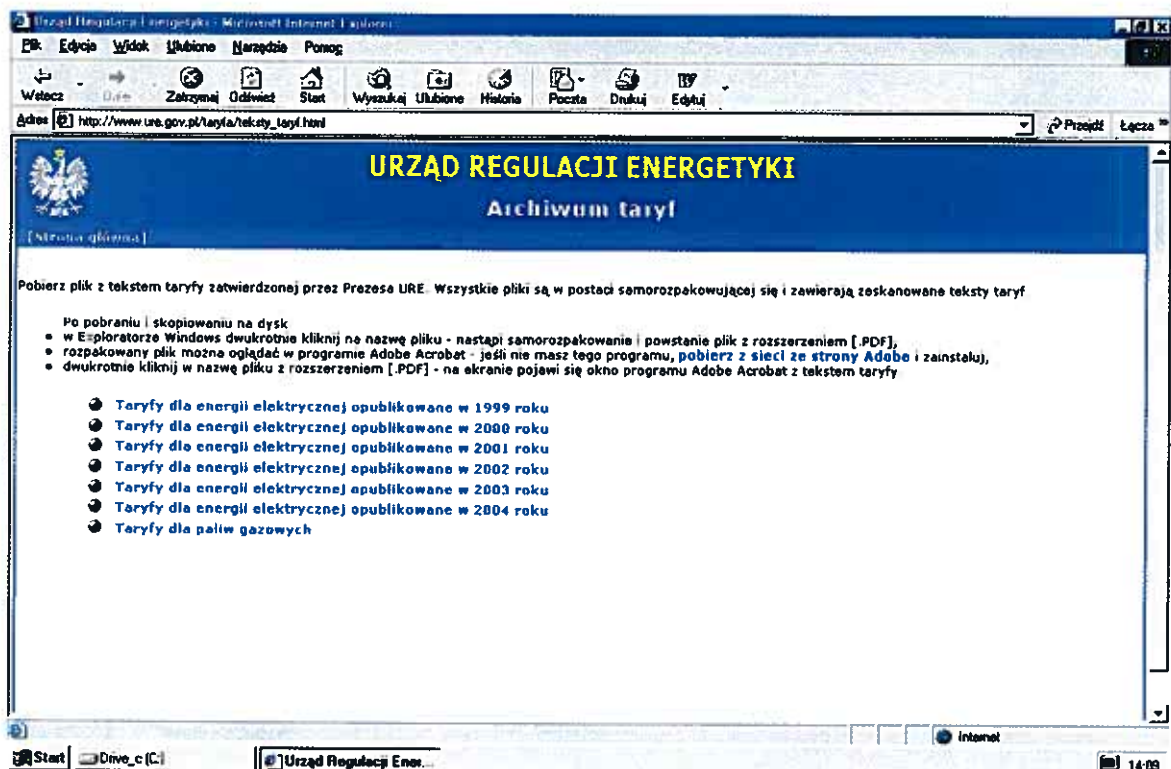
Pobieranie ze strony internetowej URE tekstów taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowanych w biuletynach branżowych

W celu pobrania opublikowanych tekstów taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych należy:

1. wejść na stronę internetową URE, adres www.ure.gov.pl, kliknąć pozycję „Taryfy” (pojawi się poniższa strona),



2. wybrać „Archiwum taryf”; następnie ze strony, która się wówczas ukaże (patrz rysunek poniżej), można pobrać plik z tekstem zatwierdzonej taryfy dla energii elektrycznej lub paliw gazowych.



SPIS TREŚCI

Wprowadzenie	2
Część I. Realizacja ustawowych obowiązków Prezesa URE	6
1. Rynek energii elektrycznej	6
1.1. Warunki i ocena procesu koncesjonowania w elektroenergetyce	6
1.2. Podstawowe informacje o pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w 2003 r.	9
1.3. Wytwarzanie energii elektrycznej	10
1.4. Monitorowanie przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną	20
1.5. Procedury regulacyjne związane z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi oraz z operatorami systemów dystrybucyjnych (zakładami energetycznymi)	23
1.6. Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej	28
1.7. Monitorowanie realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci (zasada TPA)	29
2. Rynek paliw gazowych	32
2.1. Rynek gazu ziemnego	32
2.2. Koncesjonowanie przedsiębiorstw gazowniczych	34
2.3. Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem paliwami gazowymi	34
2.4. Projekt planu rozwoju Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA (PGNiG)	38
2.5. Projekty planów rozwoju gazowych spółek dystrybucyjnych	38
2.6. Realizacja zasady TPA w sektorze gazu	39
3. Rynek ciepła	39
3.1. Podstawy prawne ustalania taryf dla ciepła	39
3.2. Ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe w zatwierdzonych taryfach dla ciepła	39
3.3. Realizacja zasady TPA w ciepłownictwie	44
4. Paliwa ciekłe	45
5. Wyznaczanie operatorów systemu przesyłowego	46
6. Działalność informacyjna	47
6.1. Publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii	47
6.2. Działalność informacyjno-promocyjna	47
6.3. Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii	48
7. Charakterystyka ilościowa działalności regulatora	49
7.1. Koncesje	49
7.2. Zatwierdzanie taryf	51
7.3. Rozstrzyganie sporów	53
7.4. Nakładanie kar pieniężnych	55
7.5. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych	56
7.6. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych	61
Część II. Działalność Oddziału Centralnego i oddziałów terenowych	62
1. Oddział Centralny w Warszawie	64
2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie	70
3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku	76
4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu	85
5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie	90
6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi	96
7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu	103
8. Południowy Oddział Terenowy Urzędu Regulacji Energetyki z siedzibą w Katowicach	109
9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie	114
Część III. Regulator a inne organy państwa	120
1. Współpraca z organami antymonopolowymi	120
2. Udział w posiedzeniach Komitetu Rady Ministrów	120
3. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE	121
4. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli	125
Część IV. Funkcjonowanie urzędu	137
1. Struktura Urzędu Regulacji Energetyki	137
2. Zatrudnienie	138
3. Budżet	138
3.1. Dochody budżetu państwa	138
3.2. Wydatki	139
4. Szkolenie pracowników	140
5. Współpraca z zagranicą	140
5.1. Działalność w ramach stowarzyszeń międzynarodowych	140
5.2. Współpraca w ramach struktur Unii Europejskiej	141
5.3. Konferencje i seminaria międzynarodowe	141
5.4. Pozostałe kontakty zagraniczne Prezesa URE	142
Informacje i komunikaty	143

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

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

Skład, lamowanie, organizacja druku i kolportaż: Zakład Wydawnictw i Nagrań, ul. Konwiktorska 9, 00-216 Warszawa, tel. 831 22 71 w. 254, 831 85 06, fax 635 34 90

Oddano do druku 23 kwietnia 2004 r. Nakład: 2000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 15 (w tym 0% 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 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).

www.ure.gov.pl

SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE W 2003 R.

WPROWADZENIE

Niniejszy dokument zawiera doroczne sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego też Regulatorem.

Podstawowe kwestie, jakie zostały ujęte w Sprawozdaniu odnoszą się do sposobu realizacji w 2003 r. ustawowych celów Prezesa URE, obowiązku nałożonego na ten organ państwa przez ustawę – Prawo energetyczne¹⁾. Głównym celem jest wdrożenie i nadzorowanie procesu liberalizacji rynku energii, podporządkowanego takim nadrzędnym przesłankom jak bezpieczeństwo energetyczne i wysoka konkurencyjność gospodarki Polski, a także integracja z powstającym europejskim rynkiem energii.

Rok 2003 to siódmy już rok zmagania polskiego Regulatora o sprawniejszą ekonomicznie, przyjazną ludziom i środowisku energetykę. Punktem odniesienia działań regulacyjnych są obserwacje zjawisk i procesów zachodzących w przekształcaniach systemowych i strukturalnych europejskiej energetyki, co stanowi jednocześnie swoistą naukę, inspirację i rekomendacje dla krajów podążających ich tropem.

Przede wszystkim, i to jest nauka podstawowa, zasadniczą przyczyną sprawczą zmian polegających na demonopolizacji i zmierzających do urynkwienia sektorów energetycznych było zastosowanie tzw. *unbundling'u*. Rozdzielenie zakresów działalności energetycznej umożliwiło przejrzystość kosztową i cenową, eksponując zarazem obszary podatne na działanie konkurencji.

1) Ramy regulacyjne dla polskiego sektora energii określone zostały w ustawie – Prawo energetyczne, która tworzona była ze szczególnym uwzględnieniem zgodności z prawem Unii Europejskiej, m.in. z Dyrektywą 96/92/WE w sprawie jednolitych zasad rynku energii elektrycznej. Utworzenie organu regulacyjnego sprzyjać miało, między innymi, ujednoliceniu rozwiązań w dziedzinie regulowania energetyki, przyjęciu odpowiednich w tym zakresie standardów UE i tym samym ułatwieniu przedsiębiorstw energetycznym stosownych przeobrażeń strukturalno-systemowych. Ustawę uchwalono 10 kwietnia 1997 r. Pod jej „rządami” znajduje się niemal cały, szeroko rozumiany, sektor energetyczny. 1 stycznia 2003 r. weszła w życie nowelizacja ustawy, której celem była dalsza harmonizacja polskiego prawa z prawem Unii Europejskiej, w tym z przepisami Dyrektywy 98/30/WE w sprawie jednolitych zasad rynku gazu z 1998 r. Obecnie, marzec 2004 r., jest szykowana kolejna nowelizacja na skutek przyjęcia Dyrektywy 2003/54/WE oraz Dyrektywy 2003/55/WE uchylających poprzednie.

Druga istotna nauka, to prawna liberalizacja dostępu do sieci energetycznych. Nawet niepełne korzystanie z prawa dostępu stron trzecich do sieci (TPA) przez odbiorców wymusza spadek cen energii. Tak było w Wielkiej Brytanii oraz w krajach skandynawskich. Na wolnym rynku i przy nadwyżce mocy zainstalowanej ceny energii elektrycznej i gazu zbliżają się do poziomu kosztów najbardziej efektywnych wytwórców.

Trzecia nauka, wypływająca z doświadczeń krajów Unii Europejskiej, wiąże się z pytaniem: kto ma szansę na największy sukces rynkowy? Jakie firmy, jak skonfigurowane, o jakiej strukturze własności? Obserwacja europejskiego rynku energii upoważnia do nieco przewrotnej konstatacji. Nie jest ważne kto jaki jest, bowiem znacznie ważniejsze jest jego zachowanie na rynku. Generalnie można odpowiedzieć tak: największe szanse na sukces rynkowy mają te firmy, które najszybciej akceptują zmiany i lepiej przystosowują się do wymagań konkurencji. Jesteśmy świadkami postępującej internalizacji rynków wewnętrznych, i choć brzmi to nieco przewrotnie, rosnące w siłę wielonarodowe firmy energetyczne przekraczają granice państw szybciej niż fizycznie czyni to energia.

Kolejny wniosek dotyczy rozszerzania zakresu działalności przedsiębiorstw energetycznych. Powstają bowiem przedsiębiorstwa multimedialne, które dostarczają kompleksowo nie tylko energię elektryczną, gaz, ale także wodę i świadczą usługi komunikacyjne. Choć na dziś jest to w dużej części dywersyfikacja działalności na różnych rynkach, a nie w skali rynku lokalnego, to jednak wydaje się, że taka przyszłość również nas czeka.

I ostatnia chyba obserwacja: prywatyzacja jako narzędzie przyspieszania procesów liberalizacji, pozyskania kapitału po efektywnym koszcie, dające szansę na wdrożenie nowoczesnych metod zarządzania. Jak wiele w tym zakresie mamy do zrobienia, łatwo sobie na to pytanie odpowiedzieć, obserwując proces prywatyzacji polskiej energetyki.

Po uzyskaniu przez Polskę pełnoprawnego członkostwa w UE, tj. po historycznej dacie 1 maja 2004 r. przed polską energetyką pojawią się nowe wyzwania. I tak wejdą na polski rynek producenci dotychczas mniej lub wcale zaangażowani w prywatyzację naszej energetyki. Znacznie przybędzie też konkurencji w usługach dla energetyki. Producenci muszą również liczyć się z postępującymi obostrzeniami w dziedzinie ochrony

Tabela 1. Implementacja Dyrektywy elektroenergetycznej 96/92/WE

Kraj	Deklarowane otwarcie rynku	Rodział działalności: operator systemu przesyłowego	Rodział działalności: operator systemu dystrybucyjnego ^{I)}	Regulator – zatwierdzenie taryf	Usługi bilansujące	Udział największego wytwórcy w rynku w % ^{II)}	Udział 3 największych wytwórców w rynku w % ^{III)}
Austria	100	Prawny	Księgowy	Ex-ante	Korzystne	6 ^{IV)}	33
Belgia	80	Prawny	Prawny	Ex-ante	Niekorzystne	59	66
Dania	100	Prawny	Prawny	Ex-ante	Korzystne	0	25
Finlandia	100	Właścicielski	Księgowy	Ex-post	Korzystne	11	29
Francja	37	Zarządczy	Księgowy	Ex-ante	Umiarkowane	78	86
Grecja	34	Pr./zarząd.	Księgowy	Ex-ante	Niekorzystne	85	87
Hiszpania	100	Właścicielski	Prawny	Ex-ante	Korzystne	37	79
Holandia	63	Właścicielski	Prawny	Ex-ante	Korzystne	B. danych	33
Irlandia	56	Pr./zarząd.	Zarządczy	Ex-ante	Umiarkowane	80	90
Luksemburg	57	Księgowy	Księgowy	Ex-ante	Niekorzystne	0	0
Niemcy	100	Prawny	Księgowy	Planowany	Niekorzystne	23	61
Portugalia	45	Właścicielski	Zarządczy	Ex-ante	Umiarkowane	59	74
Szwecja	100	Właścicielski	Prawny	Ex-post	Korzystne	16	50
Wielka Brytania	100	Właścicielski	Prawny	Ex-ante	Korzystne	16	37
Włochy	66	Właśc./prawny	Prawny	Ex-ante	Umiarkowane	43	72
Norwegia	100	Właścicielski	Księgowy	Ex-ante	Korzystne	12	24
Cypr	0	Zarządczy	Brak rozdz.	Ex-ante	Brak decyzji	100	100
Czechy	30	Prawny	Księgowy	Ex-ante	Niekorzystne	43	53
Estonia	10	Księgowy	Księgowy	Ex-ante	Niekorzystne	15	21
Litwa	17	Prawny	Prawny	Ex-ante	Umiarkowane	0	29
Łotwa	11	Prawny	Prawny	Ex-ante	Brak systemu	0	0
Malta	0	Uchylenie	Brak rozdz.	Brak systemu	Brak decyzji	100	100
Polska	51	Zarządczy	Księgowy	Ex-ante	Umiarkowane	4	25
Słowacja	41	Prawny	Prawny	Ex-ante	Umiarkowane	29	40
Słowenia	64	Prawny	Księgowy	Ex-ante	Niekorzystne	16	43
Węgry	30	Księgowy	Księgowy	Brak systemu	Umiarkowane	5	41
Kraje kandydujące							
Bułgaria	15	Księgowy	Księgowy	Ex-ante	Umiarkowane	B. danych	45
Rumunia	33	Prawny	Księgowy	Ex-ante	Umiarkowane	B. danych	44
Turcja	23	Prawny	Księgowy	Ex-ante	Niekorzystne	B. danych	62
Kraje sąsiadujące z UE							
Albania	0	Brak rozdz.	Brak rozdz.	Ex-post	Brak decyzji	69	70
Bośnia	0	Brak rozdz.	Brak rozdz.	Planowany	Brak decyzji	B. danych	B. danych
Chorwacja	9	Brak rozdz.	Brak rozdz.	Ex-ante	Brak decyzji	40	B. danych
Macedonia	18	Brak rozdz.	Brak rozdz.	Ex-post	Brak decyzji	B. danych	B. danych
Serbia	0	Brak rozdz.	Brak rozdz.	Planowany	Brak decyzji	B. danych	B. danych
/Czarnogóra							

I Rozdział od działalności polegającej na obrocie energią elektryczną.

II Wzięto również pod uwagę moc importowaną: czerwony – jeśli > 40%, zielony – jeśli < 20%.

III Wzięto również pod uwagę moc importowaną: czerwony – jeśli > 70%, zielony – jeśli < 40%.

IV Przed przejściem Energie Austria.

Kolor zielony – satysfakcjonujący poziom rozwoju konkurencji.

Kolor czerwony – niedostateczny poziom rozwoju konkurencji.

Źródło: *Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, DG TREN Draft Working Paper, Brussels, 1.03.2004.

środowiska, co może w istotny sposób ograniczyć ich zdolność do konkurencji. Generalnie przedsiębiorstwa energetyczne, mające siedzibę na terenie Polski, spotykają się z konkurencją przedsiębiorstw z całego obszaru UE – jedyną barierą ograniczania tej rywalizacji będzie bariera zdolności przesyłowych, której waga będzie chyba bardzo szybko malała. Obok zagrożeń pojawią się też zapewne nadzieje wniesione do Polski przez nowoczesne europejskie przedsiębiorstwa energetyczne, rzeczywiście, nie tylko jak nasze rodzime – werbalnie zorientowane na rynek i odbiorcę, nadzieje na lepszy standard jakościowy obsługi i pełniejszy zakres usług, świadczonych po cenach ukształtowanych za

sprawą konkurencji na rozsądnym i dostępnym dla ogółu poziomie.

Jak dowodzą doświadczenia obserwowane na europejskim rynku energii elektrycznej i gazu, osiągnięty postęp w liberalizacji – w coraz większej ilości państw członkowskich (ilustracją osiągniętego stanu są dane zawarte w tabelach 1 i 2) – jest wynikiem właściwego systemu regulacyjnego: jego instytucji i narzędzi.

I mimo, że krajowe systemy regulacyjne są zróżnicowane, to ich wspólny mianownik stanowią zasady wynikające z głównie z dyrektyw energetycznych. Stosowanie wspólnotowych reguł ma doprowadzić do zdecydowanej konkurencji, oczywiście przy zachowaniu

Tabela 2. Implementacja Dyrektywy gazowej 98/30/WE

Kraj	Deklarowane otwarcie rynku (w %)	Rodział działalności operatora systemu przesyłowego	Rodział działalności operatora systemu dystrybucyjnego	Regulator	Struktura tarif przesyłowych	Procedura zamawiania mocy	Warunki bilansowania korzystne dla dostępu (tak/nie)	Koncentracja na rynku hurtowym
Austria	100	Prawny	Prawny	Ex-ante	Ryczałtowa/ Dystansowa	Elastyczna	Tak	Tak
Belgia	83	Prawny	Prawny	Ex-ante	Wejścia- wyjścia	Umiarkowana	Umiarkowane	Tak
Czechy	0	Księgowy	Księgowy	Ex-ante	Brak decyzji	B. danych	B. danych	Tak
Dania	100	Własnościowy	Prawny	Ex-post	Ryczałtowa	Elastyczna	Tak	Tak
Estonia	80	Brak rozdz.	Brak rozdz.	Ex-ante	Brak decyzji	B. danych	B. danych	Tak
Francja	37	Księgowy	Księgowy	Ex-ante	Wejścia- wyjścia	Umiarkowana	Umiarkowane	Umiarkowana
Hiszpania	100	Prawny	Prawny	Ex-ante	Ryczałtowa	Elastyczna	Tak	Tak
Holandia	60	Zarządczy	Prawny	Ex-ante	Wejścia- wyjścia	Elastyczna	Umiarkowane	Umiarkowana
Irlandia	85	Zarządczy	Zarządczy	Ex-ante	Wejścia- wyjścia	Umiarkowana	Tak	Nie
Litwa	80	Księgowy	Księgowy	Ex-ante	Ryczałtowa	B. danych	B. danych	Umiarkowana
Luksemburg	72	Zarządczy	Zarządczy	Ex-ante	Ryczałtowa	Umiarkowana	Umiarkowane	Tak
Łotwa	0	Prawny	Prawny	Ex-ante	Brak decyzji	B. danych	B. danych	Tak
Niemcy	100	Zarządczy	Księgowy	Planowany	Dystansowa	Umiarkowana	Nie	Umiarkowana
Polska	34	Księgowy	Księgowy	Ex-ante	Ryczałtowa	B. danych	B. danych	Tak
Słowacja	33	Prawny	Prawny	Ex-ante	Ryczałtowa	B. danych	B. danych	Tak
Słowenia	50	Księgowy	Księgowy	Ex-ante	Ryczałtowa	B. danych	B. danych	Tak
Szwecja	51	Księgowy	Księgowy	Ex-post	Ryczałtowa	Umiarkowana	Umiarkowane	Tak
Węgry	0	Prawny	Księgowy	Ex-ante	Brak decyzji	B. danych	B. danych	Tak
Włochy	100	Prawny	Prawny	Ex-ante	Wejścia- wyjścia	Elastyczna	Tak	Tak
Wielka Brytania	100	Własnościowy	Własnościowy	Ex-ante	Wejścia- wyjścia	Elastyczna	Tak	Nie
Kraje kandydujące								
Bulgaria	80	Księgowy	Brak rozdz.	Ex-ante	Ryczałtowa	B. danych	B. danych	Tak
Rumunia	25	Prawny	Księgowy	Ex-ante	Ryczałtowa	B. danych	B. danych	Umiarkowana
Turcja	80	Księgowy	Księgowy	Ex-ante	Brak decyzji	B. danych	B. danych	Tak

Kolor zielony – satysfakcjonujący poziom rozwoju konkurencji.

Kolor czerwony – niedostateczny poziom rozwoju konkurencji.

Źródło: *Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, DG TREN Draft Working Paper, Brussels, 1.03.2004.

bezpieczeństwa dostaw²⁾. Przepisy z obszaru *energia* dotyczą przede wszystkim zasad dostępu do unijnego rynku gazu i energii elektrycznej, przejrzystości cen, warunków tranzytu gazu, współdziałania w zakresie rozwoju transeuropejskich sieci energetycznych, utrzymywania obowiązkowych zapasów paliw płynnych, jak również zasad pomocy publicznej i energetycznej efektywności urzędów.

Otwarcie polskiego rynku energii elektrycznej i gazu na konkurencję zewnętrzną nastąpi w momencie przystąpienia Polski do Unii tj. 1 maja 2004 r.³⁾, co niewątpliwie nie pozostanie bez wpływu na praktykę regulacyjną.

Powyższe okoliczności stanowiły stały kontekst działalności regulacyjnej Prezesa URE, która w 2003 r. obejmowała niżej ujęte systematyczne czynności:

- monitorowanie rynków energii i paliw, w tym realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych;
- udzielanie bądź cofanie koncesji na działalność energetyczną (w tym w sferze gospodarki paliwami gazowymi i ciekłymi) przedsiębiorstw;
- zatwierdzanie, dokonywanie korekt i kontrolowanie taryf, zwłaszcza w przypadku energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu, ciepła oraz paliw gazowych;
- uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych;
- rozstrzyganie sporów związanych z koncesjonowaną działalnością energetyczną, kontrola działalności koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych oraz nakładanie kar na podmioty nie wywiązujące się ze zobowiązań z tytułu koncesji na działalność energetyczną;
- powoływanie komisji kwalifikacyjnych i kontrola ich działalności;
- działalność informacyjna, promocyjna i popularyzatorska.

Przyniosły one szereg pozytywnych efektów, polegających przede wszystkim na umacnianiu się pożądaných tendencji i zjawisk współkształtowanych w sposób bezpośredni i pośredni przez Prezesa URE.

I tak, utrzymano stabilność reguł i czytelność procedur koncesjonowania, co sprzyjało zarówno dostępowi do rynku przez wszystkich zainteresowanych, a spełniających wymagania prawa, jak i dalszemu ich efektywnemu funkcjonowaniu na wybranych rynkach. Nie podlega dyskusji, że relacje między Regulatorem a przedsiębiorstwami energetycznymi ukształtowane

zostały według standardów stosowanych na świecie. Na uwagę zasługuje poszerzenie grupy przedsiębiorstw sieciowych, uzgadniających z Prezesem URE projekty planów rozwoju. Niewątpliwie będzie to sprzyjać rozwojowi długookresowego bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Kolejny rok doskonalono proces taryfowania tak, by coraz lepiej równoważyć interesy dostawców i odbiorców energii. Przede wszystkim starano się, i w dużej mierze uzyskano transparentność i obiektywność procesu zatwierdzania taryf. Było to możliwe m.in. dzięki podejmowaniu działań informacyjnych, przybliżających przedsiębiorstwom energetycznym, zarówno reguły taryfowania, jak i oczekiwania Regulatora, co do koniecznej poprawy efektywności gospodarowania.

Jednym z podstawowych efektów prowadzonego przez Prezesa URE taryfowania przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem, przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej jest obserwowany od kilku lat malejący trend wzrostu opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych. Średnioroczny wzrost opłat wynikający z cen i stawek opłat zatwierdzonych w 2002 r. przez Prezesa URE na rok taryfowy 2002/2003 wyniósł 5,6%, natomiast dla taryf zatwierdzonych w 2003 r. na rok taryfowy 2003/2004 wyniósł 2,5%. W praktyce oznaczało to mniejsze płatności odbiorców o kwotę ok. 320 mln zł.

Identyczne zjawisko wystąpiło w sektorze paliw gazowych. W stosunku do oczekiwań przedstawionych przez przedsiębiorstwa gazownicze we wnioskach taryfowych rozpatrywanych w 2003 r. koszty stanowiące podstawę kalkulacji taryf zostały obniżone o prawie 690 mln zł i o tyle mniej zapłacili za gaz odbiorcy końcowi.

Natomiast odnotowywane przez odbiorców w okresie ostatnich czterech lat⁴⁾, i bardzo często krytykowane, zmiany cen gazu (zarówno *in plus*, jak i *in minus*) to rezultat ruchu cen produktów ropopochodnych na rynkach światowych i powiązanych z nimi cen gazu. Jest to tym bardziej odczuwalne i widoczne w sytuacji, gdy ok. 65% zużywanego w Polsce gazu pochodzi z importu. I tak, wzrost średniej ceny dostawy paliw gazowych w 2000 r. – w stosunku do taryfy ustalonej w trybie cen urzędowych wyniósł 11%, zaś w 2001 r. – 16,3%, przy czym ceny importowanego gazu wysokometanowego wzrosły wówczas o 28,1%. Taryfy zatwierdzone w 2002 r. skutkowały spadkiem średniej ceny gazu o 2,49%, natomiast wzrost średniej ceny dla odbiorców finalnych w 2003 r. wyniósł 0,64%.

Także i w zakresie zaopatrzenia w ciepło, obok obniżenia o 251 mln zł kosztów stanowiących podstawę kalkulacji cen i stawek opłat dla przedsiębiorstw, którym taryfy dla ciepła zatwierdzono w 2003 r., daje się zaobserwować podobne tendencje. Średnioroczny wzrost opłat wynikający z cen i stawek opłat, określonych dla pierwszego roku stosowania taryf dla ciepła zatwierdzo-

2) Wszystko po to, aby zapobiec takim awariom energetycznym, jakie miały miejsce w Kalifornii, ale i Nowym Jorku, Londynie, a ostatnio we Włoszech.

3) Ustawa z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144) dostosowała ustawę Prawo energetyczne do funkcjonowania w zjednoczonej Europie. Część przepisów zacznie obowiązywać dopiero z chwilą uzyskania pełnego członkostwa w dniu 1 maja 2004 r.

4) Od 2000 r., tj. roku od którego taryfy dla paliw gazowych zatwierdzane są przez Prezesa URE.

nych w 2001 r. wynosił 8,11%, dla taryf zatwierdzonych w 2002 r. wynosił 4,41%, a dla taryf zatwierdzonych w 2003 r. tylko 1,68%.

Rok 2003 był także kolejnym rokiem stopniowego rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Powoli, ale jednak, na hurtowym rynku energii elektrycznej wzrósł do 53,4% udział energii sprzedawanej poza kontraktami długoterminowymi (KDT). Odbiorcy uprawnieni w liczbie 44 (więcej niż podwojonej w stosunku do 2002 r.), korzystając z zasady TPA, kupili 6,7 TWh energii elektrycznej.

Tym pozytywnym zdarzeniem rynkowym zapewne sprzyjały zmiany w regulaminie rynku bilansującego, wypracowane w ramach Zespołu do spraw Monitorowania Rynku Bilansującego. Dzięki nim istotnie został także ograniczony wolumen energii sprzedawanej poprzez rynek bilansujący, co potwierdziło słuszność postrzegania go wyłącznie jako mechanizmu równoważenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a nie segmentu rynku rozumianego jako miejsce powszechnie dokonywanych transakcji kupna-sprzedaży.

Prezentowane sprawozdanie jest analizą oddziaływania Prezesa URE na przedsiębiorstwa energetyczne,

zgodnie z założeniami polityki energetycznej państwa i przepisami zawartymi głównie w ustawie – Prawo energetyczne. Tło dla tej analizy stanowi charakterystyka stanu, struktury i zmian w energetyce i jej podsektorach w 2003 r. Opis sektora i jego czterech podsektorów: energii elektrycznej, energii cieplnej, paliw gazowych i paliw ciekłych opiera się na informacjach gromadzonych i przetwarzanych w Urzędzie Regulacji Energetyki, w związku ze stałym monitorowaniem rynków: energii elektrycznej, energii cieplnej i paliw. Sprawozdanie obejmuje również działalność informacyjną i współpracę z innymi organami państwa, a także sprawy związane z funkcjonowaniem Urzędu Regulacji Energetyki i jego oddziałów. Obok problemów, które były przedmiotem sprawozdania z działalności Prezesa URE w poprzednich latach, tegoroczny dokument podejmuje szereg dodatkowych kwestii, związanych z nowymi obowiązkami Regulatora nałożonymi nań przez znowelizowaną z dniem 1 stycznia 2003 r. ustawę – Prawo energetyczne (np. wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych) lub przewidywanymi w przygotowywanej ustawie o likwidacji kontraktów długoterminowych.

Część I. REALIZACJA USTAWOWYCH OBOWIĄZKÓW PREZESA URE

1. Rynek energii elektrycznej

1.1. Warunki i ocena procesu koncesjonowania w elektroenergetyce

Zgodnie z art. 32 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie **wytwarzania energii elektrycznej** (z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW), **przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej** oraz **obrotu energią elektryczną** (z wyłączeniem obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy). Zakres koncesjonowania w zakresie energii elektrycznej w 2003 r. nie uległ zatem zmianie w porównaniu z rokiem poprzednim¹⁾.

1) Przy ocenie procesu koncesjonowania należałoby jednak wspomnieć o niewielkiej z pozoru zmianie zakresu koncesjonowania przedsiębiorców wytwarzających ciepło, która nie pozostała bez związku z koncesjonowaniem przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną. Ustawa z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144) wprowadziła od 1 stycznia 2003 r. zmianę w art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którą z obowiązku koncesyjnego zostało wyłączone „wytwarzanie ciepła w źródłach o łącznej mocy poniżej 1 MW”. Wcześniejsze brzmienie przepisu wyłączało

udzielenie koncesji na podstawie ustawy – Prawo energetyczne jest poprzedzone analizą wniosku koncesyjnego pod kątem spełnienia przez wnioskodawcę wymagań określonych w ustawie – Prawo energetyczne, dotyczących strony finansowej, technicznej, organizacyjnej i formalnoprawnej. Ponadto w toku postępowania w sprawie udzielenia koncesji analizie podlega wpływ planowanej działalności na pozostałych uczestników rynku, na inne podmioty oraz na środowisko. Jeżeli w trakcie postępowania administracyjnego zostanie ustalone, że planowana działalność objęta koncesją może spowodować powstanie roszczeń osób trzecich, wynikających z niewłaściwego prowadzenia działalności, udzielenie koncesji może zostać uzależnione od wniesienia zabezpieczenia majątkowego. Wysokość samego zabezpieczenia jest ustalana z uwzględnieniem

spod obowiązku uzyskania koncesji „wytwarzanie ciepła w źródłach o mocy poniżej 1 MW”. Cytowana ustawa nie dokonywała przy tym żadnych zmian w treści odnoszącej się do energii elektrycznej, jednakże wprowadzenie nowego zapisu dotyczącego ciepła uzasadnia pogląd, że w przypadku energii elektrycznej obowiązek koncesyjny należy odnosić do mocy poszczególnych źródeł, a nie do ich mocy łącznej. Pogląd ten został potwierdzony oceną dokonaną przez Sąd Najwyższy w wyroku z 9 października 2003 r., w związku z odwołaniem od decyzji koncesyjnej z 21 lutego 2001 r., udzielonej w nieco innym stanie prawnym.

sytuacji finansowej wnioskodawcy oraz zakresu planowanej przez niego działalności. W efekcie koncesja jest udzielana tym podmiotom, które dają rękojmię należytego prowadzenia działalności objętej koncesją, a w przypadku wystąpienia potencjalnych roszczeń, pozwalają na jego zaspokojenie.

Najbardziej widoczną tendencją w przypadku **wytwarzania energii elektrycznej**, obecną zresztą również i w innych sektorach polskiej gospodarki w 2003 r., było zmniejszenie tempa inwestycji. Zjawisko to znalazło odzwierciedlenie w liczbie wydanych decyzji obejmujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej – w 2003 r. udzielono 8 koncesji i 1 promesę na taką działalność. Jednak bardziej niż liczba wydanych decyzji, o zmniejszeniu tempa inwestycji świadczy rodzaj i zakres działalności nimi objęty, a w szczególności znaczący spadek zarówno liczby jak i mocy nowych źródeł, w odniesieniu do lat poprzednich. W 2003 r. tylko jedna decyzja miała związek z oddaniem do eksploatacji nowo wybudowanego źródła – elektrowni wiatrowej o mocy 30 MW, wybudowanej przez spółkę „WOLIN-NORTH” Sp. z o.o. na terenie gminy Wolin na przełomie lat 2002/2003. Dla porównania, w 2002 r. zostały udzielone 3 koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej w nowo wybudowanych blokach gazowo-parowych, zainstalowanych w Lublinie, Rzeszowie i Władysławowie o mocy elektrycznej odpowiednio 235 MWe, 101 MWe i 19 MWe. W 2003 r. wszystkie koncesje, z wyjątkiem wyżej wymienionego przypadku elektrowni wiatrowej, zostały udzielone w związku z przekazaniem działalności, dotychczas prowadzonej przez dane przedsiębiorstwo do odrębnego podmiotu. Przekazywanie działalności wytwórczej do innego podmiotu było wynikiem zmian organizacyjnych, dokonywanych w związku z procesami restrukturyzacji oraz prywatyzacji. Zjawiska te zaistniały przy restrukturyzacji branży górnictwa węgla kamiennego (Kompania Węglowa SA), prywatyzacji branży cukrowniczej (Pomorski Cukier SA, Cukrownia Małoszyn SA) oraz wyodrębnianiu działalności wytwórczej przez spółki dystrybucyjne (ENERGA Zakład Elektrowni Wodnych Sp. z o.o.). Również udzielona promesa, pomimo iż obejmuje prowadzenie działalności w nowym źródle, jest przykładem wykorzystania starego majątku wytwórczego. Działalność ma być bowiem prowadzona przy wykorzystaniu części majątku po byłej Elektrociepłowni Victoria w Wałbrzychu, nabytego od syndyka masy upadłości. Decyzja o udzieleniu promesy jest przykładem zmian jakościowych dokonujących się w ostatnich latach w podsektorze wytwarzania, polegających na racjonalizacji mocy oraz odchodzeniu od starych i nieefektywnych źródeł węglowych na rzecz wysokosprawnych źródeł zasilanych paliwem gazowym. W miejsce bowiem wyeksploatowanego źródła o mocy ok. 100 MWe zasilanego węglem oraz gazem koksowniczym ma zostać zainstalowane nowe – o mocy 8 MWe oparte wyłącznie na gazie koksowniczym.

Na realizację inwestycji, skutkujących zmianą wielkości mocy zainstalowanej, wskazują decyzje dotyczące zmiany koncesji. Dotyczą one jedynie istniejących źródeł i świadczą o niewielkich zmianach mocy zainstalowanej, następujących w wyniku przeprowadzenia inwestycji o charakterze modernizacyjnym i odtworzeniowym. Nową kategorią zmian odnotowywanych w koncesjach na wytwarzanie energii elektrycznej są zmiany polegające na wykorzystaniu nowego paliwa. Wynikają one z różnic między cenami energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych i konwencjonalnych. Zmiany cen powstały w wyniku wprowadzenia obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych, co skutkowało wzrostem ceny na ten rodzaj energii. Jednocześnie rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła wydane na podstawie art. 9a ust. 4 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, wprowadziło regulację pozwalającą na zaliczenie do energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, części energii powstałej w wyniku wspólnego spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami w tej samej jednostce wytwórczej. Przepis ten wejdzie w życie od 1 lipca 2004 r., jednakże wskutek prowadzonych przez wytwórców działań dostosowawczych znalazł odzwierciedlenie w decyzjach wydanych w 2003 r. i dotyczących zmiany koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Wydaje się jednak, że o ile zmiana warunków zawartych w koncesji w takim przypadku jest niezbędna – i nowe paliwo powinno zostać wprowadzone do treści koncesji – to niekoniecznie decyzja taka przesądza o uznaniu danej energii za energię wytworzoną w źródle odnawialnym. Dotychczas nie powstały bowiem żadne regulacje, standardy ani narzędzia (np. świadectwa pochodzenia), pozwalające na kwalifikowanie energii wytworzonej w danym źródle do określonej kategorii.

Podobnie jak w przypadku wytwarzania energii elektrycznej, ocena procesu koncesjonowania **działalności sieciowej (obejmującej przesyłanie i dystrybucję) oraz obrotu energią elektryczną** wskazuje, że niewiele przedsiębiorstw rozpoczęło w 2003 r. działalność tego rodzaju. Udzielono koncesji 7 przedsiębiorcom i 1 promesę. Większość przedsiębiorstw podjęła działalność w oparciu o sieci istniejące, co było uwarunkowane przekazaniem działalności, dotychczas prowadzonej przez dane przedsiębiorstwo, do odrębnego podmiotu w ramach restrukturyzacji i związanym z tym łączeniem spółek. Udzielanie koncesji w analizowanym zakresie, w niektórych przypadkach, było związane ze zmianami sposobu rozliczeń. Odsprzedaż energii elektrycznej do podmiotów zewnętrznych na zasadzie refakturowania, głównie w związku z odnajmowaniem pomieszczeń, z uwagi na przyjęty sposób rozliczeń i nie prowadzenie

działalności o charakterze zarobkowym, nie wymagała uzyskania koncesji. Urealnienie ceny sprzedawanej energii tak, aby możliwe było pokrywanie wszystkich ponoszonych kosztów, w szczególności kosztów eksploatacji, remontów, rozbudowy itp. wymagało uprzedniego uzyskania koncesji.

W 2003 r. udzielono 20 koncesji na działalność polegającą na tzw. **czystym obrocie energią elektryczną** (mowa o obrocie z wykorzystaniem usługi przesyłowej). Ocena procesu koncesjonowania działalności w zakresie obrotu energią elektryczną wskazuje, że podobnie jak we wcześniejszych latach, w 2003 r. kolejni wytwórcy występowali o koncesje na obrót energią elektryczną (Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich „KOGENERACJA” SA, Elektrownie Szczytowo-Pompowe SA, Elektrownia „Stalowa Wola” SA oraz przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną w elektrowniach wiatrowych).

Wydaje się, że podjęcie działalności w takich przypadkach powodowane jest zamiarem zabezpieczenia zobowiązań kontraktowych, wynikających z prowadzonej działalności wytwórczej. Wynika także z zamiaru zwiększenia efektywności wykorzystania posiadanych zasobów, jak również wykorzystania doświadczeń nabytych w związku ze sprzedażą energii wytworzonej w źródłach własnych. Spółki wytwórcze, przed rozpoczęciem działalności w zakresie obrotu, dysponują bowiem przydatnym ku temu potencjałem zaangażowanym w działalność wytwórczą. Do czynników ułatwiających podjęcie przez nie nowej działalności zaliczyć należy posiadanie infrastruktury teleinformatycznej WIRE UR, służącej przekazywaniu informacji rynkowych z operatorem systemu przesyłowego, oraz systemów łączności z rynkami energii, posiadanie statusu Operatora Techniczno-Handlowego, jak również zatrudnianie wyszkolonego personelu. Dysponowanie nimi świadczy bowiem o możliwości podjęcia planowanej działalności praktycznie bez ponoszenia dodatkowych nakładów i to zarówno o charakterze szkoleniowym jak i inwestycyjnym.

Kolejnym powodem, dla którego w 2003 r. wytwórcy energii elektrycznej zdecydowali się na podejmowanie działalności w zakresie obrotu energią elektryczną, jest sposób rozliczania sprzedaży energii odnawialnej, stosowany m.in. przez internetowe platformy obrotu.²⁾

2) Przykładowo, zgodnie z regulaminem Platformy Obrotu Energią Elektryczną, zawarcie kontraktu dla strony sprzedającej energię odnawialną oznacza jej sprzedaż w ilości i cenie określonej w chwili zawarcia kontraktu, oraz zakup energii konwencjonalnej po z góry określonej cenie, w ilości równej ilości energii odnawialnej sprzedanej w zawartym kontrakcie. Powyższy przykład wskazuje, że sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w niektórych sytuacjach może pociągać za sobą konieczność uzyskania koncesji na obrót energią elektryczną.

Nową kategorią podmiotów, występujących o udzielenie koncesji na obszar całego kraju, są dotychczasowi koncesjonariusze prowadzący wcześniej działalność na wydzielonym obszarze przy wykorzystaniu własnych sieci (np. Zakłady Górniczo-Hutnicze „BOLESŁAW”, Katowicki Holding Węglowy SA, Zakłady Chemiczne „ROKITA” SA). Rozszerzenie zakresu koncesji pozwala, tego typu przedsiębiorstwom, zmniejszać ilość energii rozliczanej na rynku bilansującym, a tym samym zwiększać rentowność sprzedaży energii przy stałym poziomie przychodów. Ponadto umożliwia im to realizację obowiązku zakupu energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

Przedsiębiorcy ci dokonywali zakupów energii (często w ramach TPA) w celu zabezpieczenia potrzeb własnych oraz dla dalszej odsprzedaży podmiotom zlokalizowanym w sąsiedztwie własnego zakładu. W takich przypadkach, wystąpienie z wnioskiem o rozszerzenie zakresu objętego w koncesji na obrót energią elektryczną podyktowane było chęcią zabezpieczenia się na wypadek, gdyby zakontraktowana energia nie mogła być wykorzystana w przewidywanych ilościach zgodnie z pierwotnym przeznaczeniem. Przedsiębiorcy ci dzięki możliwości odsprzedaży zakontraktowanej wcześniej energii mogą dostosowywać zamówienie do przewidywanego zapotrzebowania z większą dokładnością, a tym samym dzięki zbilansowaniu podaży i popytu mogą uzyskiwać ceny korzystniejsze od cen rozliczeń stosowanych na rynku bilansującym.³⁾

W związku z powyższymi uwarunkowaniami, związanymi z obowiązkiem zakupu energii odnawialnej oraz funkcjonowaniem rozliczeń rynku bilansującego, większość koncesji na działalność polegającą na obrocie energią elektryczną na obszarze całego kraju, przy wykorzystaniu usługi przesyłowej, została udzielona przedsiębiorstwom wcześniej prowadzącym działalność energetyczną w innym zakresie. Znacznie mniejszą grupę stanowią przedsiębiorstwa nie prowadzące wcześniej działalności energetycznej, którym w 2003 r. udzielono koncesji na obrót energią elektryczną na obszarze całego kraju (przy wykorzystaniu usługi przesyłowej). Do grupy tej zaliczają się m.in. spółki ze 100% udziałem spółek dystrybucyjnych (ZKE-OBROT Sp. z o.o.) oraz z udziałem zagranicznych przedsiębiorstw obrotu (ENTRADE POLAND Sp. z o.o., BAAZ Polska Sp. z o.o.), jak również dostawcy towarów i usług dla przedsiębiorstw branży elektroenergetycznej.

3) Innym powodem, dla którego przedsiębiorcy ci występują o koncesję na obrót, na obszar całego kraju, są działania związane z zamiarem realizacji obowiązku zakupu. Analogicznie jak w przypadku sprzedaży energii odnawialnej przez wytwórców, dla strony kupującej energię odnawialną na platformie internetowej zawarcie kontraktu oznacza jej zakup w ilości i po cenie określonej w chwili zawarcia kontraktu, oraz sprzedaż energii konwencjonalnej po stałej cenie określonej w regulaminie, w ilości równej ilości energii odnawialnej kupionej w zawartym kontrakcie.

1.2. Podstawowe informacje o pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w 2003 r.⁴⁾

Moc zainstalowana i osiągalna

Moc zainstalowana elektrowni krajowych na koniec 2003 r. wynosiła 34 804 MW, w tym 32 268 MW w elektrowniach zawodowych (20 843 MW na węglu kamiennym, 9 304 MW na węglu brunatnym i 2 121 MW w elektrowniach wodnych) oraz 2 536 MW w elektrowniach przemysłowych.

Średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło w 2003 r. 18 913 MW i wzrosło o 541 MW, tj. o 2,9% w stosunku do 2002 r. Maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 23 288 MW (wystąpiło 8 stycznia o godz. 17:00), zaś minimalne – 13 239 MW (wystąpiło 19 czerwca o godz. 7:00).

Tabela 1 zawiera zestawienie wybranych danych charakteryzujących pracę elektrowni zawodowych w latach 2002 i 2003 na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych.

Produkcja energii elektrycznej w 2003 r.

W tabeli 2 przedstawiono strukturę wytwarzania energii elektrycznej w 2003 r.

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2003 r. kształtowała się na poziomie 150 071 GWh i była większa o 5,2% w porównaniu do 2002 r. z tego:

- przedsiębiorstwa wytwórcze energetyki zawodowej wyprodukowały 142 494 GWh tj. o 5,5% więcej niż w 2002 r.,
- elektrownie przemysłowe 8 257 GWh tj. o 1,8% więcej niż w 2002 r.

Krajowe zużycie energii elektrycznej

Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto w 2003 r. wyniosło 140 590 GWh i było wyższe od zużycia w 2002 r. o 4 425 GWh, tj. o 3,2%.

Saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą

Saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą w 2003 r. wyniosło 10 160,8 GWh po stronie eksportu.

Bilans handlowy z zagranicą wyniósł:

- eksport 13 221,7 GWh,
 - import 3 060,9 GWh
- a saldo przepływów rzeczywistych (bilansowe) było następujące:
- wypłynęło z Polski: 15 146,1 GWh,
 - wpłynęło do Polski 4 985,3 GWh.

Ograniczenia dostaw energii elektrycznej

W 2003 r. nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Dzięki korzystnemu bilansowi mocy w 2003 r. nie wprowadzano obniżek napięć dla pokrycia zapotrzebowania.

Tabela 1. Wybrane wielkości dotyczące pracy elektrowni zawodowych w latach 2002 i 2003 (w MW)

Wyszczególnienie	2002 r.	2003 r.	2003/2002 (%)
Moc osiągalna	31 276	31 561	100,9
Obciążenie	18 462	19 468	105,4
Rezerwy	7 489	7 174	95,8
Remonty kap. i śred.	2 671	2 667	99,9
Remonty awaryjne	543	529	97,4
Pozostałe ubytki	2 111	1 723	81,6

Tabela 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2003 r.

Lp	Wyszczególnienie	GWh		Struktura wytwarzania		Dynamika w %
		2002 r.	2003 r.	2002 r.	2003 r.	2003/2002
1	Produkcja w kraju ogółem (poz. 2 + 4)	143 233	150 751	100,0	100,0	105,2
2	Z tego:					
	- elektrownie zawodowe	135 123	142 494	94,3	94,5	105,5
3	W tym:					
	- elektrownie ciepłe	131 401	139 348	91,7	92,4	106,0
	z tego elektrownie spalające węgiel:					
	- kamienny	82 659	87 821	57,7	58,3	106,2
	- brunatny	48 742	51 527	34,0	34,2	105,7
	- elektrownie wodne	3 722	3 146	2,6	2,1	84,5
4	- elektrownie przemysłowe	8 110	8 257	5,7	5,5	101,8

4) Na podstawie „Sprawozdania z pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (informacje techniczne) w 2003 r.”, Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Departament Usług Operatorskich.

Wielkość energii elektrycznej niedostarczonej w wyniku awarii sieciowych w 2003 r. wyniosła 1,7 GWh i była 5-krotnie niższa niż w 2002 r. W dniach 6 i 23 grudnia 2003 r. odnotowano w kraju wichury, które spowodowały awarie sieciowe i związane z nimi ograniczenia dostaw energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci spółek dystrybucyjnych. Wielkość tych ograniczeń oszacowano na około 54% rocznej wielkości ograniczeń.

Gospodarka paliwowa

Zapasy węgla kamiennego na koniec 2003 r. wyniosły 6 537 tys. ton. Zużycie węgla kamiennego w 2003 r. na produkcję energii elektrycznej i energii cieplnej w energetyce zawodowej wyniosło 37,3 mln ton. Zużycie węgla brunatnego w 2003 r. wyniosło 60,9 mln ton i było wyższe o 3,3 mln ton niż w 2002 r.

1.3. Wytwarzanie energii elektrycznej

1.3.1. Monitorowanie rynku wytwórców energii elektrycznej

Podobnie jak w latach ubiegłych, w URE prowadzono analizy rynku wytwórców energii elektrycznej. Badanie skoncentrowano na 12 spółkach wytwórczych, które stanowią trzon energetyki zawodowej. Wytwarzają one energię elektryczną ze spalania węgla kamiennego lub brunatnego w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) przez Krajową Dyspozycję Mocy (będącą w strukturze PSE SA).

Z analizy przychodów i kosztów działalności operacyjnej badanych wytwórców wynika, iż wszystkie badane przedsiębiorstwa uzyskały dodatnie wyniki finansowe. W 2003 r. 12 wytwórców energetyki zawodowej uzyskało przychody w wysokości 19 106 mln zł, co pozwoliło na uzyskanie dodatniego wyniku w wysokości 884 mln zł. Szczegółowe dane zawiera tabela 3.

Od kilku lat rynek wytwórców energii elektrycznej w Polsce dzieli się na dwie odrębne części: sprzedających energię w ramach kontraktów długoterminowych (część niekonkurencyjna) oraz sprzedających energię poza kontraktami długoterminowymi (część poddana mechanizmom konkurencji). Należy jednak dodać, że niekonkurencyjny obszar rynku podlega ciągłym ograniczeniom. Jak wynika z przedstawionych danych, zmienił się udział poszczególnych segmentów rynku. Maleje udział w sprzedaży w segmentach: kontraktów długoterminowych, sprzedaży przedsiębiorstwom obrotu oraz

ryнку bilansującym. Nastąpił wzrost udziału w segmencie konkurencyjnym sprzedaży bezpośredniej dla spółek dystrybucyjnych, odbiorców TPA i Giełdy Energii. Strukturę rynku energii elektrycznej w latach 2002 i 2003 przedstawiono na rysunku 1 (str. 11).

Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej netto uzyskane przez 12 wytwórców systemowych w 2002 r. oraz w 2003 r. przedstawia tabela 4 (str. 11).

Jak wynika z przedstawionych powyżej danych, średnia cena energii elektrycznej oferowanej przez wytwórców wynosi 145,09 zł/MWh i wzrosła o 5,36% w porównaniu do 2002 r., czyli powyżej inflacji. Wzrost ten spowodowany był głównie zwyżką średniej ceny w segmencie kontraktów długoterminowych do 169,83 zł/MWh, czyli o 8,81%. W części rynku podlegającej mechanizmom konkurencji średnie ceny energii elektrycznej kształtowały się na poziomie 123,46 zł/MWh, a ich wzrost ukształtował się na poziomie 2,86%. W segmentach sprzedaży do spółek dystrybucyjnych i przedsiębiorstw obrotu, gdzie obrotowi podlega główna część energii poddanej mechanizmom gry rynkowej, średnia cena kształtowała się na poziomie nieprzekraczającym 120 zł/MWh. Mimo istotnego spadku średniej ceny na Towarowej Giełdzie Energii, przy jednoczesnym nieznacznym wzroście udziału tego segmentu w rynku, w dalszym ciągu jego udział nie przekracza 1%. Natomiast prawie trzykrotnie wzrosła ilość energii sprzedanej odbiorcom uprawnionym, którzy korzystali z prawa dostępu do usług przesyłowych (TPA). Kupowali oni energię elektryczną bezpośrednio od wytwórców po średniej cenie 112,65 zł/MWh, która mimo wzrostu o 7% w porównaniu do 2002 r., nadal jest niższa od średnich cen sprzedaży energii spółkom dystrybucyjnym czy przedsiębiorstwom obrotu. Podobnie jak w 2002 r., tylko 2 z badanych 12 przedsiębiorstw wytwórczych, prowadziły bezpośrednią sprzedaż dla odbiorców TPA, co nie oznacza jednak ograniczenia oferty sprzedaży, ponieważ dla większości odbiorców TPA dostawcą z wyboru są przedsiębiorstwa obrotu i spółki dystrybucyjne, a nie wytwórcy.

Istotny wpływ na wzrost poziomu cen w 2003 r. w porównaniu do 2002 r. miała akcyza wprowadzona w drugim kwartale 2002 r. Fakt, że wywarła ona negatywny skutek na ceny tylko w trzech kwartałach 2002 r. i w całym 2003 r., powoduje deformację statystyki, utrudniającą ocenę pozytywnego wpływu rozszerzania się rynku konkurencyjnego.

Tabela 3. Przychody, koszty operacyjne i wyniki finansowe uzyskane w 2003 r. przez 12 wytwórców (w tys. zł)

	Przychody netto ze sprzedaży i zrównane z nimi	Koszty działalności operacyjnej	Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Przychody i koszty finansowe	Wynik na działalności gospodarczej
Elektrownie ogółem	19 106 515	17 176 451	-118 120	-927 382	884 562
na węglu kamiennym	12 144 251	10 712 845	-111 801	-570 938	748 667
na węglu brunatnym	6 962 264	6 463 606	-6 319	-356 444	135 895

Rysunek 1. Procentowe udziały poszczególnych segmentów rynku energii elektrycznej w latach 2002 i 2003

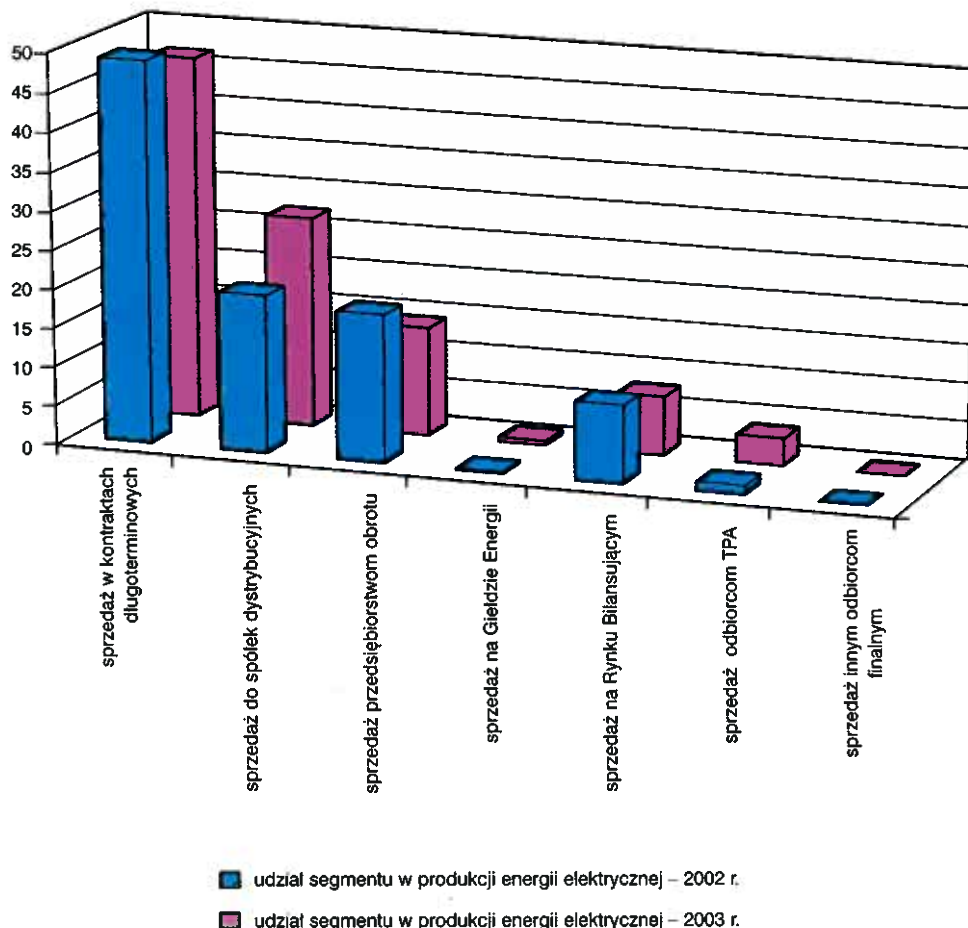
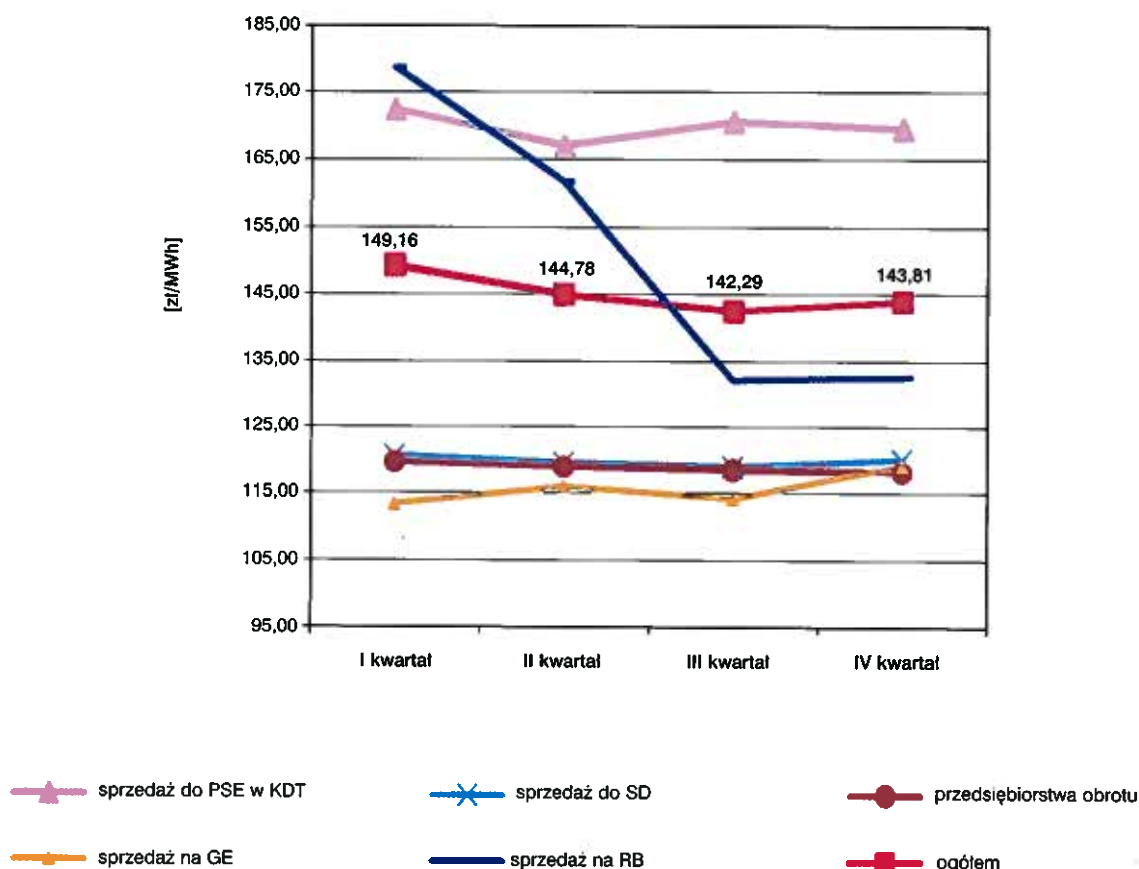


Tabela 4. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej uzyskane w 2003 r. przez 12 wytwórców systemowych w poszczególnych segmentach rynku

Segment	Średnia cena energii elektrycznej (zł/MWh)		Zmiana (%)	Udział segmentu w energii sprzedanej ogółem (%)	
	2002 r.	2003 r.		2002 r.	2003 r.
Ogółem	137,71	145,09	5,36	100,00	100,00
w kontraktach długoterminowych	156,08	169,83	8,81	49,04	46,6
poza kontraktami długoterminowymi	120,03	123,46	2,86	50,96	53,4
w tym:					
– sprzedaż do spółek dystrybucyjnych	113,87	119,70	5,12	20,32	27,2
– sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu	110,47	118,60	7,36	19,06	14,1
– sprzedaż energii na giełdzie	131,52	114,80	-12,71	0,26	0,7
– sprzedaż energii na Rynku Bilansującym	151,98	151,01	-0,64	10,03	7,7
– sprzedaż energii odbiorcom TPA	105,06	112,65	7,22	1,23	3,6
– sprzedaż energii innym odbiorcom finalnym (głównie lokalnie)	164,74	163,66	-0,66	0,06	0,1

Źródło: URE.

Rysunek 2. Średnie ceny energii elektrycznej uzyskiwane przez 12 największych wytwórców w 2003 r. (w zł/MWh)



Najwyższy poziom średnich cen uzyskiwanych przez wytwórców systemowych jest nadal obserwowany w segmencie sprzedaży do PSE SA (rysunek 2). W pierwszych dwóch kwartałach 2003 r. zaobserwowano bardzo wysokie ceny energii przyrostowej w segmencie bilansującym. Jednak w trzecim i czwartym kwartale 2003 r. nastąpił istotny spadek tych cen, co jest wynikiem wprowadzenia zmian w Regulaminie Rynku Bilansującego w zakresie wysokości cen maksymalnych generacji wymuszonej. W pozostałych segmentach rynku energii średnie ceny ustabilizowały się.

W 2003 r. rozszerzony został zakres monitoringu rynku energii elektrycznej. Analizowane przez URE informacje dotyczące funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego obejmowały dane o bilansie mocy oraz dane określające zdolności przesyłowe w okresie rocznym i w poszczególnych miesiącach roku, a także dzienne meldunki operatywne o pracy KSE.⁵⁾

5) Na podstawie analizy Planu Koordynacyjnego Roczno opracowanego przez PSE SA na 2004 r., można wskazać kilka interesujących danych technicznych, które ulegną zmianie w porównaniu do 2003 r. Przykładowo, w 2004 r. planowana różnica między mocą dyspozycyjną a planowanym zapotrzebowaniem na moc powiększona o krajowe saldo wymiany zagranicznej oraz pomniejszona o prognozowane ubytki wyniesie 7 743 MW (tj. o ok. 500 MW więcej

Sekurytyzacja kontraktów długoterminowych

Dotychczas sprzedaż energii w ramach kontraktów długoterminowych nie podlegała działaniu mechanizmów rynkowych, bowiem posiadający je wytwórcy mieli zagwarantowany przez PSE SA ilościowy odbiór energii i zapłatę z góry określonej ceny. Kontrakty zostały zawarte w celu zapewnienia środków finansowych na modernizację i wyposażenie objętych nimi wytwórców w instalacje służące poprawie ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej, co przybliżyło Polskę do realizacji coraz bardziej restryktywnych wymogów światowych w zakresie ochrony środowiska. Nie podważając słuszności tego założenia, należy jednak zauważyć, że objęcie 70% energii KDT-ami doprowadziło do znacznego ograniczenia rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i jest obecnie postrzegane jako podstawowa bariera jego rozwoju, dlatego też trwają prace nad restrukturyzacją zobowiązań związanych

niż w 2003 r.), należy jednak zauważyć, że wielkość tej nadwyżki mocy w systemie jest niemożliwa do wykorzystania wprost z powodu ograniczeń systemowych. Daje się także zauważyć zmniejszenie mocy wykorzystanej do produkcji wymuszonej względami sieciowymi w JWCD ciepłych do poziomu 32% (z 44% w 2003 r.), co świadczy o pozytywnym kierunku zmniejszania kosztów ograniczeń sieciowych.

Tabela 5. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedawanej przez poszczególnych wytwórców do PSE SA (w zł/MWh)

Wytwórca	2001 r.	2002 r.	2003 r.
El im. T. Kościuszki w Polańcu SA	158	234	239
El „Kozienice” SA	153	186	195
El „Opole” SA	233	314	277
Południowy Koncern Energetyczny SA	189	228	283
ZEI Dolna Odra SA	173	229	242
ZEI P.A.K. SA	122	131	132
El „Turów” SA	164	175	203
El „Bełchatów” SA	87	95	106

Źródło: URE.

z KDT⁶⁾. W celu ograniczenia ilości energii kupowanej i sprzedawanej w ramach KDT, Prezes URE ograniczył w 2003 r. wolumen zakupu energii w ramach kontraktów długoterminowych (zgodnie z warunkami taryfowymi dla PSE SA). Spowodowało to wzrost poziomu średniej ceny w tym segmencie rynku, ale przyczyniło się do zwiększenia ilości energii na rynku konkurencyjnym. Zmniejszenie wolumenu zakupu energii w ramach kontraktów spowodowało, że wysokie koszty stałe, wynikające z KDT, rozkładają się na mniejszą ilość energii, powodując wzrost średniej ceny, przy nieznacznym (co warte podkreślenia) wzroście rocznych przychodów poszczególnych wytwórców. Najwyższe wzrosty średnich cen zanotowano w Elektrowni Opole SA oraz Południowym Koncernie Energetycznym SA. Należy zauważyć, że od co najmniej dwóch lat utrzymuje się tendencja spadkowa stopnia wykorzystania mocy z jednostek objętych KDT, które są modernizowane i wyposażane w instalacje służące poprawie ochrony środowiska, co należy uznać za zjawisko niepożądane wobec perspektywy zaostreżeń wymagań ekologicznych. Tym samym doprowadzenie do rozwiązania kontraktów i umożliwienie wytwórcom nimi objętych konkurowanie na rynku energii jest działaniem pożądanym. W przeciwnym razie osiągniemy skutek odwrotny do zamierzonego, to znaczy ograniczenie zakupu energii z elektrowni zmodernizowanych i nowoczesnych, kosztem coraz większego obciążenia elektrowni z przestarzałymi systemami ochrony środowiska.

Średnie ceny energii elektrycznej 8 wytwórców systemowych, którzy w 2003 r. sprzedawali energię elektryczną PSE SA w ramach KDT, istotnie różnią się pomiędzy sobą – niekiedy nawet o 100%. Jest to wynikiem znacznego zróżnicowania warunków umownych kontraktów długoterminowych (KDT) zawartych pomiędzy tymi wytwórcami a PSE SA w latach 1993-1998. Kontrakty te nie mają bowiem charakteru jednolitego i jak każda umowa cywilnoprawna podlegały

negocjacom (co do poszczególnych ich warunków) między umawiającymi się stronami.

W celu wprowadzenia energii objętej kontraktami długoterminowymi na rynek konkurencyjny, została przygotowana koncepcja ich restrukturyzacji. Jej założeniem jest doprowadzenie do dostosowania cen energii w tym segmencie rynku do poziomu uzyskiwanego w rynkowych kontraktach bilateralnych, a sposobem realizacji ma być utworzenie koncernu BOT SA i jednoczesna sekurytyzacja zobowiązań wynikających z kontraktów wszystkich objętych nimi wytwórców.

Prace nad opracowaniem programu wdrożenia tej koncepcji trwały przez cały 2003 r.⁷⁾ W tym czasie odbyło się wiele międzyresortowych spotkań uzgodnieniowych oraz indywidualnych spotkań z wytwórcami – beneficjentami KDT.

Realizacja programu rządowego likwidacji kontraktów długoterminowych polega na jednoczesnym ich rozwiązaniu oraz jednorazowej wypłacie rekompensat z tego tytułu. Wówczas energia elektryczna produkowana obecnie w ramach KDT zostanie przesunięta na rynek konkurencyjny.

Sfinansowanie rekompensat ma się odbyć poprzez mechanizm tzw. sekurytyzacji, polegający na emisji papierów dłużnych, które zostaną następnie wykupione za pomocą środków zgromadzonych od odbiorców energii elektrycznej poprzez wprowadzenie opłaty restrukturyzacyjnej – ROS. Wypłata rekompensat może nastąpić zarówno w gotówce jak i w obligacjach restrukturyzacyjnych. Natomiast ich wysokość ma być ustalona na podstawie różnicy w wycenie wartości przedsiębiorstw – wytwórców energii bez i z KDT, metodą dyskontowanych przepływów finansowych (DCF).

1.3.2. Monitorowanie Rynku Bilansującego energii elektrycznej i Giełdy Energii

Podobnie jak w poprzednim roku monitorowano rynek bilansujący energii elektrycznej oraz Towarową Giełdę Energii, jako segmenty rynku energii elektrycznej wymagające zbierania informacji w trybie ciągłym.

6) Krytyczną ocenę KDT, zarówno w odniesieniu do sposobów ich zawierania, jak i ich wpływu na rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce, dokonał prof. J. Czekał w swojej pracy pt. „Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce”, wydanej w serii wydawniczej Biblioteka Regulatora w 2001 r.

7) W styczniu 2004 r. Rząd RP skierował do Parlamentu projekt ustawy o likwidacji kontraktów długoterminowych, opartej na tych dwóch podstawowych założeniach.

17 lipca 2002 r. wspólną decyzją Prezesa URE i Prezesa PSE SA powołany został Zespół do spraw Monitorowania Rynku Bilansującego. W 2003 r. odbyło się 6 posiedzeń ZMRB, na których poruszano i omawiano następujące tematy:

- problem grafikowania energii elektrycznej objętej KDT oraz prace nad projektem ich restrukturyzacji,
- funkcjonowanie Rynku Bilansującego w poszczególnych miesiącach, z uwzględnieniem wpływu wprowadzanych modyfikacji rozchylenia cen na koszty ograniczeń ponoszone przez OSP,
- efekt rozchylenia cen na Rynku Bilansującym dla jego uczestników i innych uczestników rynku energii,
- kierunki rozwoju Rynku Bilansującego w perspektywie najbliższych lat,
- kierunkowe propozycje zmian w zakresie zarządzania KSE warunkujące rozwój rynku energii elektrycznej.

Półtoraroczne działanie zespołu przyniosło wiele praktycznych doświadczeń rewidujących niektóre z przyjętych założeń, poczynionych na etapie wdrożenia rynku bilansującego. Należy w tym miejscu podkreślić, że na posiedzenia zespołu zapraszani są nie tylko przedstawiciele sektora elektroenergetycznego, ale i odbiorców uprawnionych do korzystania z TPA. Stąd zakres tematyczny spotkań w 2003 r. znacznie wybiegał ponad zadania zespołu określone w chwili jego powołania. Posiedzenia stały się miejscem do wymiany doświadczeń i poglądów, omawiania bieżących informacji o rynku energii elektrycznej, jak również sygnalizowania problemów dotyczących nierównoprawnego traktowania uczestników rynku. Zespół wskazał na konieczność podjęcia prac nad nowym modelem rynku energii elektrycznej. Efektem tych prac był dokument „Kierunkowe propozycje zmian w zakresie zarządzania KSE warunkujące rozwój rynku energii elektrycznej”, który uwzględnia wymagania dostosowawcze modelu rynku, konieczne do realizacji po otwarciu polskiego rynku energii elektrycznej na rynek europejski. Po konsultacjach z uczestnikami rynku, ostateczna wersja tego dokumentu ma zostać przedstawiona rządowemu Zespołowi do spraw Rynku Energii Elektrycznej i Rynku Gazu Ziarnego.

Pracownicy URE na bieżąco brali udział w licznych spotkaniach konsultacyjnych dotyczących propozycji zmian do regulaminu RB.

Podstawowa zmiana wdrożona przez PSE SA, pełniące faktycznie funkcję operatora systemu przesyłowego, w lipcu 2003 r., polegała na ograniczeniu maksymalnej wysokości tzw. ceny negocjowanej dla wytwórców do 137,30 zł/MWh. Jest to cena, po której wytwórcy sprzedają energię z generacji wymuszonej na usunięcie ograniczeń systemowych. W umowach zawieranych przed uruchomieniem rynku bilansującego we wrześniu 2001 r., ceny te określono na podstawie ostatnich taryf dla wytwórców zatwierdzonych przez Prezesa URE. Stąd ceny negocjowane były zróżnicowane, a w niektórych przypadkach ich poziom,

wynikający z zawartych przez wytwórców KDT, był znacznie zawyżony.

Pozytywnym skutkiem ubocznym ograniczenia ceny negocjowanej jest zmniejszenie nierównowagi w obciążeniach i korzyściach finansowych wynikających z uczestnictwa w rynku bilansującym pomiędzy sektorami wytwarzania i dystrybucji.

Drugą istotną zmianą, obowiązującą od 21 lipca 2003 r., było wprowadzenie cen rozchylonych dla wytwórców. Oznaczało to rozliczanie po cenach rozchylonych m.in. energii kupowanej przez wytwórców na rynku bilansującym na pokrycie zobowiązań kontraktowych, których nie można wypełnić z powodu awarii własnych jednostek. Okazało się to dotkliwą sankcją finansową dla kilku wytwórców o wysokiej awaryjności.

W wyniku dalszych konsultacji z uczestnikami rynku, m.in. w ramach Zespołu do spraw Monitorowania RB, od 21 listopada zmodyfikowano, na korzyść wytwórców, zasady rozliczeń energii nieplanowanej pochodzącej z jednostek wytwórczych aktywnych, które uległy awarii. Obecnie tylko pierwszych 6 godzin awarii bloku rozliczanych jest po cenach rozchylonych. Jest to czas wymagany przez OSP na przywołanie do pracy innych jednostek. Resztę zakontraktowanej, a nie dostarczonej z powodu awarii energii, wytwórca kupuje po jednolitej cenie CRO.

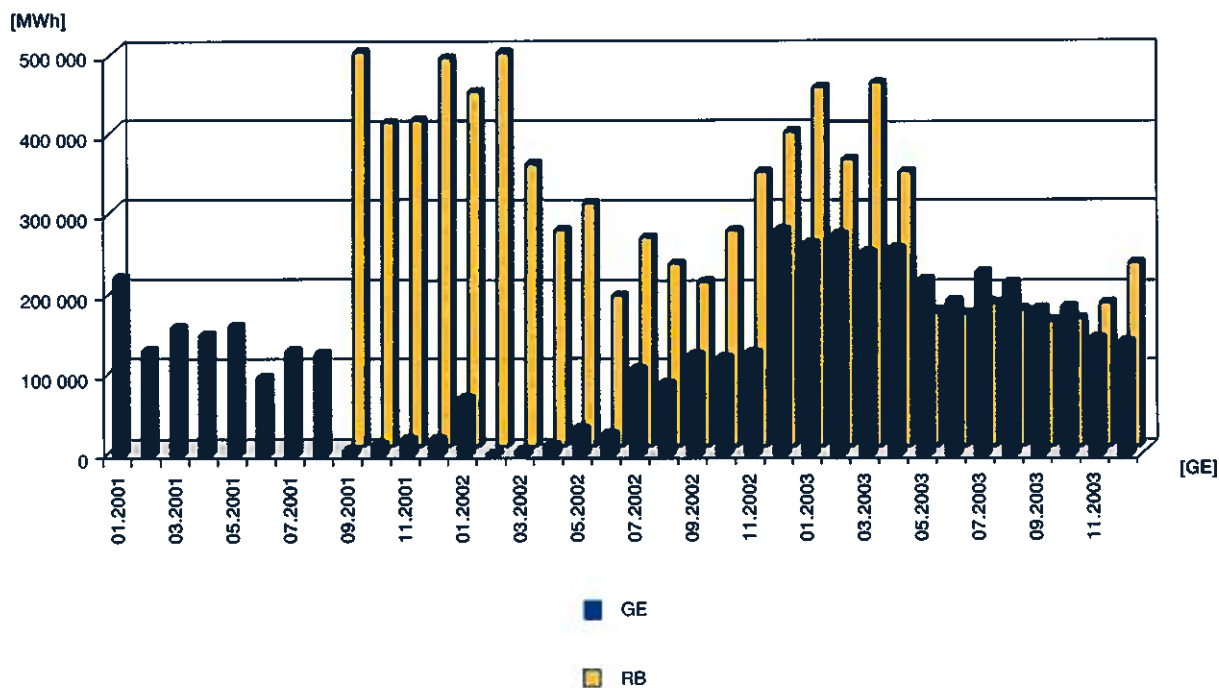
Prowadzony w URE monitoring rynku bilansującego i giełdy energii wykazuje, iż segmenty te znajdują się obecnie w fazie stabilizacji. Złagodzone zostały napięcia i wzajemne animozje między poszczególnymi uczestnikami rynku.

Po wprowadzeniu ostatnich zmian w Regulaminie Rynku Bilansującego, OSP nie ponosi kosztów ograniczeń nie pokrytych w taryfie, a nawet w okresie czerwiec-listopad 2003 r. przychody ze stawki jakościowej zatwierdzonej w taryfie przewyższyły koszty ograniczeń poniesione na RB⁸⁾.

Poszczególni wytwórcy odnoszą się w sposób zróżnicowany do wprowadzonej w lipcu 2003 r. zmiany regulaminu, polegającej na ograniczeniu maksymalnej wysokości tzw. ceny negocjowanej. Ci, którzy nie osiągnęli znaczących przychodów w poprzednim okresie, generalnie nie odczuli tej zmiany, natomiast ci, którzy stracili na wprowadzeniu pułapu, mimo ostrej krytyki, nie podjęli sformalizowanych działań w celu przywrócenia poprzednich uregulowań.

8) Należy także podkreślić, że w okresie wrzesień 2001 r. – czerwiec 2002 r. (tj. od momentu wprowadzenia cen rozchylonych dla spółek dystrybucyjnych) wysokość kosztów usuwania ograniczeń na RB nie była spowodowana wyłącznie jego wadliwą konstrukcją, lecz przede wszystkim wynikała z niedostosowania struktury systemu elektroenergetycznego w Polsce do rynku konkurencyjnego opartego na zasadzie TPA (kontrakty dwustronne). W dalszych pracach należy dążyć do wyraźnego określenia sposobu podziału kosztów usuwania ograniczeń pomiędzy OSP a strony kontraktów.

Rysunek 3. Obroty miesięczne na RB i TGE w 2003 r. (w MWh)



Sytuacja spółek dystrybucyjnych (SD) na RB w 2003 r. znacznie się poprawiła, na co składa się przede wszystkim pewna przewidywalność cen i kierunku niezbilansowania rynku oraz znacznie lepsze prognozowanie niż w początkowych miesiącach po wprowadzeniu rozchylenia cen. Jednocześnie nie widać wyraźnej przewagi przekontraktowania spółek dystrybucyjnych, jak to miało miejsce w okresie styczeń-czerwiec 2003 r. Dodatkowo ogólna sytuacja na rynku energii, której RB jest istotnym elementem (ponieważ w pewnym sensie generuje cenę odniesienia – maksymalną cenę zamknięcia pozycji kontraktowej) wpłynęła na znaczną poprawę wyników finansowych SD w 2003 r. Ogólną sytuację SD na rynku energii należy uznać za znacznie korzystniejszą obecnie w porównaniu do okresu lipiec 2002 r.-czerwiec 2003 r. Niezbilansowanie spółek dystrybucyjnych utrzymuje się na tym samym, niskim poziomie, tj. znacznie poniżej 5%, a większość z nich ma średnie niezbilansowanie w granicach 2%.

Niskie obroty na Rynku Bilansującym wskazują na dostateczną liczbę ofert sprzedaży energii na rynku, co przekłada się na zawieranie przez SD kontraktów dwustronnych z wytwórcami. Oznacza to, że RB definitywnie przestaje być miejscem handlu energią. Potwierdzeniem tego jest obserwowany od kilku miesięcy spadek cen zakupu energii przez SD w kontraktach dwustronnych.

Z funkcjonowaniem Rynku Bilansującego ściśle związana jest sytuacja na Gieldzie Energii (GE). Wprowadzone od lipca 2003 r. do grudnia 2003 r. zmiany regulaminu RB polegające na wprowadzeniu ograni-

czenia w maksymalnej wysokości ceny negocjowanej oraz wprowadzenie cen rozchylonych dla wytwórców nie pozostały bez wpływu na transakcje na GE (rysunek 3).

Rysunek 3 przedstawia charakterystykę ilościową poszczególnych okresów. Ostatni z nich charakteryzuje się znacznym spadkiem obrotów zarówno na TGE jak i RB. Po raz pierwszy w historii działania obydwu rynków obroty na GE w okresie maj-październik 2003 r. były większe niż na RB. Jak widać, pod koniec 2003 r. obrót na RB i TGE był porównywalny.

Funkcjonowanie TGE jest nadal niezwykle wrażliwe na uregulowania RB, czego dowodzą omówione powyżej dane. W 2003 r., szczególnie po wprowadzeniu lipcowych zmian, zmniejszyło się zjawisko odsprzedaży przez SD na TGE energii zakupionej w celu umyślnego przekontraktowania. Należy podkreślić, że Towarowa Gielda Energii, po wzroście obrotów na skutek wprowadzenia rozchylonych cen dla SD (w lipcu 2002 r.) obecnie ustabilizowała swój udział w rynku na poziomie 2,5%. Średnia cena energii na TGE kształtuje się nieco poniżej średniej w umowach dwustronnych, ale brakuje ofert wytwórców.

Ponadto zaobserwowano, że giełdzie wyrasta konkurencja w postaci tzw. transakcji za pośrednictwem platform internetowych na rynku lokalnym (najczęściej poprzez zakup od elektrociepłowni), czy też „na telefon” na rynku pozagiełdowym.⁹⁾

9) Niewykluczone, że planowane na 2004 r. wprowadzenie rynku dnia bieżącego wpłynie na poprawę sytuacji TGE na rynku energii.

Internetowe platformy obrotu energią elektryczną prowadzą działalność, która nie wymaga posiadania koncesji. Obrót energią prowadzony jest w formie kojarzenia składanych ofert. Zawierane kontrakty są standardowe. Przykładowo, obecnie dostępne standardy to: podstawowy, tygodnia zwykłego i roboczego, a także weekendowy. Odpowiedni rodzaj kontraktu pozwala na konsolidowanie oferty sprzedaży niewielkich wytwórców np. energii zielonej. Dzięki standaryzacji zamiana kontraktów na dobowo-godzinowe jest uproszczona.

Ze względu na swój charakter, internetowe platformy obrotu energią elektryczną mogą być traktowane jako szczególny przypadek oprogramowania przeznaczonego do optymalizacji zakupów energii przez użytkowników końcowych. Praktyka dowodzi, że są one wewnętrznym narzędziem optymalizacji dostaw od producenta do pośrednika.

Na rynku działają: Internetowa Hurtownia Energii, Platforma Obrotu Energią Elektryczną oraz Kantor Energii.

1.3.3. Taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu

Rok 2003 był kolejnym, trzecim już rokiem taryfowania energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła tj. energii elektrycznej podlegającej obowiązkowi zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy sieci rozdzielczej na obszarze kraju określonym w koncesji. Istotna zmiana została wprowadzona przez nowe rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. z 2003 r. Nr 104, poz. 971) i polegała na podwyższeniu kryterium taryfowania elektrociepłowni tj. średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie do poziomu 70%. Treść § 9 ust. 3 tegoż rozporządzenia pozwoliła jednakże na przejściowe taryfowanie w 2003 r. przedsiębiorstw wytwarzających energię w skojarzonych źródłach na zasadach określonych w 2000 r., tzn. ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie co najmniej 65%.

Podwyższenie progu sprawności może wyeliminować kilka elektrociepłowni, z których energia nie będzie podlegała obowiązkowi zakupu. Jednakże ilość sprzedawanej energii elektrycznej przez te przedsiębiorstwa stanowi bardzo niewielki udział w sprzedaży energii przez wszystkie elektrociepłownie.

Dla taryfowania elektrociepłowni w 2003 r. podstawowe znaczenie miały następujące przepisy:

- rozporządzenia Ministra Gospodarki z 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7)

– w szczególności § 15,

- rozporządzenia Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053)
- w szczególności § 13 ust. 1,
- rozporządzenia Ministra Gospodarki z 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. z 2000 r. Nr 122, poz. 1336).

W 2003 r. dla 40 przedsiębiorstw zostały zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła i podlegającej obowiązkowi zakupu.

Ponadto w kilku przypadkach nastąpiło przedłużenie terminu obowiązywania taryf dotychczasowych tj. zatwierdzonych na okres 2002/2003.

Podobnie jak w poprzednich taryfach, zatwierdzone ceny energii w niektórych przedsiębiorstwach zostały zróżnicowane ze względu na poziom napięcia sieci, do której przyłączone jest źródło. Porównanie cen w przedsiębiorstwach wskazuje na ich duże zróżnicowanie, które waha się od 90,19 zł/MW do 190,47 zł/MW. Analogicznie jak w poprzednich taryfach 2002/2003, do skrajnych przypadków należy zaliczyć np. cukrownie o najniższych cenach, EC Szczecin o cenie najwyższej, jak również dość wysoką cenę w Elektrociepłowni Rzeszów.

Średnia cena energii elektrycznej dla 40 przedsiębiorstw (szacowana na podstawie planowanej sprzedaży) ukształtowała się na poziomie 137,6 zł/MWh. Cena ta jest wyższa o 12,79% od cen wynikających z kontraktów dwustronnych zawieranych na rynku konkurencyjnym przez elektrownie kondensacyjne. Relacja ta nie uległa znaczącej zmianie w stosunku do ubiegłego roku, w którym średnia cena energii była wyższa o 11,7% od cen wynikających z kontraktów dwustronnych zawieranych na rynku konkurencyjnym przez elektrownie kondensacyjne. Średnia cena ciepła tych przedsiębiorstw w 2003 r. wyniosła 21,58 zł/MWh.

Jak wynika z tabeli 6 (str. 17) część elektrociepłowni w 2003 r. wystąpiła z wnioskami o zatwierdzenie cen energii elektrycznej na poziomie znacznie przewyższającym poziom cen zatwierdzonych w dotychczasowych taryfach, zważywszy na obecny poziom inflacji. Oczekiwania elektrociepłowni co do wzrostu cen kształtowały się od 1,17% do 35,97%.

Ostatecznie zatwierdzony poziom cen energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w 2003 r. w większości przypadków nie spowodował wzrostów znacznie przekraczających poziom inflacji.

Tabela 6. Wykaz cen netto zatwierdzonych w poprzednich taryfach (2002/2003), oczekiwania przedsiębiorstw dotyczące wzrostu tych cen w kolejnej taryfie, wysokość zatwierdzonych cen na rok taryfowy 2003/2004 oraz ich wzrost w stosunku do cen z ostatnio obowiązujących taryf (2002/2003)

Nazwa przedsiębiorstwa	Cena energii zatwierdzona w taryfie 2002/2003 (zł/MWh)	Oczekiwany przez przedsiębiorstwo wzrost ceny (%)	Cena energii zatwierdzona w taryfie 2003/2004 (zł/MWh)	Wzrost cen energii elektrycznej w stosunku do cen z ostatniej taryfy (%)
Zakłady Metalowe „Mesko” SA	138,33	5,40	138,33	0,00
Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny SA	169,70	11,79	169,70	0,00
Elektrociepłownia Rzeszów SA	0,00	0,00	188,03	0,00
Zespół Elektrociepłowni Poznańskich SA	127,00	2,76	130,50	2,76
Elektrociepłownia „Zielona Góra” SA	139,60	2,30	141,70	1,50
Elektrociepłownia Kalisz – Pivonice SA	135,24	4,04	137,25	1,49
Elektrociepłownie Warszawskie SA	127,00	0,00	127,00	0,00
	130,33	0,00	130,33	0,00
	131,75	0,00	131,75	0,00
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA	137,99	2,43	140,05	1,49
Elektrociepłownia Białystok SA	134,16	2,30	135,51	1,00
Elektrociepłownia „Kraków” SA	132,00	0,00	132,00	0,00
„ENERGOMEDIA” Sp. z o.o.	127,79	5,21	130,44	2,07
Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA	134,56	4,55	136,58	1,50
	137,81		137,81	
Elektrociepłownia „GIGA” Sp. z o.o.	138,20	0,00	138,20	0,00
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz SA	130,37	13,30	134,00	2,78
Zespół Elektrowni Ostrołęka SA	128,54	3,08	132,50	3,08
Zespół Elektrowni Dolna Odra SA (EC Szczecin)	191,29	6,00	191,19	-0,05
Elektrociepłownia Wybrzeże SA	135,75	4,77	137,11	1,00
Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o.	133,31	1,17	133,98	0,50
Elektrociepłownia „Będzin” SA	126,00	8,00	128,12	1,68
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Jeleniej Górze	133,59	2,64	134,93	1,00
Odlewnia Żeliwa „Śrem” SA	90,00	35,60	119,82	33,13
Pfeifer & Langen Polska SA	109,19	0,00	109,19	0,00
OPEC GRUDZIĄDZ Sp. z o.o.	127,65	1,84	130,00	1,84
„Energator – Toruń” SA	135,00	0,00	135,00	0,00
Ostrowski Zakład Ciepłowniczy SA	134,00	5,00	140,70	5,00
Elektrociepłownia Bytom SA	129,00	1,90	130,04	0,80
Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.	155,00	23,30	175,00	12,90
Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	118,43	10,29	121,27	2,40
Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.	135,48	9,00	138,20	2,00
Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA	134,04	26,83	140,74	5,00
Cukrownia „Ropczyce” SA	109,09	35,97	111,63	2,33
Cukrownia „Dobrzelin” SA	115,00	2,00	117,30	2,00
Energetyka Boruta Sp. z o.o.	137,58	0,00	137,58	0,00
Elektrociepłownia Zabrze SA	129,60	3,90	130,04	0,34
Elektrownia Stalowa Wola SA	138,20	7,40	140,83	1,90
Energetyka Dwory Sp. z o.o.	112,29	4,91	117,78	4,91
Zakłady Mebli Giętych „Fameg” SA	112,21	0,00	112,21	0,00
Polski Koncern Naftowy „ORLEN” SA	112,85	5,89	119,50	5,89
„Megatam EC-Lublin” Sp. z o.o.	120,00	2,50	123,00	2,50
Zakłady Azotowe Anwil SA	0,00	0,00	144,80	0,00

Ograniczając ceny energii wytworzonej w skojarzeniu, Prezes URE miał na uwadze nie tylko konieczność poprawy efektywności działania elektrociepłowni, ale również postanowienia art. 45 ustawy – Prawo energetyczne tj. m.in. ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

Wejście w życie 1 lipca 2003 r. rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, wywołało w sektorze elektroenergetycznym wiele problemów związanych z interpretacją poszczególnych zapisów. Jednym z zagadnień poruszanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane do zakupu energii wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła była konieczność wyjaśnienia pojęcia „energii dostarczonej”, w stosunku do której określana jest ilość energii objęta obowiązkiem zakupu.

Istotnym problemem okazał się dla przedsiębiorstw energetycznych zapis § 10 ust. 1 tegoż rozporządzenia, określający obowiązkowy udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii w dostarczonej ilości energii odbiorcom końcowym w okresie 1 lipca-31 grudnia 2003 r. Zgodnie z otrzymaną informacją, niektóre przedsiębiorstwa nie były w stanie wykonać obowiązku ze względu na niedobór energii oferowanej przez elektrociepłownie. Ponadto prognozy wskazują, iż spełnienie obowiązku określonego w § 10 ust. 2 rozporządzenia nie będzie możliwe również w kolejnych latach.

1.3.4. Czynniki wpływające na ceny energii elektrycznej na rynku

Koszty pracy

Ze względu na specyfikę polskiego sektora energetycznego, w którym wytwarzanie energii odbywa się w znacznej mierze ze spalania węgla kamiennego i brunatnego, jednostkowe koszty wytwarzania energii są wyższe niż np. w Norwegii (kraju o znaczącym udziale energetyki wodnej), Francji (kraju o przeważającym udziale energetyki jądrowej) czy Finlandii i Szwecji (gdzie współlistnieją oba te rodzaje energii). Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w Polsce są porównywalne z kosztami wytwarzania w elektrowniach węglowych w krajach UE, mimo nadal niższych jednostkowych kosztów pracy w Polsce. Jednym z powodów takiego stanu rzeczy są utrzymujące się różnice na niekorzyść sektora polskiego w zakresie przeciętnego zatrudnienia na jednostkę mocy. Liczba zatrudnionych na jednostkę mocy wytwórczej w przedsiębiorstwach energetycznych w Polsce jest średnio znacznie wyższa od liczby zatrudnionych w przedsiębiorstwach krajów europejskich. Wynika to przede wszystkim z historycznych zaszczości sektora i z faktu, że spółki wytwórcze nie zostały jeszcze w pełni zrestrukturyzowane. Związane to jest również z uwarunkowaniami technologicznymi, a konkretnie z istnieniem przestarzałych technologii w polskiej energetyce, opartej głównie na węglu kamiennym. Niezbędna jest więc modernizacja sektora i jego restrukturyzacja, która musi również pociągnąć za sobą zmianę struktury zatrudnienia

Tabela 7. Liczba zatrudnionych na jednostkę mocy wytwórczej w polskich elektrowniach systemowych

Wytwórca	Liczba zatrudnionych ogółem				Liczba zatrudnionych na 1 000 MW mocy osłagalnej				Tempo zmian			
	2000 r.	2001 r.	2002 r.	2003 r.	2000 r.	2001 r.	2002 r.	2003 r.	01/00 %	02/01 %	02/00 %	03/00 %
EI im. T. Kościuszki w Połańcu SA	2 342	1 951	1 616	700	1 301	1 084	898	389	-17	-17	-31	-70
EI „Kozienice” SA	2 747	2 696	2 657	2 637	986	968	954	947	-2	-1	-3	-4
EI „Opole” SA	1 520	1 494	1 490	1 490	1 020	1 003	1 000	1 000	-2	0	-2	-2
EI „Rybnik” SA	1 500	1 473	1 452	1 410	852	837	825	801	-2	-1	-3	-6
EI „Skawina” SA	735	724	694	656	1 278	1 259	1 207	1 141	-1	-4	-6	-11
EI „Stalowa Wola” SA	645	642	635	631	1 955	1 945	1 924	1 909	0	-1	-2	-2
Południowy Koncern Energetyczny SA	6 468	6 810	6 723	6 562	1 376	1 449	1 473	1 396	5	-1	4	1
ZEI Dolna Odra SA	2 974	2 878	2 788	2 757	1 527	1 478	1 432	1 416	-3	-3	-6	-7
ZEI Ostrołęka SA	1 344	1 309	1 281	1 264	1 988	1 936	1 895	1 870	-3	-2	-5	-6
ZEI P.A.K. SA	2 085	1 993	1 948	1 852	898	858	839	797	-4	-2	-7	-11
EI „Turów” SA	1 885	1 913	1 900	1 904	1 258	1 277	1 268	1 271	1	-1	1	1
EI „Bełchatów” SA	5 593	5 122	4 992	4 955	1 274	1 167	1 137	1 129	-8	-3	-11	-11
Elektrownie ogółem	29 838	29 005	28 176	26 818	1 229	1 195	1 161	1 104	-3	-3	-6	-10
na kamiennym	20 275	19 977	19 336	18 107	1 262	1 244	1 204	1 127	-1	-3	-5	-11
na brunatnym	9 563	9 028	8 840	8 711	1 165	1 100	1 077	1 061	-6	-2	-8	-9

Źródło: URE.

I dostosować ją do nowych rozwiązań technologicznych. Może ona bowiem znacznie zwiększyć efektywność i wydajność pracy. Tabela 7 (str. 18) przedstawia dane dla polskich wytwórców.

Należy zauważyć, że zatrudnienie w sektorze wytwarzania systematycznie spada, jednak tempo spadku jest powolne. Jedynie sprywatyzowana Elektrownia im. T. Kościuszki w Polańcu SA znacząco obniżyła zatrudnienie.

Struktura zużycia paliw pierwotnych

Duży wpływ na kształtowanie się cen energii elektrycznej na rynku mają ceny pierwotnych nośników energii, stanowiące istotną składową kosztów wytwarzania energii. Udział poszczególnych paliw w produkcji energii elektrycznej w Polsce, bez uwzględnienia odnawialnych źródeł energii, był w 2003 r. następujący: węgiel kamienny – 62,44%, węgiel brunatny – 35,06%, paliwa gazowe – 2,50%. Tak wysoki udział węgla w strukturze paliwowej wytwarzania energii elektrycznej skutkuje określoną strukturą kosztów jej wytwarzania. W Polsce ceny poszczególnych paliw są regulowane w odmienny sposób. Przy czym Prezes URE nie ma wpływu na kształtowanie się tych cen (węgiel kamienny i brunatny) lub wpływ ten ograniczony jest do zatwierdzenia taryf (w przypadku paliw gazowych).

1.3.5. Decyzje w sprawie zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia

Zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia jeżeli stwierdzi, że w zakresie objętym taryfą działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie. Podstawowym warunkiem zwolnienia przedsiębiorstwa z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia jest więc ustalenie, czy działało ono we wspomnianych warunkach konkurencji. Taki też był kierunek prowadzonych przez Prezesa URE postępowań. W prowadzonych na wniosek przedsiębiorstw energetycznych postępowaniach o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, do oceny czy dane przedsiębiorstwo działało w warunkach konkurencji, były wykorzystywane – wskazane obecnie bezpośrednio w ustawie – kryteria uznania działania danego podmiotu we wspomnianych warunkach konkurencji. Tym samym badano w postępowaniu dowodowym takie cechy rynku, jak:

- liczbę uczestników i wielkość ich udziałów w rynku,
- przejrzystość struktur i zasad funkcjonowania rynku,
- istnienie barier dostępu do rynku,
- równoprawne traktowanie uczestników rynku,
- dostęp do informacji rynkowej,
- skuteczność kontroli i zabezpieczeń przed wykorzystaniem pozycji ograniczającej konkurencję,
- dostępność do wysoko wydajnych technologii.

W 2003 r. wpłynęło 9 wniosków indywidualnych o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwier-

dzenia. Sześć spraw zostało rozstrzygniętych, w tym wydano 1 decyzję zwalniającą z obowiązku, w 2 przypadkach odmówiono zwolnienia, 1 sprawa została umorzona, a 2 wnioski pozostawiono bez rozpoznania. Trzy sprawy dotyczące przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną (tzw. „przemysłówek”) znajdują się w toku postępowania.

Decyzja zwalniająca z obowiązku dotyczyła przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w dwóch źródłach, na potrzeby jednego odbiorcy. Na podstawie analizy układu sieciowego ustalono, że odbiorca ten ma możliwość wyboru dostawcy, korzysta bowiem z alternatywnego źródła zasilania kupując energię od spółki dystrybucyjnej, a system pomiarowo-rozliczeniowy pozwala na osobne rozliczanie dostarczonej od spółki dystrybucyjnej i wnioskującego przedsiębiorstwa energii w poszczególnych strefach czasowych doby i porach roku. Odbiorca ten jest uprawniony do korzystania z usług przesyłowych, na podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20 stycznia 2003 r. w sprawie *harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych* (Dz. U. z 2003 r. Nr 17, poz. 158), ma więc możliwość zakupu energii elektrycznej od wybranych przez siebie dostawców. Na zmianę dostawcy pozwala odbiorcy przyłączenie do sieci spółki dystrybucyjnej. Ponadto kupowana od wnioskodawcy energia elektryczna pokrywa tylko około 4,4% zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorcy i w związku z tym nie ma możliwości wystąpienia problemu narzucania odbiorcy uciążliwych warunków umowy, a zatem ceny mogą i są swobodnie negocjowane z innymi dostawcami energii elektrycznej.

W pierwszym przypadku wydania decyzji odmawiającej zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy, sprawa dotyczyła podmiotu wytwarzającego ciepło. W uzasadnieniu wniosku przedsiębiorstwo energetyczne podnosiło, że wytwarzanie i dostarczanie ciepła do odbiorców odbywa się na podstawie umów zawartych z odbiorcami w wyniku przeprowadzanych postępowań przetargowych, zgodnie z postanowieniami ustawy z 10 czerwca 1994 r. o zamówieniach publicznych (tekst jednolity Dz. U. z 2002 r. Nr 72, poz. 664 ze zmianami). Zdaniem przedsiębiorstwa, z faktu że rozstrzygnięcie przetargu wiąże się z wyborem oferenta, który złożył ofertę najkorzystniejszą wynika, iż działa ono na rynku konkurencyjnym w rozumieniu art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, co stanowi podstawę do zwolnienia go z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Przedsiębiorstwo wskazało także, że przetarg taki zapewnia jego uczestnikom jednakowy dostęp do informacji rynkowej, poprzez Biuletyn Zamówień Publicznych oraz ogłoszenia o przetargach zawarte w ogólnokrajowej i lokalnej prasie. Tym samym, zwolnienie z obowiązku

przedkładania taryf do zatwierdzenia pozwoli na racjonalniejsze rozłożenie opłat stałych i zmiennych za dostarczane ciepło. Okolicznością wpływającą na możliwość zwolnienia go ze wspomnianego obowiązku, zdaniem wnioskującego przedsiębiorstwa, był także fakt, że jako mały podmiot gospodarczy ma znikomy udział w krajowym rynku ciepła. W związku z tym, jego udział w rynku nie może powodować ograniczenia konkurencji, ponieważ ze względu na skalę działalności nie może on stanowić tzw. monopolu naturalnego, tym bardziej, że miejsca wykonywania tej działalności są rozproszone w różnych częściach kraju. W wyniku przeprowadzonego postępowania ustalono jednak, że przedsiębiorstwo nie działa w warunkach konkurencji w rozumieniu art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Ustalono, że jako przedsiębiorstwo koncesjonowane jest zobowiązane do przygotowania i przedstawienia taryfy do zatwierdzenia.

Nie można uznać, iż z samego faktu wyboru przedsiębiorstwa, które ma dokonywać eksploatacji ciepłowni, w drodze przetargu wynika, że działa ono na rynku konkurencyjnym w zakresie podlegającym regulacji Prezesa URE.¹⁰⁾

Kolejna decyzja odmawiająca zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf, dotyczyła taryfy dla energii elektrycznej w zakresie jej wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji w jednym źródle.

W uzasadnieniu decyzji stwierdzono, że tylko dwóch odbiorców wnioskującego przedsiębiorstwa jest uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych (TPA) – pozostali nie są uprawnieni. Jednocześnie analiza układu sieciowego przedsiębiorstwa wykazała, że tylko jeden odbiorca ma możliwość wyboru dostawcy, korzysta bowiem z alternatywnego źródła zasilania kupując energię od spółki dystrybucyjnej, a system pomiarowo-rozliczeniowy pozwala na osobne rozliczanie dostarczanej energii w poszczególnych porach roku i doby. Pozostali odbiorcy przyłączeni są tylko do sieci przedsiębiorstwa energetycznego i nie mają takiej możliwości. W związku z tym liczba dostawców energii jest ograniczona do jednego, co oznacza brak wymaganej dywersyfikacji, bowiem na rynku nie funkcjonuje odpowiednia liczba uczestników. Tylko jeden odbiorca może dowolnie obciążać

dostępne kierunki zasilania, a w związku z tym, w przypadku zaniechania poboru energii z przedsiębiorstwa, ma możliwość szybkiej zmiany dostawcy bez konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów. Pozostali odbiorcy końcowi nie mają takiej możliwości ze względu na brak dostępu do sieci innych przedsiębiorstw, co stanowi istotną barierę wejścia i wyjścia z rynku. Odbiorcy funkcjonujący na rynku wnioskodawcy nie działają więc w otoczeniu podobnych warunków zewnętrznych, zatem cena transakcji nie może być wyznaczona w wyniku gry podaży i popytu bowiem cen nie można swobodnie negocjować z innymi dostawcami. W związku z tym ograniczeniem może wystąpić problem narzucania odbiorcom uciążliwych warunków umowy na dostawę energii.

1.4. Monitorowanie przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną

W 2003 r. poddano badaniu funkcjonowanie przedsiębiorstw obrotu na rynku energii elektrycznej. Objęto nim 19 najaktywniejszych przedsiębiorstw energetycznych. Stwierdzono, że tylko 13 z nich prowadzi działalność we własnym imieniu, zaś pozostałe działają na rzecz spółek dystrybucyjnych.

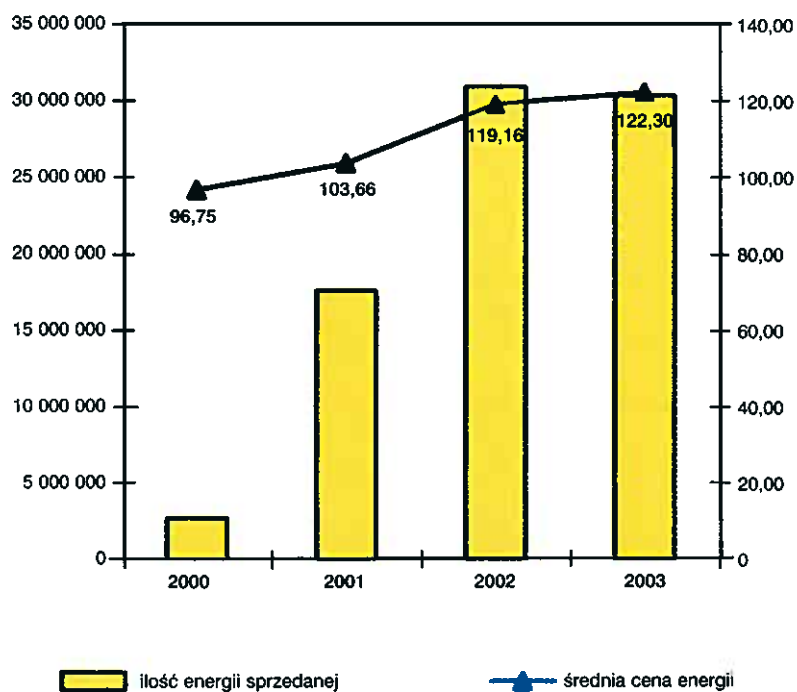
Obecnie można zauważyć, że aktywność przedsiębiorstw obrotu na rynku energii w kolejnych latach wzrasta. W 2000 r. tylko 3 przedsiębiorstwa (z badanych 13) prowadziły działalność w zakresie obrotu energią i sprzedały łącznie 2,6 TWh, a w następnym roku już 7 przedsiębiorstw prowadziło działalność w tym zakresie, a obrót wyniósł wówczas 17,6 TWh. Natomiast w latach 2002 i 2003 zaobserwowano wzrost aktywności przedsiębiorstw obrotu – wszystkie badane jednostki prowadziły działalność, a roczne obroty wyniosły odpowiednio 30,9 TWh i 30,3 TWh. Średnia cena sprzedaży wykazuje tendencję rosnącą: w 2000 r. wynosiła 96,75 zł/MWh, w 2001 – 103,66 zł/MWh, natomiast w 2002 i 2003 odpowiednio 119,16 oraz 122,30 zł/MWh. Wolumen sprzedaży energii i średnie ceny sprzedaży są przedstawione na rysunku 4 (str. 21).

Przedsiębiorstwa obrotu początkowo kupowały energię elektryczną jedynie od przedsiębiorstw wytwórczych, dopiero w późniejszym okresie nawiązały kontakty handlowe między sobą oraz ze spółkami dystrybucyjnymi. Ilości zakupionej energii w podziale na poszczególne źródła zakupu przedstawia rysunek 5 (str. 21).

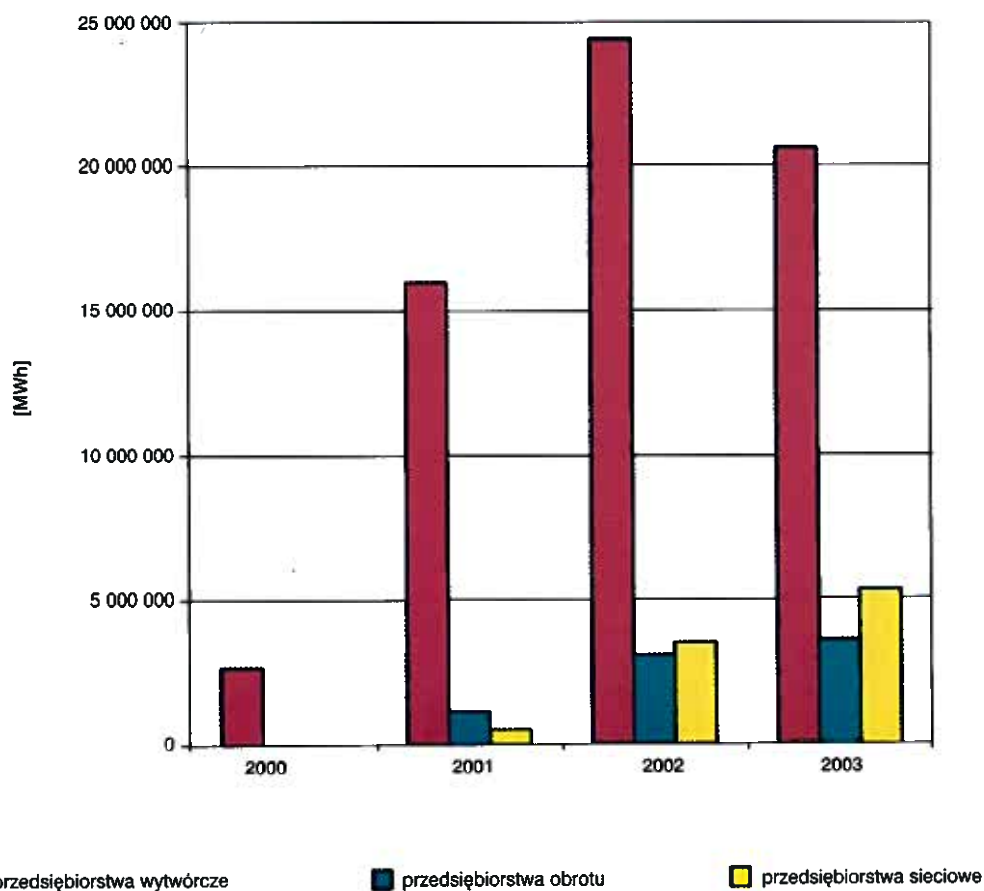
Średnie ceny zakupu energii przez przedsiębiorstwa obrotu (rysunek 6 na str. 22) w zależności od źródła zakupu kształtowały się w sposób odmienny. Średnie ceny zakupu od przedsiębiorstw wytwórczych były w latach 2000-2002 najniższe i charakteryzowały się trwałym trendem wzrostowym (akcyza). Natomiast średnie ceny zakupu od innych przedsiębiorstw obrotu i sieciowych zmieniały się skokowo. Ich poziom był z reguły wyższy od cen wytwórców, a wynika to z faktu, że w energii odsprzedawanej duży udział stanowi energia ze źródeł odnawialnych, której cena kształtuje się na poziomie 200-300 zł/MWh.

10) Ustawa o zamówieniach określa zasady, formy i tryb udzielania zamówień publicznych. Przy udzielaniu takich zamówień (na wytwarzanie i dostawę ciepła) na podstawie tej ustawy, zarówno zamawiający jak i oferenci zobowiązani są do uwzględnienia przepisów ustawy – Prawo energetyczne i aktów wykonawczych (do tej ustawy). Cena, stanowiąca obowiązkowe kryterium oceny specyfikacji istotnych warunków zamówienia publicznego, powinna uwzględniać postanowienia zawarte w powołanym rozporządzeniu taryfowym. Nie ma tym samym sprzeczności między ustawą – Prawo energetyczne i ustawą o zamówieniach publicznych, ponieważ przepisy te wzajemnie się uzupełniają.

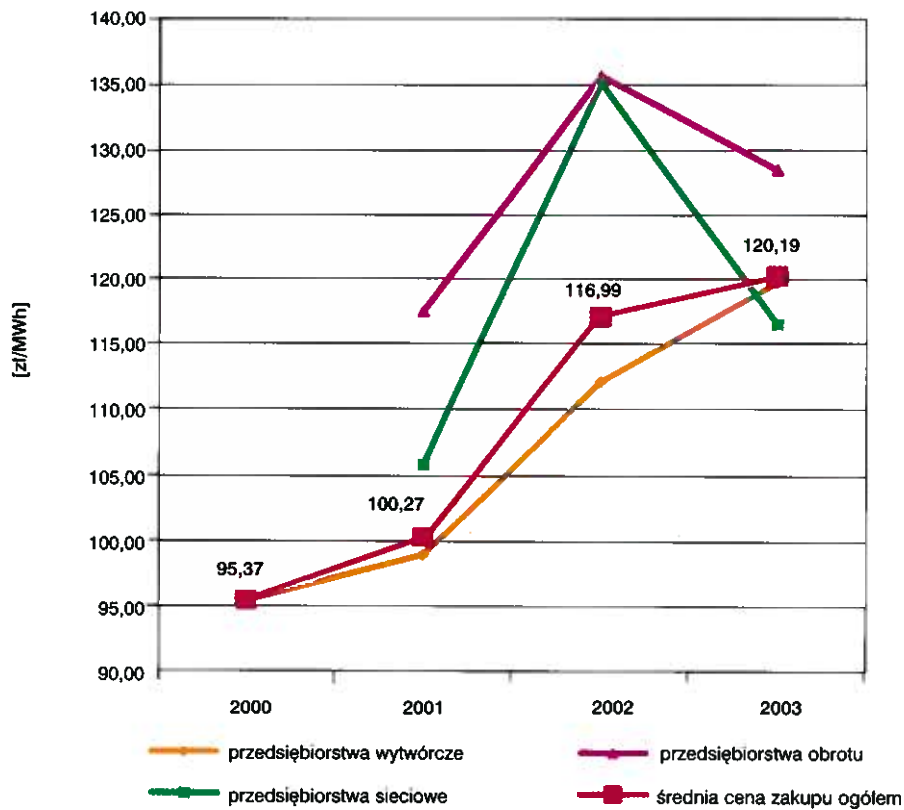
Rysunek 4. Wolumen sprzedaży i średnie ceny energii elektrycznej uzyskiwane przez przedsiębiorstwa obrotu (odpowiednio w MWh i zł/MWh)



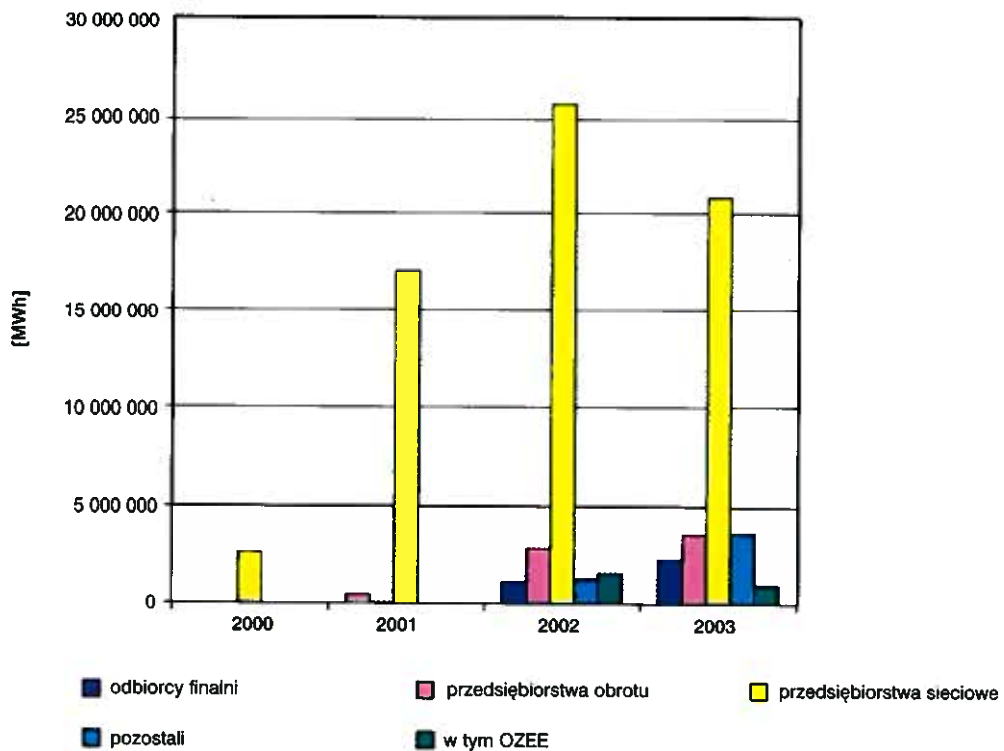
Rysunek 5. Wolumen zakupu przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na źródła zakupu (w MWh)



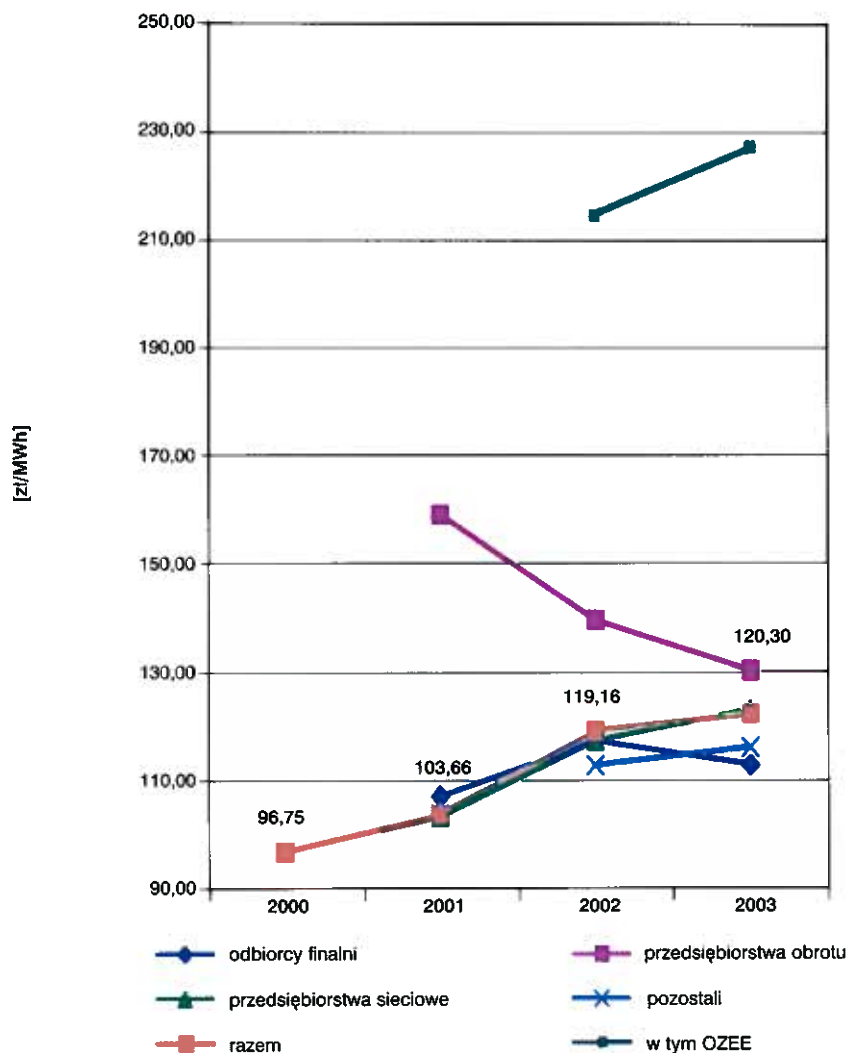
Rysunek 6. Średnie ceny zakupu przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na źródła zakupu (w zł/MWh)



Rysunek 7. Wolumen sprzedaży przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców (w MWh)



Rysunek 8. Średnie ceny sprzedaży przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców (w zł/MWh)



Przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną w 2000 r. sprzedawały energię jedynie przedsiębiorstwom sieciowym, jednak już w roku następnym dostarczały energię także odbiorcom finalnym i innym przedsiębiorstwom obrotu (rysunek 7 na str. 22).

Na rysunku przedstawiono także dla lat 2002 i 2003 wolumen energii odsprzedawanej jako energię ze źródeł odnawialnych (suma sprzedaży do wszystkich grup odbiorców), która stanowiła istotną część obrotu tych przedsiębiorstw.

Średnie ceny energii sprzedanej przez przedsiębiorstwa obrotu dla odbiorców finalnych i pozostałych są najniższe i wynoszą 100-120 zł/MWh, a ich poziom jest ustabilizowany. Natomiast średnie ceny dla przedsiębiorstw sieciowych wykazują tendencję wzrostową podobną do tendencji wykazywanej przez średnią cenę energii elektrycznej w kraju (rysunek 8). Interesujące tendencje obserwowane są w grupie sprzedaży innym przedsiębiorstwom obrotu. Średnie ceny energii dla tych odbiorców zmieniają się skokowo w sposób odwrotny do zmian średnich cen w kraju. Najwyższy

poziom średnich cen charakteryzuje energię ze źródeł odnawialnych.

1.5. Procedury regulacyjne związane z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi oraz z operatorami systemów dystrybucyjnych (zakładami energetycznymi)

W pierwszych miesiącach 2003 r. przed Prezesem URE toczyło się postępowanie administracyjne dotyczące wystąpienia PSE SA z wnioskiem o korektę obowiązującej wówczas taryfy, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 15 czerwca 2002 r., zmienioną decyzją z 13 grudnia 2002 r. PSE SA wystąpiły o uwzględnienie wyższych od założonych w taryfie kosztów usuwania ograniczeń systemowych, a także wyższych kosztów zakupu energii po wprowadzeniu podatku akcyzowego. Po rozpatrzeniu wniosku, decyzją z 10 lutego 2003 r. Prezes URE odmówił zatwierdzenia zmiany obowiązującej taryfy, stwierdzając, że koszty ograniczeń są kosztami w części zależnymi od PSE SA i przez nie kontrolowanymi. Nie powinno oczekiwać się od Prezesa

URE korekty taryfy, która w efekcie uwolniłaby PSE SA od ponoszenia ryzyka podejmowanych przez siebie decyzji. Natomiast w kwestii podatku akcyzowego Prezes URE stwierdził, że nałożenie go na wytwórców nie oznacza przeniesienia go w całości na kolejne ogniwa w obrocie energią elektryczną. Gdyby intencją ustawodawcy było takie przeniesienie to podatek zostałby nałożony bezpośrednio na spółki dystrybucyjne.

W odniesieniu do spółek dystrybucyjnych w pierwszym półroczu 2003 r. przed Prezesem URE toczyło się 15 postępowań administracyjnych dotyczących zmiany obowiązujących wówczas czwartych taryf dla energii elektrycznej. W dwóch przypadkach uznając wnioski przedsiębiorstw Prezes URE zatwierdził korekty taryf, dotyczące zmiany nazwy przedsiębiorstwa oraz zgody na przyspieszone eliminowanie subsydiowania skrośnego pomiędzy rodzajami działalności koncesjonowanych. W czterech przypadkach Prezes URE odmówił korekty taryf, odrzucając wnioski o podwyższenie cen ze względu na wyższe koszty bilansowania i zakupu energii w ramach kontraktów dwustronnych. Siedem postępowań zakończonych decyzjami o umorzeniu dotyczyło ustalenia współczynników korekcyjnych X na bazie czwartych taryf dla energii elektrycznej. Przyczyną umorzenia było wystąpienie wnioskodawców z wnioskami o zatwierdzenie piątych taryf na okres 2003/2004. Dwie kolejne sprawy zakończone decyzjami o umorzeniu postępowania prowadzone były w związku z uznaniem przez sąd odwołania przedsiębiorstw od decyzji Prezesa URE odmawiających zmiany taryf. W tych przypadkach decyzje o umorzeniu postępowań związane były z wystąpieniem przedsiębiorstw z wnioskami o zatwierdzenie kolejnych taryf.

Piąta taryfa Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA została uzgodniona w postępowaniu administracyjnym i zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 14 czerwca 2003 r.; weszła ona w życie 1 lipca 2003 r.

W procedurze zatwierdzania piątych taryf dla energii elektrycznej spółek dystrybucyjnych kontynuowany był model regulacji bodźcowo-przychodowej zapoczątkowany w 2001 r. Istotą tej metody jest to, że regulator wyznacza maksymalny poziom przychodów jakie przedsiębiorstwo może osiągnąć w danym roku taryfowym w oparciu o ceny i stawki opłat ustalone w taryfie. Regulowany poziom przychodów ma zapewnić pokrycie **uzasadnionych** kosztów prowadzenia działalności, wyznaczonych w oparciu o metody analizy porównawczej¹¹⁾. W wyniku zastosowania tej metody, przychody podsektora dystrybucji zatwierdzone w czerwcu 2003 r. decyzjami taryfowymi dla 29 zakładów energetycznych były niższe od wstępnych oczekiwań tych przedsiębiorstw o ok. 1,4%.

11) Szerzej na temat metod analizy porównawczej w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za 2002 r. – Biuletyn URE Nr 3/2003.

W połowie czerwca 2003 r. Prezes URE zatwierdził i ogłosił w „Biuletynach Branżowych URE – Energia elektryczna” (16 czerwca 2003 r.) piątą taryfę dla energii elektrycznej ustaloną przez 29 spółek dystrybucyjnych oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, które weszły w życie 1 lipca 2003 r.

Dynamika wzrostów taryf dla energii elektrycznej zatwierdzonych na kolejny rok taryfowy, tj. od 1 lipca 2003 r. do 30 czerwca 2004 r. wyniosła ogółem 2,5% (dla poszczególnych spółek od spadku o 0,1% do wzrostu o 4,9%). Jakkolwiek łączny wzrost przekracza nieco poziom inflacji z 2002 r., to należy zaznaczyć, że oczekiwania sektora dystrybucyjnego sięgały łącznie 3,9%.

Ponadto należy zauważyć, że średnie wzrosty dla przedsiębiorstw nie mają bezpośredniego przełożenia na wzrosty płatności z tytułu zaopatrzenia w energię elektryczną poszczególnych odbiorców. W związku z koniecznością stopniowego eliminowania subsydiowania skrośnego między grupami odbiorców najwyższe wzrosty (tj. maksymalnie 4,9%), dotyczą przede wszystkim grup taryfowych G, do których kwalifikowani są odbiorcy zużywający energię elektryczną na cele bytowe. Poziom 4,9% wynika z § 27 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7), zgodnie z którym wzrost cen dla grup subsydiowanych może wynieść maksymalnie 3 punkty procentowe ponad inflację z 2002 r.

Zmiana średnich cen dla gospodarstw domowych łącznie dla wszystkich spółek dystrybucyjnych wyniosła ok. 3,4%, natomiast w poszczególnych spółkach w granicach od spadku o 0,2% (jedna SD) do wzrostu maksymalnego, tj. o 4,9%.

1.5.1. Równoważenie interesów odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych

Działając na podstawie art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzając do minimalizacji kosztów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Do zakresu kompetencji Prezesa URE należy m.in. zatwierdzanie i kontrolowanie taryf pod względem ich zgodności z zasadami określonymi w art. 45 i 46 ustawy – Prawo energetyczne, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat.

Biorąc powyższe pod uwagę oraz fakt, iż taryfy przedsiębiorstw energetycznych powinny zapewniać:

- 1) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie: wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami i energią, kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska;

2) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen, działanie Prezesa URE zmierza do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii, o którym była mowa w art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (przed jej nowelizacją dokonaną 24 lipca 2002 r.). Z jednej strony chodzi więc o stworzenie firmom rozsądnych finansowych warunków do efektywnego zasilania odbiorców, z drugiej zaś o ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Materializuje się to przede wszystkim w decyzjach taryfowych wydawanych w trybie art. 47 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Odbiorca zainteresowany jest jak najtańszym zakupem energii i usług przesyłowych od przedsiębiorstwa energetycznego oraz tym, aby usługi przedsiębiorstw sieciowych były miały charakter ciągły i niezawodny.

Zakłady energetyczne zarządzające majątkiem sieciowym inwestują w niezbędną infrastrukturę sieciową przyłączając klientów bezpośrednio do własnej sieci lokalnej i pośrednio do ogólnopolskiej sieci przesyłowej. Tak więc utrzymanie ciągłości dostaw wymaga od przedsiębiorstw ponoszenia bieżących kosztów wynikających z obsługi klientów, remontów, sterowania, pomiarów i kosztów różnic bilansowych (oznacza to, że bez inwestowania i utrzymywania majątku sieciowego na poziomie zapewniającym taką ciągłość, interes odbiorcy nie może być zagwarantowany).

Inwestycje związane z modernizacją majątku, przyłączaniem nowych odbiorców itd. będą jednak w sposób ciągły realizowane tylko wówczas, gdy zaangażowany kapitał będzie mógł być w satysfakcjonujący sposób odzyskany i wynagrodzony. Przy braku dotacji państwa podstawową formą pozyskiwania przez spółki środków na prowadzenie działalności gospodarczej są przychody ze sprzedaży świadczonych usług. Ich wysokość, zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, zależy od decyzji Prezesa URE. Przy efektywnym działaniu muszą one zapewniać możliwość zwrotu kosztów operacyjnych, zainwestowanego kapitału oraz akumulację zysku, bowiem wyłącznie perspektywa zysku motywuje do podejmowania inwestycji i efektywnego działania.

W trakcie procesu zatwierdzania taryf, jednym z kryteriów oceny taryfy jest wpływ jaki wywiera ona na wzrost płatności za dostawę energii elektrycznej zarówno dla poszczególnych grup odbiorców jak i poszczególnych odbiorców. W tym celu zakłady energetyczne sporządzają symulacje płatności dla reprezentatywnej grupy odbiorców z uwzględnieniem odbiorców skrajnych.

Należy mieć na względzie, że przy braku ograniczeń regulacyjnych najbardziej pożądaną strategią przedsiębiorstw jest dyktowanie cen, przy których dochodzi do maksymalizacji zysku. Bez interwencji regulatora nie byłoby możliwe ograniczenie cen do poziomu odpowiadającego wyłącznie uzasadnionym kosztom tak, aby

konsumenci nie byli narażeni na nadużywanie przez przedsiębiorstwo energetyczne monopolistycznej pozycji.

1.5.2. *Uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw*

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na nie, uwzględniając miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gminy określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Zgodnie z art. 16 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, projekty powyższych planów sporządzane przez elektroenergetyczne i gazownicze przedsiębiorstwa sieciowe podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

Podczas ich przeglądu, regulator ustala pułap przychodów przedsiębiorstwa w okresie regulacji. Elementem tych przychodów są przychody niezbędne do pokrycia kosztów modernizacji i rozwoju. Źródłem informacji o kosztach modernizacji i rozwoju są projekty planów rozwoju.

Jak wynika z dotychczasowych doświadczeń nakłady inwestycyjne ujęte w projektach planów rozwoju, często przewyższają ich późniejsze rzeczywiste wykonanie. Skutkiem przyjęcia do kalkulacji przychodów zawyżonego poziomu nakładów inwestycyjnych, jest uzyskanie przez przedsiębiorstwo dodatkowego, nieuzasadnionego przychodu.

Taki stan rzeczy wymaga od regulatora przeprowadzenia oceny i weryfikacji planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych i określenia niezbędnych (uzasadnionych) nakładów inwestycyjnych, które wynikają z rzeczywistych potrzeb prowadzonej działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej (przedsiębiorstwa sieciowe poza działalnością w zakresie przesyłania i dystrybucji, prowadzą również inne rodzaje działalności, w tym nie podlegające koncesjonowaniu). Przy ustaleniu uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych konieczne jest również dokonanie oceny możliwości finansowania inwestycji przez przedsiębiorstwa, aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat.

W związku z powyższym, działania regulatora w zakresie oceny projektów planów rozwoju powinny uwzględnić jednocześnie:

- minimalizację nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne na rozwój i modernizację (w celu zapewnienia uzasadnionych cen energii),
- konieczność zapewnienia ciągłości, niezawodności i odpowiedniej jakości dostaw dla pokrycia bieżącego i przyszłego zapotrzebowania odbiorców na energię.

Przedsiębiorstwa zobowiązane do uzgadniania projektów planów rozwoju w ramach odrębnej procedury można podzielić na następujące grupy:

- przedsiębiorstwa prowadzące działalność sieciową na obszarze całego kraju, mające pierwszorzędne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego: Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA i Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA,
- zakłady energetyczne i gazowe spółki dystrybucyjne, prowadzące działalność sieciową na obszarze do kilku województw,
- pozostałe przedsiębiorstwa, prowadzące zasadniczo działalność na lokalną skalę (najczęściej na terenach przemysłowych, gminy lub kilku gmin).

Projekt planu rozwoju Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA (PSE)

Projekt planu rozwoju PSE, sporządzony na lata 2003-2007 wraz z wnioskiem o jego uzgodnienie, został przekazany Prezesowi URE 31 marca 2003 r. W toku jego analizy zostało sformułowanych szereg uwag, które spowodowały, że projektu nie uzgodniono.

Problemem budzącym szczególne zaniepokojenie jest brak istotnych postępów w rozwoju krajowego systemu przesyłowego (KSP) w ostatnich latach (analizą objęto okres 1997-2002). Jest to bezpośrednią konsekwencją poziomu nakładów inwestycyjnych przeznaczanych na rozwój KSP. Z analizy kwot rzeczowych nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez PSE w latach 1997-2002 (dokonanej na podstawie informacji zawartych w projektach planów spółki) wynika, że realne nakłady na KSP maleją. Ponadto nakłady inwestycyjne na KSP są realizowane na poziomie niższym od planowanych. Równocześnie w projekcie planu podano przykłady niezbędnych inwestycji, na które „w przyszłości OSP musi wygospodarować dodatkowe środki finansowe”. Jednocześnie, jak wynika z informacji przedstawionych przez PSE w projekcie planu, w KSP występuje „duży udział obiektów o napięciu 220 kV, budowanych w latach 1952-1972, w znacznym stopniu zużytych technicznie. Znajduje to odzwierciedlenie w 73% umorzenia”.

Z kolei z analizy struktury aktywów PSE w latach 1998-2002 wynika, że spółka dokonała intensywnych inwestycji kapitałowych w innych obszarach działalności, nie związanych z przesyłem energii elektrycznej.

Oceniając zamierzenia rozwojowe PSE należy również mieć na uwadze, że po 2004 r. pojawią się nowe czynniki, które spowodują poważne zmiany w stopniu obciążenia i wykorzystania poszczególnych elementów KSP. Czynniki te będą pochodną m.in. następujących okoliczności:

- otwarcie rynku wynikające z przystąpienia Polski do Unii Europejskiej,
- wdrożenie dyrektywy 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczania emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania.

Fakt, iż w analizowanym okresie następuje spadek realnych nakładów na rozwój KSP oraz, że w zasadzie nie powstały nowe obiekty sieciowe o znaczeniu ogólnosystemowym, może mieć znaczące konsekwencje dla bezpieczeństwa odbiorców krajowych i możliwości współpracy międzynarodowej. Brak stosownych symulacji i wdrożenia realizacji odpowiedniej strategii rozwoju KSP, może w przyszłości doprowadzić również do spiętrzenia niezbędnych inwestycji w krótkim okresie, o ile PSE nadal będą bardziej zainteresowane budową Grupy Kapitałowej niż rozwojem KSP. Taki stan rzeczy może spowodować znaczne trudności w znalezieniu źródeł finansowania niezbędnych inwestycji.

Wnioski wynikające z analizy projektu planu rozwoju PSE SA oraz dotychczasowej aktywności inwestycyjnej przedsiębiorstwa, w dniu 1 lipca 2003 r. Prezes URE przekazał Ministrowi Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej oraz Ministrowi Skarbu Państwa.

Projekty planów rozwoju zakładów energetycznych

Proces uzgadniania projektów planów rozwoju zakładów energetycznych był związany z pracami nad przygotowaniem taryf na kolejny okres regulacji. Również w 2003 r. przygotowano „Ramowy projekt planu rozwoju”, w celu m.in. zapewnienia porównywalności danych przekazywanych przez przedsiębiorstwa podsektora. Ramowy projekt planu rozwoju został zmieniony w stosunku do stosowanego w latach ubiegłych, z zachowaniem podstawowego układu informacji dotyczących inwestycji. Zasadnicza zmiana wiązała się z ograniczeniem zakresu informacji zamieszczanych w projektach planów, co wynikało z tego, że informacje związane z projekcjami finansowymi były przekazywane przez przedsiębiorstwa bezpośrednio w postępowaniu w sprawie zatwierdzenia taryfy.

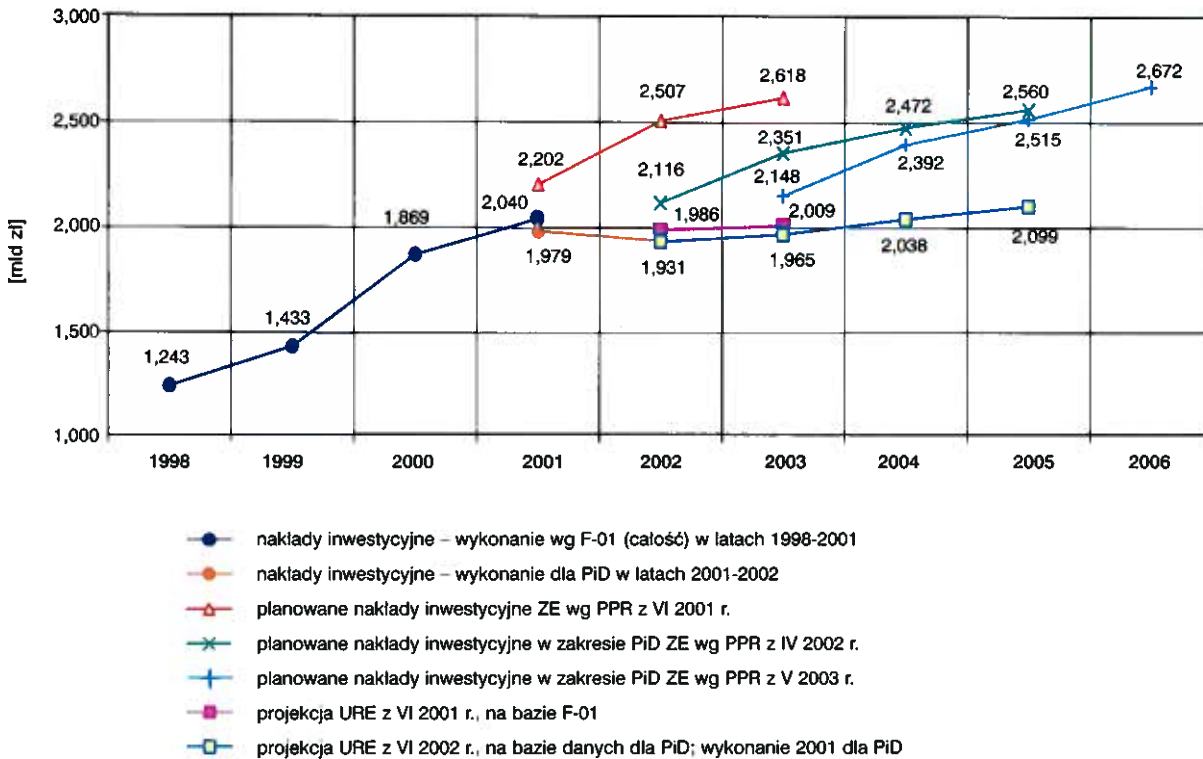
W związku z przyjętą zasadą planowania krocącego, w 2003 r. okres planistyczny obejmował lata 2003-2006. Projekty planów rozwoju zakładów energetycznych zostały przekazane do uzgodnienia na przełomie kwietnia i maja 2003 r.

Ocena uzasadnionego poziomu inwestowania zakładów energetycznych została przeprowadzona wg następującego trybu postępowania:

- określenie wielkości modelowych i ocena planowanego poziomu nakładów inwestycyjnych wg tych wielkości,
- ocena planowanego poziomu nakładów inwestycyjnych na podstawie analizy wskaźnikowej.

Przed ostatecznym uzgodnieniem poziomu nakładów, dokonano oceny ich wpływu na projekcję niezbędnych przychodów. Należy dodać, że ustawa – Prawo energetyczne zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne do takiego zaplanowania harmonogramu realizacji poszczególnych inwestycji oraz sposobu ich finansowania, by realizacja planu była możliwa bez konieczności znacznego wzrostu cen i stawek opłat przesyłowych w związku z potrzebą zapewnienia przedsiębiorstwu zwiększonego dopływu środków finansowych.

Rysunek 9. Nakłady inwestycyjne zakładów energetycznych (przyjęto RPI na poziomie: 2003 r. – 1,9%; 2004 r. – 2,3%; 2005 r. – 2,5%; 2006 r. – 2,8%)



Ze względu na fakt, iż początek obowiązywania taryf zatwierdzonych na okres 2003/2004 rozpoczął trzyletni okres regulacji, który zakończy się 30 czerwca 2006 r., planowane koszty na kolejne lata okresu regulacji oceniano na podstawie kosztów poniesionych w roku kalendarzowym poprzedzającym ten okres regulacji, tj. w 2002. Dzięki temu przedsiębiorstwa, które zdecydowały się na taryfy wieloletnie w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz przedsiębiorstwa, które zamierzają występować o zatwierdzenie tych taryf corocznie, są oceniane na podstawie wielkości wykazanych w tym samym okresie sprawozdawczym.

Na rysunku 9 przedstawiono nakłady inwestycyjne zakładów energetycznych wykonane w latach 1998-2002 oraz nakłady planowane do 2006 r.

Projekty planów rozwoju pozostałych przedsiębiorstw sieciowych (tj. przedsiębiorstw prowadzących zasadniczo działalność na skalę lokalną)

W świetle postanowień ustawy – Prawo energetyczne, uzgodnieniu z Prezesem URE podlegają projekty planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych prowadzących działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych i energii elektrycznej, bez względu na zakres prowadzonej działalności. Dotyczy to zatem również przedsiębiorstw sieciowych prowadzących działalność dystrybucyjną w skali lokalnej.

Ze względu na niewielki wpływ projektów planów rozwoju od tej grupy przedsiębiorstw do końca 2002 r.,

w lutym 2003 r. Prezes URE przekazał stosowne informacje dotyczące realizacji tego obowiązku przedsiębiorstwom posiadającym koncesje na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych oraz energii elektrycznej, które dotychczas tego obowiązku nie wypełniły. W informacji zawarto również wskazówki ułatwiające opracowanie projektu planu rozwoju.

W efekcie w 2003 r. wpłynęło 66 projektów planów rozwoju przedsiębiorstw prowadzących działalność sieciową w skali lokalnej. Wśród tych przedsiębiorstw sieciowych można wyodrębnić dwie skrajne grupy. Grupa pierwsza to przedsiębiorstwa, które w ciągu najbliższych trzech lat nie planują rozbudowy eksploatowanych sieci dystrybucyjnych. Swoją aktywność w tym zakresie ograniczają do działań związanych z konserwacją i bieżącą obsługą sieci. Są to głównie podmioty prowadzące działalności na terenach przemysłowych (w tym zakładów zlikwidowanych bądź restrukturyzowanych). Z informacji przekazanych w projektach planów wynika, że taki stan rzeczy wiąże się z faktem, iż dostawy paliw gazowych i energii elektrycznej zostały ograniczone znacznie poniżej zdolności przesyłowych sieci. Jest to konsekwencją ograniczenia zapotrzebowania (produkcji) przez odbiorców. Do grupy drugiej można zliczyć przedsiębiorstwa dystrybucyjne, które intensywnie rozbudowują sieć dystrybucyjną. Dotyczy to głównie gazowych przedsiębiorstw sieciowych, które tym samym zagospodarowują tzw. „białe plamy”, które dotychczas nie zostały zgazyfikowane przez PGNiG SA.

Ostatecznie, w 2003 r. rozstrzygnięcia w sprawie uzgodnienia przekazano dla 38 przedsiębiorstw.

1.5.3. Zatwierdzanie taryf z wydłużonym okresem regulacji

Zgodnie z art. 23 ust 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu kompetencji Prezesa URE należy m.in. ustalanie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez nie danego rodzaju działalności gospodarczej, a także ustalanie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych X.

Zasady ustalania wydłużonego okresu regulacji zostały opisane w dokumencie opublikowanym na stronie internetowej URE w kwietniu 2003 r.¹²⁾ Z możliwości ustalenia taryf wieloletnich na bazie piątych taryf dla energii elektrycznej w 2003 r. skorzystało 12 spółek dystrybucyjnych, w tym wszystkie spółki wchodzące w skład projektowanej grupy G-8 oraz pierwsza spółka skonsolidowana – Grupa Energetyczna ENEA SA.

Łącznie, w okresie regulacji dłuższym niż rok funkcjonuje obecnie 15 spółek dystrybucyjnych.

Okres regulacji dłuższy niż rok oznacza dla spółek brak corocznego przeglądu kosztowego, co stwarza zachętę do poprawy efektywności w stopniu wyższym niż oczekiwał tego regulator ustalając współczynniki korekcyjne X na kolejne lata. Oszczędności ponad poziom wymuszony decyzją taryfową pozostają w przedsiębiorstwach aż do następnego przeglądu taryfowego ustalającego nowe poziomy odniesienia dla kosztów operacyjnych.

1.5.4. Zatwierdzenie taryfy dla grupy skonsolidowanych spółek dystrybucyjnych

Od 2 stycznia 2003 r. funkcjonuje nowe przedsiębiorstwo energetyczne – Grupa Energetyczna ENEA SA – które powstało w wyniku skonsolidowania 5 spółek dystrybucyjnych: Energetyki Poznańskiej SA, Energetyki Szczecińskiej SA, Zakładu Energetycznego Gorzów SA, Zakładu Energetycznego Bydgoszcz SA oraz Zielonogórskich Zakładów Energetycznych SA (połączenie nastąpiło w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych, tj. w drodze przeniesienia całego majątku 4 spółek na Energetykę Poznańską SA pełniącą rolę spółki przejmującej).

Również w tym dniu weszła w życie nowa taryfa dla energii elektrycznej, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2002 r. (w 2002 r. obowiązywało 5 odrębnych taryf poszczególnych spółek), uwzględniająca ceny i stawki opłat dla poszczególnych obszarów spółki przejmującej, odpowiadających dotychczasowym obszarom działania spółek przejmowanych.

W pierwszym etapie konsolidacji nie można było ustalić jednolitych cen i stawek opłat dla całego obszaru działania przedsiębiorstwa ze względu na:

- różną specyfikę poboru energii i mocy przez odbiorców w poszczególnych zakładach i w poszczególnych grupach taryfowych,
- duże zróżnicowanie wysokości cen i stawek opłat, wynikające z różnych kosztów zakupu energii i usług przesyłowych,
- duże zróżnicowanie wysokości cen i stawek opłat, wynikające z różnych kosztów własnych poszczególnych zakładów, podlegających stopniowej unifikacji w wyniku regulacji bodźcowej poziomu przychodów,
- zróżnicowanie, w granicach dopuszczonych prawem, udziału opłaty stałej w opłatach za usługi przesyłowe,
- zróżnicowanie stopnia subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców w poszczególnych zakładach.

W celu ochrony interesów odbiorców proces ujednoczenia cen i stawek opłat dla całego obszaru działania przedsiębiorstwa rozłożono na okres kilkuletni. W pierwszym etapie, a więc w taryfie obowiązującej od 2 stycznia 2003 r.:

- ujednoczono ceny energii i stawki opłaty abonamentowej w grupach taryfowych odbiorców przyłączonych na wysokim i średnim napięciu (grupy A i B); równocześnie zmianie uległy stawki opłat za usługi przesyłowe w tych grupach, celem ograniczenia ich zróżnicowania,
- w grupach odbiorców przyłączonych na niskim napięciu (C i G) nie dokonywano żadnych zmian cen i stawek opłat, przyjęto je w poszczególnych obszarach na podstawie zatwierdzonej czwartej taryfy byłych spółek dystrybucyjnych.

Kolejna taryfa dla energii elektrycznej weszła w życie 1 lipca 2003 r., przy kalkulacji której, zgodnie z założeniami, przedsiębiorstwo dokonało kolejnego kroku w kierunku ujednoczenia skonsolidowanej taryfy:

- w grupach A i B wszystkie ceny energii elektrycznej i stawki opłat abonamentowych zindeksowano wskaźnikiem wzrostu, zaś stawki opłat za usługi przesyłowe pozostały nadal zróżnicowane w obszarach, ale ograniczono przedział ich zmienności,
- w grupach C i G ujednoczono ceny energii elektrycznej oraz dokonano zbliżenia stawek opłat abonamentowych i stawek opłat za usługi przesyłowe.

1.6. Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Zgodnie z art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na prowadzenie działalności w zakresie przesyłania, dystrybucji i obrotu energią ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Do grupy podmiotów, które muszą mieć zatwierdzone taryfy dla

12) Dokument „Taryfy Spółek Dystrybucyjnych na okres 2003/2004”, adres strony – <http://www.ure.gov.pl>.

energii elektrycznej, zalicza się, oprócz tzw. energetyki zawodowej, również przedsiębiorstwa tzw. energetyki przemysłowej, dla których sprzedaż energii elektrycznej stanowi działalność dodatkową (w większości przypadków przychody z jej sprzedaży są marginesem przychodów całego przedsiębiorstwa).

Ze względu na fakt, iż w przypadku tego typu przedsiębiorstw proces zatwierdzania taryf jest dla obu stron, tj. regulatora i regulowanego przedsiębiorstwa bardzo pracochłonny, przede wszystkim ze względu na:

- brak w omawianych przedsiębiorstwach wyspecjalizowanych służb w zakresie kalkulowania taryf,
- konieczność zastosowania indywidualnego podejścia do każdej sprawy ze względu na bardzo zróżnicowany charakter przedsiębiorstw i niemożliwość stworzenia modelu do analizy porównawczej dla tych przedsiębiorstw, tak jak w przypadku 29 spółek dystrybucyjnych

Prezes URE pismem z 25 kwietnia 2002 r. zwrócił się do Ministra Gospodarki z propozycją zmiany postanowień art. 47 ustawy – Prawo energetyczne poprzez dodanie ust. 1a) w następującym brzmieniu:

1a) Z obowiązku przedkładania Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia zwalnia się przedsiębiorstwo, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną lub paliwami gazowymi, które stosuje ceny i stawki opłat na poziomie, przy którym opłaty ustalone na ich podstawie dla żadnego z odbiorców nie są wyższe od opłat, które odbiorcy ci ponosiliby, będąc odbiorcami przedsiębiorstwa, w którym w energię elektryczną lub paliwa gazowe zaopatruje się zwolnione przedsiębiorstwo.

Przedstawiona propozycja nie znalazła jednak akceptacji ze strony Ministra Gospodarki.

Biorąc pod uwagę, iż Prezes URE nie mógł na mocy art. 49 ustawy – Prawo energetyczne zwolnić tych przedsiębiorstw z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jako że żadne z przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej nie działa na rynku konkurencyjnym, tak jak w latach poprzednich zatwierdzał taryfy dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej. Przy ich zatwierdzaniu kierowano się zasadą, aby płatności odbiorców obliczone na podstawie zaproponowanych cen i stawek opłat w taryfie nie były wyższe od opłat, jakie odbiorca tego przedsiębiorstwa ponosiłby będąc klientem spółki dystrybucyjnej, od której przedsiębiorstwo to kupuje energię elektryczną. Oczywiście stosowanie powyższej zasady było uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

W 2003 r. wszczęte zostały 144 postępowania w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf dla energii elektrycznej dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (w tym 16 w wyniku wezwania Prezesa URE do przedstawienia taryfy), z czego wydano 71 decyzji zatwierdzających taryfę, 25 decyzji zatwierdzających zmiany w już zatwierdzonych taryfach, 11 postępowania umorzono na wniosek strony oraz wydano 2 decyzje

odmawiające zatwierdzenia taryfy. Wg stanu na koniec 2003 r. w trakcie rozpatrywania było 35 postępowań wszczętych w 2003 r.

1.7. Monitorowanie realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci (zasada TPA)

W ramach monitorowania rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej, Prezes URE kontynuował w 2003 r. analizy praktycznego wykorzystania zasady dostępu stron trzecich do sieci. Podobnie jak w latach ubiegłych, w lutym 2003 r. skierował do spółek dystrybucyjnych ankietę w celu aktualizacji informacji dotyczących zakresu korzystania z usług przesyłowych przez odbiorców uprawnionych oraz dokonania oceny stopnia przygotowania sektora dystrybucji do pełnego otwarcia rynku energii elektrycznej, które, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. z 2003 r. Nr 17, poz. 158) nastąpi 1 stycznia 2006 r. Uwaga ta jest istotna, ponieważ rozporządzenie to zostało opracowane i wprowadzone w życie przed uchwaleniem Dyrektywy 2003/54/WE, zawierającej własny harmonogram dostępu do sieci, odmienny od tego, jaki został przyjęty w rozporządzeniu Ministra GPIP.

Jedno z pytań zawartych w ankiecie skierowanej do spółek dotyczyło podjętych i planowanych przez dystrybutorów działań mających na celu rozwój lokalnego rynku energii, z uwzględnieniem takich zagadnień jak opracowanie i wdrożenie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, świadczenie usług bilansowania dla grup odbiorców i wytwórców, zarządzanie zakupami energii ze źródeł odnawialnych i skojarzonych, współpraca z przedsiębiorstwami obrotu, działalność informacyjna skierowana do odbiorców uprawnionych. Zebrano również informacje dotyczące barier uniemożliwiających, zdaniem spółek dystrybucyjnych, korzystanie przez uprawnionych odbiorców z usług przesyłowych oraz propozycje ich wyeliminowania. Wyniki tej ankiety były opublikowane w Biuletynie URE nr 4/2003.

Oprócz analiz badań ankietowych i informacji pozyskiwanych bezpośrednio od uczestników rynku, w tym przedsiębiorstw obrotu i odbiorców uprawnionych, prowadzono bieżące badanie danych przedstawianych przez spółki dystrybucyjne w sprawozdaniach statystycznych.

W latach 2002-2003 odbiorcami uprawnionymi do korzystania z usług przesyłowych byli ci odbiorcy, którzy w roku poprzednim zakupili energię elektryczną na własne potrzeby w wielkości nie mniejszej niż 10 GWh. Szacunkowa liczba odbiorców uprawnionych w 2003 r. (641) nie odbiega zatem od danych za 2002 r. Podobnie, ich całkowity zakup energii elektrycznej można oszacować w 2003 r. na 38 TWh, co oznacza ok. 37% otwarcie rynku. Od 1 stycznia 2004 r. odbiorcami uprawnionymi stali się ci, którzy w 2003 r. dokonali zakupów energii elektrycznej według tych samych kryteriów, w wielkości

nie mniejszej niż 1 GWh. Ich liczba szacowana jest na ponad 6 000, a całkowity zakup energii elektrycznej na 53 TWh, co odpowiada ponad 50% otwarciu rynku. Warto zauważyć, iż dokumenty i raporty UE odchodzą od posługiwania się kryterium stopnia otwarcia rynku jako miary jego liberalizacji, bowiem z wyjątkiem Anglii i Walii, faktyczne wykorzystanie zasady TPA w krajach UE nie przekracza kilku procent odbiorców uprawnionych. Dyrektywa 2003/54 wprowadza nowy harmonogram otwarcia rynku, zgodnie z którym od 1 lipca 2004 r. wszyscy odbiorcy nie będący odbiorcami komunalno-bytowymi uzyskają status odbiorcy uprawnionego do wyboru dostawcy. Ta zmiana oznacza z jednej strony konieczność dostosowania polskiego prawa w tym zakresie, z drugiej zaś wymaga od spółek dystrybucyjnych przyspieszenia działań organizacyjnych, infrastrukturalnych i informacyjnych, które umożliwią praktyczną realizację tego przepisu Dyrektywy.

Od 2001 r., kiedy liczba zidentyfikowanych odbiorców uprawnionych korzystających z zasady TPA wynosiła 6, następuje wzrost ich liczby do 19 w 2002 r. i 44 na koniec 2003 r. Całkowite roczne zakupy energii elektrycznej w ramach prawa wyboru dostawcy w 2003 r. wyniosły 6 652 GWh, czyli 6,52% całkowitej sprzedaży spółek dystrybucyjnych do odbiorców końcowych. Jest to wielkość nie odbiegająca od innych krajów UE oraz większości stanów USA, choć z punktu widzenia potrzeby uczynienia odbiorcy końcowego jak najszybciej beneficjentem konkurencyjnego rynku energii elektrycznej jest to wielkość niesatysfakcjonująca.

Interesujące jest przy tym to, że liczba wszystkich odbiorców, którzy w trakcie 2003 r. byli przez spółki dystrybucyjne zgłaszani jako korzystający z TPA była wyższa, co może oznaczać, że kilku z nich zrezygnowało z prawa wyboru dostawcy i wróciło do macierzystej spółki dystrybucyjnej jako odbiorca taryfowy. To zjawisko oznacza, że faktyczna konkurencja, wyrażająca się walką o odbiorcę, ma o wiele szerszy wymiar, niż prosta miara liczbowa odbiorców korzystających z usług przesyłowych, a charakter tej konkurencji jest o wiele bardziej złożony. Co najmniej kilkudziesięciu odbiorców uprawnionych zwracało się z formalnymi wnioskami do spółek dystrybucyjnych o zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych i zmianę dostawcy. Wielu wyrażało zainteresowanie możliwością zakupu energii poza spółką dystrybucyjną i zwracało się o przedstawienie warunków tzw. odejścia. Znane są, stosowane przez spółki dystrybucyjne, praktyki zniechęcania odbiorców do zmiany dostawcy poprzez mnożenie trudności formalnych i technicznych (przede wszystkim w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych dostosowanych do wymogów rynku bilansującego) oraz zachęcania do utrzymania statusu odbiorcy taryfowego poprzez renegotjowanie niektórych warunków umów. Oba te rodzaje praktyk należy uznać za tworzenie sztucznej bariery rozwoju konkurencji i wykorzystywanie miejscami nieprecyzyjnych przepisów do utrzymania pozycji monopolistycznej. Szczególnie niepokojące jest

nierówne traktowanie odbiorców taryfowych i odbiorców korzystających z TPA, w tym zastrzanie warunków świadczenia usług przesyłowych odbiorcom zmieniającym dostawcę. Przykładem może być zmiana współczynnika pewności zasilania w umowie przesyłowej na niekorzyść odbiorcy.

Zasada TPA mająca otworzyć drogę konkurencji na rynku energii elektrycznej nadal działa tylko w ograniczonym zakresie i wciąż występuje zbyt wiele barier jej stosowania. Na uwagę zasługują następujące:

1. Czynnikiem ograniczającym wykorzystanie zasady TPA są bardzo wysokie koszty związane z przeprowadzeniem modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, zestawieniem dróg transmisji danych do Operatora Sieci Rozdzielczej oraz rozbudową systemu informatycznego wspomaganie działań rynkowych. Spółki dystrybucyjne stawiają zbyt wysokie wymagania dotyczące układów pomiarowych, niejednokrotnie wyższe niż przewiduje to Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej OSP (należy natomiast pamiętać, że Instrukcje OSR powinny być zgodne z IRIESP¹³). Wymagania dotyczące układów pomiarowo-rozliczeniowych są obecnie postrzegane przez odbiorców uprawnionych jako największe utrudnienie w możliwości korzystania z TPA i jest to jednocześnie najczęstszy powód rezygnacji korzystania z tego uprawnienia.
2. Ograniczenie możliwości korzystania z TPA wynika także z zasad zgłaszania grafików zapotrzebowania na energię elektryczną ustalanych przez spółki dystrybucyjne. Żądają one zgłaszania grafików dostaw przez odbiorców uprawnionych na dwa dni przed planowanym terminem dostawy, podczas gdy same zgłaszają swoje grafiki do godziny 11:00 doby poprzedzającej dostawę.
3. Problemem dla odbiorców korzystających z TPA jest także dokładność zgłaszania umów, związana z uczestnictwem w rynku bilansującym. Regulamin rynku bilansującego prowadzonego przez PSE SA przewiduje zgłaszanie umów sprzedaży energii na każdą godzinę doby z dokładnością do 1 MWh. Spółki dystrybucyjne przenoszą to rozwiązanie wprost na poziom odbiorców końcowych korzystających z TPA¹⁴. To z kolei dla tych ostatnich oznacza

13) Spółki dystrybucyjne wymagają przeprowadzenia wymiany przekładników prądowych i napięciowych na przekładniki wyposażone w dwa rdzenie pomiarów, zasilające niezależnie układy pomiarowe podstawowy i rezerwowo. W przypadku dużych zakładów, które mają kilka przyłączy na napięciu 110 kV, spełnienie takiego warunku wymaga wymiany kilkudziesięciu przekładników prądowych i napięciowych, co praktycznie oznacza przebudowę rozdzielni 110 kV w warunkach zapewnienia ciągłości zasilania zakładu i jest zabiegiem bardzo kosztownym.

14) Działanie takie powoduje, że przykładowo, odbiorcy zużywający w granicach 10-40 GWh rocznie nie są zainteresowani korzystaniem z TPA, ponieważ taka dokładność jest dla nich zbyt mała.

znaczne obciążenia finansowe związane z niedokontraktowaniem lub przekontraktowaniem własnego zapotrzebowania.

4. Utrudnieniem w korzystaniu z TPA jest także brak faktycznej konkurencji cenowej w sferze wytwarzania i niewielkie zainteresowanie wytwórców bezpośrednio sprzedają do odbiorców. Wynika to m.in. ze zbyt małych pasm zamawianej mocy przez odbiorców uprawnionych oraz słabego rozwoju rynku energii elektrycznej ograniczanego funkcjonowaniem kontraktów długoterminowych oraz obowiązkowymi zakupami energii ze skojarzenia i źródeł odnawialnych. Obecnie brak przepisów określających udział odbiorców pozataryfowych w obowiązkowych zakupach energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem.
5. Brak możliwości udziału w rynku bilansującym z tzw. otwartą pozycją kontraktową¹⁵⁾ przez przedsiębiorstwa obrotu, co uniemożliwia im udział w Towarowej Gieldzie Energii i w praktyce oznacza brak możliwości pełnego udziału takich przedsiębiorstw w rynku energii elektrycznej.
6. Do przyczyn „pozaenergetycznych” należą: zła sytuacja finansowa znacznej części odbiorców uprawnionych, którzy byliby zainteresowani zmianą dostawcy, lecz ci ostatni nie są gotowi do ponoszenia ryzyka dostaw energii elektrycznej dla podmiotów, które mają problemy z utrzymaniem płynności finansowej.

Korzystanie z usług przesyłowych oznacza dodatkowe obowiązki i koszty związane z funkcjonowaniem odbiorcy na rynku energii elektrycznej. Należą do nich: konieczność planowania i grafikowania, wysokie koszty wymiany układów pomiarowych i budowa dróg transmisji danych, znacznie trudniejszy sposób rozliczeń, zatrudnienie osób o odpowiednich kwalifikacjach, konieczność zachowania znacznej dyscypliny poboru energii. Zdaniem spółek dystrybucyjnych, odbiorca powinien być rozliczany z odchyleń według cen ukształtowanych przez rynek bilansujący prowadzony przez PSE SA. Taki sposób rozliczeń wiąże się z dużym ryzykiem ponoszenia przez odbiorcę wysokich kosztów w przypadku nietrafności prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną. Odchylenie od wartości ustalonej przez odbiorcę w grafiku handlowym, przy obowiązujących obecnie na rynku bilansującym zasadach obliczania cen CROz i CROs, powoduje z reguły dodatkowe koszty, które mogą nie być pokryte ewentualnymi zyskami z działania na rynku konkurencyjnym.

Większość uczestników rynku sygnalizuje konieczność bieżącej aktualizacji uregulowań prawnych i dokumentów regulujących zasady zakupu energii i usług przesyłowych takich jak instrukcje ruchu i eksplo-

atacji sieci rozdzielczych wraz z procedurami integracji układów pomiarowych. Oczekuje się, że to Prezes URE będzie miał uprawnienie do zatwierdzania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej i Rozdzielczych, w których określone będą standardy dotyczące układów pomiarowych odbiorców korzystających z TPA. Sprawy te wymagają uregulowania w nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne dostosowującej do wymogów Dyrektywy 2003/54/WE.

Kwestia zwiększenia dokładności grafików zgłaszanych na rynku bilansującym do 1 kWh będzie rozwiązana w 2004 r. w związku z planowaną przez OSP zmianą IRIESP. Również inne bariery hamujące rozwój zasady TPA będą stopniowo usuwane. Przyczyni się do tego rozwiązanie KDT oraz wydzielenie operatora systemu przesyłowego, a w niedalekiej przyszłości – operatorów systemów dystrybucyjnych. Trwają prace nad zwiększeniem zakresu działania przedsiębiorstw obrotu poprzez umożliwienie im udziału w Towarowej Gieldzie Energii. Problem ten zostanie rozwiązany w 2004 r., z uwzględnieniem wymogów bezpieczeństwa dostaw energii.

Należy zgodzić się z faktem, iż rozwój rynku odbiorców uprawnionych napotyka na poważne bariery, z których jedynie część ma charakter obiektywny. Inne wynikają z pewnych niedoskonałości uregulowań prawnych okresu przejściowego. Nie dziwi więc, że działający obecnie na rynku dystrybutorzy w sposób perfekcyjny ujawniają luki w przepisach chroniąc własną pozycję lokalnego monopolisty przed wchodzącymi na rynek pretendentami. Jednocześnie, sama groźba konkurencji na rynku odbiorców już teraz sprawia, że odbiorcy uprawnieni zainteresowani zmianą dostawcy są coraz częściej traktowani w sposób partnerski.

Nie można jednak oprzeć się refleksji, że te najistotniejsze bariery – zasady bilansowania i wymagania dotyczące układów rozliczeniowo-pomiarowych – wynikają po części z niechęci zarówno odbiorców jak i dystrybutorów do zrozumienia istoty regulowanego rynku energii opartego na zasadzie TPA.

Odbiorcy oczekują większej pomocy i aktywności URE w zakresie pokonywania formalnych przeszkód stawianych przez dotychczasowych dostawców w zakresie negocjowania warunków świadczenia usług przesyłowych i bilansowania oraz wymagań dotyczących układów pomiarowych i transmisji danych. Nie dają jednak możliwości podejmowania działań przez organ regulacyjny. Prezes URE w polskim prawie usytuowany jest jako centralny organ administracji rządowej działający (zasadniczo) poprzez wydawanie decyzji administracyjnych w trybie określonym w Kpa. W prawie polskim regulowany dostęp do sieci został określony w art. 4 ust. 2, natomiast możliwość władczego wkraczania w realizację tego uprawnienia przez Prezesa URE poprzez orzekanie warunków zawieranych umów została określona w art. 8 ust. 1. Tym samym Prezes URE reguluje zasadę dostępu do usług przesyłowych w ten sposób, że **na wniosek** strony rozstrzyga sprawę

15) Tzn. z możliwością zgłaszania ofert niezbilansowanych.

sporne dotyczące ustalania warunków świadczenia usług przesyłowych. Zgodnie z utrwalonym orzecznictwem Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Prezes URE w tych sprawach może kształtować nie tylko nowe stosunki umowne między stronami, ale także może zmieniać postanowienia umów już funkcjonujących. Należy zauważyć, że w sprawach dotyczących realizacji zasady TPA przy braku bardzo ścisłych i jednoznacznych uregulowań, jedyną drogą ograniczenia monopolu spółek dystrybucyjnych jest rozstrzygnięcie w kwestiach spornych pomiędzy stronami w orzekanych umowach przesyłowych, mające na celu wzmocnienie pozycji odbiorcy wobec przedsiębiorstwa sieciowego, w granicach obowiązującego prawa.

Należy zauważyć, że Prezes URE od lat obserwuje niechęć uprawnionych odbiorców do występowania z wnioskami o rozstrzygnięcie jakichkolwiek sporów ze spółką dystrybucyjną, do której sieci odbiorca jest przyłączony. Dopiero pod koniec 2003 r. wpłynął do Prezesa URE wniosek o wszczęcie postępowania mającego na celu ustalenie zasad rozliczania zakupu/sprzedaży energii elektrycznej na rynku bilansującym, co umożliwiło wszczęcie stosownego postępowania administracyjnego, mającego na celu ustalenie wzajemnych rozliczeń między spółką dystrybucyjną a odbiorcą na rynku bilansującym.

2. Rynek paliw gazowych

2.1. Rynek gazu ziemnego

W 2003 r. regulator uczestniczył w pracach związanych z wdrażaniem i nadzorowaniem liberalizacji rynku gazu. W strukturze rynku gazu występowały podmioty prowadzące następujące rodzaje działalności:

- poszukiwanie i wydobywanie (poza regulacją prawa energetycznego),
- wytwarzanie (5 koncesji),
- przesyłanie i dystrybucja (58 koncesji),
- obrót (63 koncesje).

Należy jednak podkreślić, że pomimo wielu zmian struktura rynku gazu w 2003 r. nadal była w wysokim stopniu zmonopolizowana. Wynikało to z bezwzględnej dominacji na rynku grupy kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA (PGNiG), która bezpośrednio lub przez spółki zależne prowadziła wszystkie ww. rodzaje działalności. Grupa ta była nadal jedynym przedsiębiorstwem prowadzącym działalność w obszarze importu oraz obrotu hurtowego gazem ziemnym.

W obszarze wydobywania, oprócz PGNiG, działalność produkcyjną prowadziła firma Petrobaltic Sp. z o.o. Ponadto działały przedsiębiorstwa zajmujące się działalnością poszukiwawczą, m.in.: RWE-DEA, Apache Corp., Medusa Oil & Gas CalEnergy.

W obszarze przesyłania i dystrybucji, oprócz PGNiG funkcjonują spółki gazownicze wydzielone z tego przedsiębiorstwa 1 stycznia 2003 r. (przejęły one sieć

dystrybucyjną i fragmenty sieci przesyłowych) oraz ok. 30 innych podmiotów.

Ponadto na skutek restrukturyzacji PGNiG rozpoczęły działalność tzw. spółki serwisowe, realizujące usługi i prace na rzecz przedsiębiorstw gazowniczych np. badania geofizyczne i sejsmiczne, wiercenia, remonty, prace budowlane, odczytywanie gazomierzy i fakturowanie itp. Wśród nich znalazły się spółki wyodrębnione z PGNiG, sprywatyzowane lub przeznaczone do prywatyzacji, które działają w warunkach konkurencji.

W 2003 r. kontynuował prace Komitet Sterujący ds. Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG, w ramach prac którego, za pośrednictwem swoich przedstawicieli, Prezes URE egzekwował realizację następujących zadań:

- przygotowywanie taryf dla paliw gazowych dla PGNiG i spółek dystrybucyjnych oraz ich harmonizacja,
- opomiarowanie systemu dla celów rozliczeń handlowych,
- monitorowanie bieżących efektów prac restrukturyzacyjnych.

Wydzielenie spółek dystrybucyjnych w ramach grupy kapitałowej stworzyło nową jakość przy tworzeniu taryf dla powstałych podmiotów, powstały możliwości do pogłębionej analizy ich sytuacji ekonomiczno-finansowej oraz prawidłowej i przejrzystej alokacji kosztów do poszczególnych rodzajów działalności. Wprowadzone nowe taryfy pokazały, że przejrzystość struktury wymusza na podmiotach racjonalne działania, co pozwala przedsiębiorstwu gazowiczemu i regulatorowi na dokładne śledzenie źródeł powstawania przychodów i kosztów, a także daje asumpt do zdecydowanych zmian, które mogą doprowadzić do powstania konkurencyjnych przedsiębiorstw.

Kolejna kwestia, która była wnikliwie monitorowana przez Prezesa URE, dotyczyła przekazywania majątku przesyłowego do dystrybucji i realizacja opomiarowania systemu dla celów rozliczeń handlowych. W pierwszym etapie, do spółek dystrybucyjnych zostały wniesione 2 tys. km sieci i 252 stacje redukcyjno-pomiarowe. W 2003 r. miał być kontynuowany drugi etap przekazywania gazociągów do podsektora dystrybucji. W wyniku analizy potrzeb inwestycyjnych na ten rok okazało się, że zabrakło środków finansowych na to przedsięwzięcie. W związku z powyższym, II etap przekazywania majątku przesyłowego został wstrzymany. W momencie ostatecznego ustalenia przynależności majątku trwałego do Oddziału Głównego PGNiG SA i spółek dystrybucyjnych, powstaną warunki do prowadzenia analiz porównawczych zarówno między tymi spółkami jak i pozostałymi lokalnymi spółkami dystrybucyjnymi. Umożliwi to ustalenie dla tych wszystkich podmiotów pułapu przychodów na okres trzech lat, wzorem spółek energetycznych.

Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej 15 lipca 2003 r. przyjęły Dyrektywę 2003/55/WE dotyczącą wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu, która

zastąpiła Dyrektywę 98/30/WE. Mające nastąpić 1 maja 2004 r. przystąpienie Polski do Unii Europejskiej, stawia przed krajami członkowskimi nowe wyzwania, w tym m.in. wdrażanie nowych zapisów mających przyspieszyć liberalizację i urynkwienie sektora gazowego, w tym m.in.:

1) do 1 lipca 2004 r.:

- wyznaczenie operatorów systemów przesyłowych, operatorów systemów dystrybucyjnych lub operatorów systemów połączonych (zajmujących się przesyłaniem dystrybucją, magazynowaniem oraz instalacjami skroplonego gazu ziemnego LNG),
- wydzielenie operatorów systemów przesyłowych jako podmiotów niezależnych w formie prawnej, organizacyjnej i podejmowania decyzji od innych rodzajów działalności gazowniczych,
- zapewnienie wszystkim odbiorcom nie będącym gospodarstwami domowymi statusu odbiorców uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych (TPA);

2) do 1 lipca 2007 r.:

- prawne rozdzielenie operatora systemu dystrybucyjnego od innych działalności nie związanych z dystrybucją,
- zapewnienie wszystkim odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi statusu odbiorcy uprawnionego do korzystania z TPA.

Zgodnie z rządowym Programem restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA, restrukturyzacja miała przebiegać dwuetapowo. Pierwszy etap, zrealizowany w styczniu 2003 r., to wydzielenie 6 spółek dystrybucyjnych, a następnie wydzielenie z 1 stycznia 2004 r. spółki poszukiwawczo-wydobywczej (SGN) – jednak nie zrealizowane. W programie nie zostało przewidziane wydzielenie Operatora Systemu Przesyłowego, z powodu braku wymogów prawnych. Obecnie oddzielenie działalności sieciowej poprzez wyodrębnienie OSP stało się priorytetem z punktu widzenia regulacji podmiotów gospodarczych. Jednocześnie zakłada się, że docelowo, pozostała część działalności w zakresie dostaw gazu wydobywanego we własnym zakresie i nabywanego na rynku europejskim będzie podlegać mechanizmowi konkurencji i nie będzie regulowana przez Prezesa URE. Te same zasady będą obowiązywać w odniesieniu do spółek dystrybucyjnych. Umożliwi to efektywne oddziaływanie Prezesa URE na poszczególnych uczestników rynku. Wydzielenie ze struktur PGNiG SA operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnych stworzy możliwość identyfikacji i ograniczania zjawiska subsydiowania skrótnego pomiędzy rodzajami działalności koncesjonowanej oraz skuteczne egzekwowanie realizacji zasady dostępu stron trzecich do usług przesyłowych (TPA).

W ramach promowania konkurencji, Prezes URE osobiście lub poprzez swoich przedstawicieli czynnie uczestniczył w licznych inicjatywach i pracach na rzecz tworzenia konkurencyjnego rynku gazu. Jednym

z takich przedsięwzięć była konferencja pod patronatem Prezesa URE: „W kierunku konkurencyjnego rynku gazu w Polsce”. Jej celem było:

- przedstawienie koncepcji i rozwiązań stwarzających warunki dla rozwoju konkurencji na rynku gazu w Polsce,
- zaprezentowanie zagadnień i problemów związanych z koniecznymi przekształceniami rynku gazu w kontekście akcesji Polski do Unii Europejskiej,
- omówienie roli odbiorców gazu i inwestorów w procesach transformacji rynku gazu w Polsce oraz we wdrażaniu zasad konkurencji na tym rynku.

Przy współudziale Prezesa URE, w MGPIPS tworzony był program wprowadzania konkurencyjnego rynku gazu w Polsce. Zapisane w nim działania niezbędne do wdrożenia funkcjonującej konkurencji na rynku gazu ziemnego podzielono na działania o charakterze organizacyjnym, regulacyjnym, infrastrukturalnym oraz działania prorozwojowe.

Warunkiem wprowadzenia mechanizmów konkurencji jest efektywne wdrażanie zasady swobodnego dostępu stron trzecich do sieci gazowej (TPA) zarówno dla odbiorców uprawnionych jak i dla przedsiębiorstw działających w obszarze poszukiwania, wydobywania i obrotu gazem. W związku z tym zdefiniowano listę koniecznych działań niezbędnych do wprowadzenia zasady TPA:

1. W celu likwidacji monopolistycznej struktury sektora gazu nastąpi oddzielenie działalności sieciowej od działalności poszukiwania i wydobywania oraz obrotu gazem.
2. Konieczny jest podział sieci na przesyłową i dystrybucyjną według kryterium funkcjonalnego, a nie wyłącznie technicznego z uwzględnieniem jednego parametru – ciśnienia.
3. Zostaną przeanalizowane zawarte umowy importowe pod względem ich uelastycznienia, w szczególności renegotjacji klauzuli „take or pay” oraz zakazu reeksportu gazu.
4. Nastąpi opomiarowanie systemu, zwiększenie mocy przesyłowych systemu lub poszczególnych jego części oraz zwiększenie połączeń międzysystemowych.
5. Na operatorów systemów zostaną nałożone następujące zadania:
 - realizacja koniecznych przedsięwzięć inwestycyjnych związanych z opomiarowaniem sieci przesyłowej i dystrybucyjnej,
 - opracowanie kodeksu sieci,
 - przy wykorzystaniu doświadczeń innych branż, opracowanie jednolitych standardów telemetrycznych i informatycznych dla sprawnego przekazu danych, które będą wiążące dla uczestników rynku oraz wdrożenie procedur umożliwiających korzystanie z zasady TPA,
 - w niezbędnym zakresie rozbudowanie sieci gazowniczej oraz połączeń międzysystemowych, zwłaszcza z krajami UE.

6. Zostanie opracowany system wymiany informacji rynkowej, tak aby przepływ informacji był sprawny, pozwalał na przewidywanie przyszłych tendencji na rynku oraz monitorowanie bezpieczeństwa dostaw gazu. W ramach tego systemu zostanie utworzony podsystem informowania użytkowników o jego działaniu i przysługujących im prawach.
7. Będzie następować dalsza, stopniowa eliminacja subsydiowania w ramach procesów zatwierdzania taryf.

2.2. Koncesjonowanie przedsiębiorstw gazowniczych

Proces koncesjonowania przedsiębiorców działających w sektorze paliw gazowych, w 2003 r. prowadzony był w niezmiennym, w stosunku do lat poprzednich, stanie prawnym. I tak, zgodnie z art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu paliw gazowych (a więc gazu koksowniczego, wielkopiecowego oraz pokarbidowego), przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych w sieci o przepustowości powyżej 1 MJ/s oraz obrót paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu przekracza 100 000 EURO, jak również magazynowanie paliw gazowych, które (w rozumieniu tej ustawy) nie jest jednakże prowadzone przez żadnego przedsiębiorcę.

Istotnym wydarzeniem, które miało miejsce w roku ubiegłym w sektorze paliw gazowych, było w szczególności podjęcie działalności przez 6 spółek dystrybucyjnych wydzielonych z końcem 2002 r. w wyniku realizacji procesu restrukturyzacji Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, tj.: Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. oraz Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Do spółek tych aportem wniesiony został majątek niezbędny do prowadzenia przez nie działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi z wykorzystaniem sieci rozdzielczych średniego i niskiego ciśnienia.

W wyniku przeprowadzonej restrukturyzacji, PGNiG SA prowadzi działalność gospodarczą z wykorzystaniem gazociągów wysokich ciśnień i zgodnie z przyjętymi założeniami, w wyniku dalszej restrukturyzacji tego przedsiębiorstwa wyodrębniony ma zostać podmiot pełniący rolę operatora gazowego systemu przesyłowego.

Z uwagi na fakt, iż restrukturyzacja PGNiG SA do końca ubiegłego roku nie została zakończona, w 2003 r. Prezes URE nie wydał decyzji w przedmiocie wyznaczenia operatora gazowego systemu przesyłowego.

Zjawiskiem zauważalnym w sektorze przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi, był w 2003 r. dość istotny wzrost inwestycji związanych w szczególności z budową sieci gazowych na terenie gmin dotąd niezgazyfikowanych. Prezes URE w roku ubiegłym

udzielił 5 nowych koncesji na prowadzenie każdej z ww. działalności, z czego tylko jedna koncesja na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych oraz jedna na obrót nimi, udzielona została przedsiębiorstwu, które działalność tą prowadzi na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie swojego zakładu oraz w obiektach bezpośrednio do niego przylegających. Na podstawie ww. koncesji paliwa gazowe dostarczane będą tak odbiorcom komunalnym jak i przemysłowym na terenie 4 gmin (Tarnogród, Stężyca, Dziwnów oraz Łuków). Odbiorcy z terenu kolejnych 24 gmin, zakupywać będą paliwa gazowe od przedsiębiorców, którym Prezes URE rozszerzył zakres udzielonych uprzednio koncesji na przesyłanie i dystrybucję oraz obrót paliwami gazowymi. Szczególną aktywność w zakresie rozbudowy posiadanych sieci gazowych wykazują 2 przedsiębiorstwa: PETRICO SA oraz Media Odra Warta Sp. z o.o. Pierwsza z wymienionych spółek wybudowała sieci gazowe na terenie 20 gmin, z tego 4 gmin woj. zachodniopomorskiego, 7 gmin woj. pomorskiego, 7 gmin woj. wielkopolskiego oraz 2 gmin woj. dolnośląskiego. Natomiast Media Odra Warta Sp. z o.o. koncentrująca swoją działalność w zachodniej części Polski, wybudowała sieci gazowe w gminie Deszczno, Czerwieńsk i Gorzów Wielkopolski.

Ponadto w 2003 r., Prezes URE udzielił 4 przedsiębiorcom promes koncesji na prowadzenie działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi w związku z rozpoczęciem przez nich procesu inwestycyjnego związanego z budową sieci gazowych na terenie kolejnych 10 gmin, z czego największą inwestycję związaną z budową sieci gazowych na obszarze 4 gmin podwarszawskich (Nowego Dworu Mazowieckiego, Zakroczymia, Pomiechówka i gminy Żaluski) prowadzi spółka „Gazownia-Serwis”.

W ubiegłym roku nie nastąpił przełom w tworzeniu się rynku konkurencyjnego w sektorze gazowniczym, co związane było przede wszystkim z faktem istnienia jednego, dużego dostawcy gazu zaopatrującego w to paliwo (pośrednio lub bezpośrednio) tak spółki dystrybucyjne wydzielone z PGNiG SA, jak i inne podmioty budujące czy też rozbudowujące posiadane przez siebie sieci gazowe. Inną barierą w kształtowaniu się mechanizmów rynkowych są utrudnienia, czy wręcz możliwość wyłączenia przez przedsiębiorstwo przesyłowe stosowania zasady TPA, w odniesieniu do paliw gazowych importowanych z krajów innych niż państwa członkowskie Unii Europejskiej, co wynika z art. 4 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne.

2.3. Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem paliwami gazowymi

W 2003 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził 23 taryfy dla paliw gazowych, natomiast odmówił zatwierdzenia 5 taryf.

Średnie ceny dostawy paliw gazowych ustalone na podstawie cen i stawek opłat zawartych w zatwierdzo-

Tabela 8. Ceny wnioskowane przez przedsiębiorstwa a zatwierdzone przez Prezesa URE

Nazwa przedsiębiorstwa	Średnia cena proponowana (zł/m ³)	Średnia cena zatwierdzona (zł/m ³)	Redukcja średniej ceny w procesie taryfowym (%)
Huta „Andrzej” SA	0,8126	0,7631	-6,09
Magneti Marelli Poland SA	0,7156	0,7154	-0,03
KGHM POLSKA MIEDŹ SA	0,5050	0,4000	-20,79
ZUCHiAP „CHEMAR” SA	1,6300	1,6210	-0,55
Huta Batory SA	0,7720	0,7080	-8,29
Ursus-Media Sp. z o.o.	0,9854	0,9067	-7,99
Nowoczesne Produkty Aluminiowe „Skawina” Sp. z o.o.	0,8890	0,7570	-14,85
Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o.	0,9869	0,8650	-12,35
Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	0,1816	0,1702	-6,28
ZPIUT – A. Brzozowski Sp. z o.o.	0,8153	0,7726	-5,24
ZEM „Łabędy” Sp. z o.o.	0,1398	0,1006	-28,04
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	0,6192	0,5893	-4,84
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	0,9660	0,9410	-2,59
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	0,9676	0,9233	-4,58
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	0,9659	0,9210	-4,65
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	0,9468	0,9050	-4,41
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	0,9379	0,8768	-6,51
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	0,9021	0,8509	-5,67
HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o.	0,5979	0,5979	0,00
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „Energomedia” Sp. z o.o.	0,6550	0,6550	0,00
SGT EuRoPol GAZ SA	9,4300 ^{*)}	9,2000 ^{*)}	-2,44
Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. „ELSEN” Sp. z o.o.	0,6340	0,6270	-1,10
Zakłady Chemiczne „SIARKOPOL” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	0,8100	0,7830	-3,33

*) W zł/1 000 m³/100 km.

nych taryfach generalnie były niższe od cen wnioskowanych przez przedsiębiorstwa gazownicze (jedynie w dwóch przypadkach były identyczne, przy czym ceny te w stosunku do cen obowiązujących były znacznie niższe). Porównanie cen wnioskowanych i zatwierdzonych przedstawia tabela 8.

W sektorze gazowniczym taryfą, która odgrywa kluczowe znaczenie jest taryfa spółki przesyłowo-magazynowej – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG). W spółce tej bowiem w gaz wysokometanowy i zaazotowany zaopatrują się zarówno wszystkie sześć spółek dystrybucyjnych grupy kapitałowej PGNiG obsługujące od ponad 0,7 mln do około 1,4 mln odbiorców, lokalne przedsiębiorstwa dystrybucyjne (tj. Petrico SA, ZUG Lokgaz Sp. z o.o., Media Odra Warta Sp. z o.o., KRI Sp. z o.o., obsługujące około 4 tys. odbiorców każde), małe przedsiębiorstwa gazownicze (zaopatrujące w gaz od kilku do kilkunastu odbiorców) jak i wielcy odbiorcy gazu (w tym przedsiębiorstwa Wielkiej Syntezy Chemicznej).

Nowa taryfa PGNiG weszła w życie 1 października 2003 r., a więc po 1,5 rocznym stosowaniu poprzedniej taryfy ustalonej przez tę spółkę, w strukturze przed restrukturyzacją. W taryfie tej ustalono ceny paliw gazo-

wych w znacznie większym niż poprzednio powiązaniu z ich faktycznym ciepłem spalania, czego konsekwencją jest wyodrębnienie w ramach gazu zaazotowanego, którego cena w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE w 2002 r. odpowiadała ciepłu spalania w wysokości 26 MJ/m³ dwóch rodzajów gazu: GZ 35 o ciepłe spalania w wysokości 28,8 MJ/m³ i GZ 41,5 o ciepłe spalania – 32,8 MJ/m³. Cena dla gazu wysokometanowego odpowiada ciepłu spalania w wysokości 39,5 zamiast 38,147 MJ/m³. Krok ten umożliwi pobieranie opłat za paliwo gazowe w wysokości adekwatnej do jego ciepła spalania nie tylko od odbiorców o charakterze przemysłowym (jako że zgodnie z postanowieniami poprzedniej taryfy tylko w odniesieniu do nich możliwa była korekta ceny gazu w zależności od jego ciepła spalania) ale również od odbiorców komunalno-bytowych.

W zakresie działalności przesyłowej przedsiębiorstwo dokonało zmiany struktury taryfowej po to, aby przychody generowane przez odbiorców poszczególnych grup taryfowych były ściślej niż dotychczas powiązane z kosztami generowanymi przez tych odbiorców. Skutkuje to utworzeniem dla każdego z gazów czterech grup taryfowych w miejsce dotychczasowych trzech grup. Kryterium kwalifikacyjnym

pozostała nadal moc, przy czym np. dla gazu wysokometanowego grupa, do której kwalifikowani byli odbiorcy o mocy od 0 do 3 300 m³/h podzielona została na dwie grupy o mocy w granicach: od 0 do 1 500 m³/h i od 1 500 do 3 300 m³/h. Odpowiednikiem grupy, do której kwalifikowani byli odbiorcy o mocy od 3 300 do 10 000 m³/h jest grupa z rozszerzonym zakresem mocy do 20 000 m³/h. Czwartą grupę dla tego typu gazu stanowią będą odbiorcy o mocy powyżej 20 000 m³/h (w grupie tej rozliczane będą przedsiębiorstwa Wielkiej Syntezy Chemicznej).

Taryfa PGNiG zatwierdzona została po niemal 2 miesięcznym okresie negocjacji, wynikiem których było obniżenie wnioskowanego przez przedsiębiorstwo przychodu stanowiącego podstawę kalkulacji cen i stawek opłat zawartych w taryfie o 332,8 mln zł. Stało się to za sprawą nieuznania przez Prezesa URE przyjętego przez przedsiębiorstwo założenia, w myśl którego rok obowiązywania taryfy jest tożsamy z rokiem kalendarzowym 2003, co nie tylko było sprzeczne z postanowieniami § 11 rozporządzenia taryfowego, ale przede wszystkim sprawiło, że koszty stanowiące podstawę kalkulacji taryfy były niezasadnie wysokie (koszty planowane w okresie od 1 października 2003 r. do 30 września 2004 r., tj. w okresie obowiązywania taryfy powinny być niższe od kosztów 2003 r., zwłaszcza za sprawą istotnie niższych dla tego okresu kosztów finansowych netto).

W przeliczeniu na jednostkę energii cena gazu wysokometanowego, który w przeważającej ilości pochodzi z importu, we wprowadzonej w życie w 2003 r. trzeciej taryfie PGNiG ustalona została na poziomie niższym niż w taryfie drugiej, mimo iż ceny zakupu tego gazu w imporcie będą wyższe od cen przyjętych przez PGNiG jako podstawa kalkulacji drugiej taryfy. Wysokość cen importowych gazu ustalana jest bowiem, z opóźnieniem (w zależności od kontraktu) od 6 do 9 miesięcy, w proporcji do cen produktów ropopochodnych na rynkach światowych, które w 2003 r. w stosunku do 2002 r. znacznie wzrosły. Obniżenie ceny gazu w taryfie możliwe było dzięki obniżeniu – w stosunku do założeń przyjętych przy kalkulacji drugiej taryfy oraz w stosunku do 2003 r. – kursu dolara oraz kosztów finansowych wynikających z zaciągniętych przez PGNiG kredytów.

Od 1 stycznia 2003 r. rozpoczęło działalność 6 spółek dystrybucyjnych wydzielonych ze struktur PGNiG. Spółki te na mocy § 31 rozporządzenia taryfowego dla paliw gazowych do 30 września 2003 r. miały prawo stosować taryfę PGNiG. Termin ten wykorzystwały maksymalnie, przy czym podstawową przyczyną, dla której wcześniej nie wnioskowały o zatwierdzenie taryf przez siebie ustalonych, był brak taryfy PGNiG, od której nabywają dwa podstawowe rodzaje gazów, tj. gaz wysokometanowy i zaazotowany.

Proces taryfowy w przypadku ww. przedsiębiorstw przebiegł sprawnie. Dostosowały się one do ograniczeń

Tabela 9. Wzrost średnich cen w taryfach gazowniczych spółek dystrybucyjnych

Wyszczególnienie	Średnia cena wg drugiej taryfy PGNiG	Średnia cena wg taryfy spółki dystrybucyjnej	Kol. 3/kol. 2 *100 (%)
PGNiG			
Gaz wysokometanowy	0,5819	0,5657	97,21
Gaz zaazotowany GZ-41,5	0,4698	0,4623	98,41
Gaz zaazotowany GZ-35	brak odbiorców finalnych		
Dolnośląska Spółka Gazownictwa			
Gaz wysokometanowy	0,8921	0,9038	101,31
Gaz zaazotowany GZ-41,5	0,5991	0,6372	106,35
Gaz zaazotowany GZ-35	0,5971	0,6117	102,44
Wielkopolska Spółka Gazownictwa			
Gaz wysokometanowy	0,8745	0,8758	100,46
Gaz zaazotowany GZ-41,5	0,5972	0,6265	104,90
Gaz zaazotowany GZ-35	0,5796	0,5849	100,91
Mazowiecka Spółka Gazownictwa			
Gaz wysokometanowy	0,9330	0,9410	100,85
Gaz propan-butan powietrze	1,6130	1,7100	106,01
Gaz propan-butan rozprężony	8,3610	8,7950	105,19
Karpacka Spółka Gazownictwa			
Gaz wysokometanowy	0,8929	0,9085	101,75
Pomorska Spółka Gazownictwa			
Gaz wysokometanowy	0,9040	0,9220	101,99
Górnośląska Spółka Gazownictwa			
Gaz wysokometanowy	0,8970	0,9240	103,01

wzrostu cen, które – w celu ochrony interesów odbiorców – wprowadzone zostały w procesie taryfowym. Z punktu widzenia planowanych kosztów dostawy paliw gazowych, w tym kosztów modernizacji i rozwoju, średnia podwyżka cen tych paliw powinna być wyższa niż zatwierdzona. Dla spółek dystrybucyjnych sprzedających gaz wysokometanowy dopuszczony wzrost średniej ceny wynosił 2% (wyjątek dotyczył Górnośląskiej Spółki Gazownictwa z uwagi na dużą wartość majątku sieciowego), zaś dla sprzedających zarówno gaz wysokometanowy jak i zaazotowany – 2,2%. Realizacja tego założenia wymusiła konieczność ograniczenia wynagrodzenia kapitału zaangażowanego w działalność sieciową, które wyznaczone zostało na podstawie bieżących nakładów inwestycyjnych netto (tj. nakładów przewidywanych do poniesienia w okresie obowiązywania taryfy pomniejszonych o kwotę planowanych wpływów z opłat za przyłączenie) i stopy zwrotu w wysokości 22,1%.

Dla odbiorców finalnych wzrost średnich cen, uwzględniających ciepło spalania oraz przekroczenia mocy, ustalonych na podstawie cen i stawek opłat zawartych w taryfach gazowniczych spółek dystrybucyjnych w stosunku do średnich cen ustalonych na podstawie cen i stawek opłat z drugiej taryfy PGNiG przedstawia tabela 9 (str. 36).

W skali całej grupy kapitałowej PGNiG średnią podwyżkę cen paliw gazowych dla odbiorców finalnych (w tym zaopatrujących się z sieci spółki przesyłowo-magazynowej) wprowadzoną taryfami, które weszły w życie 1 października 2003 r. szacuje się na 0,64%. Dla gazu wysokometanowego, którego udział w sprzedaży odbiorcom finalnym stanowi niemal 94%, podwyżka wyniosła 0,55%.

Zatwierdzone taryfy dla odbiorców przemysłowych generalnie oznaczają obniżkę średnich cen. Jedynie odbiorcy Górnośląskiej Spółki Gazownictwa płacą ok. 0,5% więcej niż wówczas gdy rozliczani byli według drugiej taryfy PGNiG.

Natomiast we wszystkich spółkach nastąpiły podwyżki średnich cen dla odbiorców o charakterze komunalno-bytowym, przy czym podwyżki te są tym wyższe im niższe zużycie gazu przez daną grupę odbiorców. Ponadto najwyższe podwyżki dla tego typu odbiorców dotknęły odbiorców gazu zaazotowanego GZ-41,5.

Średni, w skali spółek dystrybucyjnych grupy kapitałowej PGNiG, wzrost cen paliw gazowych dla ww.

odbiorców, tj. w przypadku gazu wysokometanowego odbiorców o mocy do 10 m³/h, w przypadku gazów zaazotowanych odbiorców o mocy do 25 m³/h przedstawia tabela 10.

Z punktu widzenia skali prowadzonej działalności gospodarczej oraz warunków do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, bardzo ważną jest taryfa przedsiębiorstwa – System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA (EuRoPol). Koszty świadczonej przez EuRoPol usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego skutkują na założenia związane z kalkulacją taryfy PGNiG, a w dalszej konsekwencji również na taryfy innych przedsiębiorstw gazowniczych nabywających ten gaz z sieci PGNiG. Druga taryfa EuRoPol-u zatwierdzona została w połowie grudnia 2003 r. na okres jednego roku na poziomie niższym od wnioskowanego przez przedsiębiorstwo o 2,4%.

Pięć postępowań w sprawie zatwierdzenia taryfy zakończonych zostało decyzją odmowną, przy czym 3 spośród nich dotyczyły tego samego przedsiębiorstwa, którym był EuRoPol.

W przypadku Zakładu Projektowania i Usług Technicznych – A. Brzozowski Sp. z o.o. (ZPIUT) z siedzibą w Opolu oraz przedsiębiorstwa EKOENERGIZ SA z siedzibą w Olsztynie, przyczyny odmowy zatwierdzenia taryf wynikały z:

- 1) uwzględnienia w podstawie kalkulacji cen i stawek opłat zysku, którego wysokość nie została udokumentowana analizą nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w planie rozwoju, jako że projekty takich planów – mimo obowiązku wynikającego z postanowień art. 16 ust. 6 prawa energetycznego i decyzji koncesyjnych – przedsiębiorstwa te nie tylko nie uzgodniły z Prezesem URE, ale nawet ich nie przedłożyły do uzgodnienia,
- 2) zaplanowania kosztów własnych na nieuzasadnionym poziomie,
- 3) niekorzystnego wyniku analizy porównawczej cen i stawek opłat zawartych w taryfach przedłożonych do zatwierdzenia w stosunku do cen i stawek opłat zawartych w taryfie PGNiG SA oraz porównywalnych przedsiębiorstw, które wskazywały że odbiorcy ZPIUT oraz EKOENERGIZ-u zapłaciliby znacznie więcej, niż gdyby byli odbiorcami porównywalnych przedsiębiorstw.

W 2003 r. Prezes URE prowadził 5 postępowań w odniesieniu do przedsiębiorstwa energetycznego EuRoPol. Jedno dotyczyło przedłużenia terminu

Tabela 10. Średni wzrost cen dla gazów zaazotowanych

Rodzaj gazu	Udział wartościowy w sprzedaży ogółem (%)	Wzrost średniej ceny (%)
Gaz wysokometanowy GZ-50	92,62	2,98
Gaz zaazotowany GZ-41,5	3,39	8,48
Gaz zaazotowany GZ-35	3,99	2,76
Ogółem	100,00	3,15

obowiązki taryfy, kolejne zaś zatwierdzenia taryfy za świadczone usługi przesyłowe na lata 2004-2005, 2006-2013 oraz 2014-2019. Pierwsze postępowanie o zatwierdzenie taryfy na lata 2004-2005, wszczęte w kwietniu 2003 r., zakończyło się wydaniem w lipcu 2003 r. decyzji odmownej, z uwagi na fakt, iż taryfa ta opracowana została niezgodnie z obowiązującymi przepisami, w szczególności z § 11 i § 12 rozporządzenia taryfowego. Jednocześnie zasadnicze zastrzeżenia budził przyjęty kurs dolara, w oparciu o który oszacowana została większość kosztów przedsiębiorstwa oraz założona przepustowość gazociągu tranzytowego, mająca istotny wpływ na poziom ustalonych stawek opłat przesyłowych. Ponadto zatwierdzenie tej taryfy w terminie wynikającym z art. 47 prawa energetycznego było sprzeczne z decyzją o przedłużeniu terminu obowiązującej taryfy oraz z intencją przedsiębiorstwa, które wnioskowało o jej stosowanie z 1 stycznia 2004 r.

Natomiast uzasadnieniem do odmowy zatwierdzenia taryf na lata 2006-2013 i 2014-2019 oprócz przyczyn podanych wyżej był fakt, iż okres regulacji wynikający z wnioskowanych taryf przekraczał termin, na który przedsiębiorstwo posiada koncesję. A zatem zatwierdzenie taryf na okres bez ważnej koncesji stanowiłoby naruszenie postanowień art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto niemożliwe było ustalenie taryf na okres odpowiednio 8 i 5 lat w sytuacji nieustabilizowanego rynku, za który uznać należy polski rynek gazowy.

Ponadto Prezes URE umorzył 2 postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych ustalonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, które w trakcie toczących się postępowań utraciły osobowość prawną.

2.4. Projekt planu rozwoju Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA (PGNiG)

Projekt planu rozwoju PGNiG został przekazany do uzgodnienia z Prezesem URE 30 maja 2003 r. Ponieważ od 1 stycznia 2003 r. działalność podjęto 6 spółek dystrybucyjnych wyodrębnionych z tego przedsiębiorstwa, projekt planu rozwoju obejmował działalność przesyłowo-magazynową. Niemniej jednak, proces przekształceń w zakresie m.in. działalności sieciowej nie był jeszcze zakończony.

Uzgadniając projekt planu rozwoju przedsiębiorstwa, Prezes URE wskazał na konieczność intensyfikacji przedsięwzięć inwestycyjnych prowadzących do umożliwienia faktycznego korzystania przez odbiorców uprawnionych z zasady TPA. W praktyce wiąże się to z budową i modernizacją takich elementów systemu przesyłowego jak:

- układy pomiarowe w punktach pozyskania gazu oraz na stacjach i węzłach pomiarowych,
- układy pomiarowe wraz z systemem łączności służące do sterowania pracą systemu przesyłowego oraz bilansowania gazu,

- gazociągi przesyłowe,
- wdrożenie systemu ciągłej kontroli jakości gazu.

2.5. Projekty planów rozwoju gazowych spółek dystrybucyjnych

Do końca 2002 r. zamierzenia rozwojowe w zakresie dystrybucji paliw gazowych ujmowane były w projekcie planu rozwoju PGNiG. Podobnie jak w przypadku zakładów energetycznych, we współpracy ze spółkami gazowniczymi opracowany został „Ramowy projekt planu rozwoju” dla tych przedsiębiorstw. Przekazanie działalności dystrybucyjnej do odrębnych podmiotów pozwoliło na uszczegółowienie prezentacji zamierzeń rozwojowych podsektora gazowniczego. Dotyczyło to np. przedstawienia zakresów rzeczowych inwestycji sieciowych w podziale na poszczególne gminy obsługiwane przez gazowe spółki dystrybucyjne. Jest to o tyle istotne, że – poza samymi spółkami dystrybucyjnymi i regulatorem – plany rozwoju są również wykorzystywane przez samorządy lokalne na potrzeby związane z planowaniem energetycznym. Prezes URE 28 kwietnia 2003 r. przekazał spółkom oczekiwania co do zakresu i terminu przekazania projektów planów rozwoju. Ostatecznie, projekty planów rozwoju 6 gazowych spółek dystrybucyjnych zostały przekazane do uzgodnienia pod koniec maja 2003 r.

Pierwsze projekty tych planów zostały opracowane na okres 2003-2005. Ponieważ spółki dystrybucyjne podjęły działalność od początku 2003 r., jako poziom odniesienia do oceny zamierzeń rozwojowych przyjęto poziom wykonania poszczególnych wielkości zrealizowany w 2002 r. przez zakłady gazownicze, które od 2003 r. działają w strukturach tych spółek.

Oceniając poziom planowanych nakładów inwestycyjnych należy stwierdzić, że charakteryzuje je znaczna dynamika w stosunku do planu z 2002 r. W projektach planów rozwoju przekazanych ostatecznie do uzgodnienia, spółki dystrybucyjne – w ramach działalności związanej z przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych – planowały nakłady inwestycyjne w kwotach (ceny stałe na grudzień 2002 r.): 383 780 tys. zł w 2003 r., 478 435 tys. zł w 2004 r. i 512 647 tys. zł w 2005 r.; przy wykonaniu w 2002 r. (wg przyjętego poziomu odniesienia) na poziomie 293 561 tys. zł.

Dynamika planowanych nakładów realnych dla lat 2003/2002 dla poszczególnych spółek wynosiła od 108% do 177%. Natomiast dynamika planowanych nakładów podsektora w poszczególnych latach okresu 2003-2005 w stosunku do 2002 r. wynosiła odpowiednio: 131%, (2003/2002), 166% (2004/2002) i 175% (2005/2002).

Informacje zawarte w projektach planów rozwoju spółek zostały wykorzystane do kalkulacji przychodu regulowanego przy zatwierdzaniu taryf tych spółek. Natomiast spółki dystrybucyjne zostały poproszone o przekazanie Prezesowi URE informacji dotyczących wykonania pierwszego roku działalności w zakresie inwestycji, po zakończeniu 2003 r.

2.6. Realizacja zasady TPA w sektorze gazu

Zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, odbiorcami uprawnionymi do korzystania z prawa wyboru dostawcy w 2003 r. byli:

- odbiorcy wykorzystujący paliwa gazowe do wytwarzania energii elektrycznej,
- odbiorcy dokonujący zakupu paliw gazowych w ilości nie mniejszej niż 25 mln m³ rocznie w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy¹⁶⁾.

W 2003 r. według wniosku taryfowego PGNiG SA do korzystania z zasady TPA było uprawnionych 28 podmiotów. Karpacka Spółka Dystrybucyjna posiada 1 odbiorcę uprawnionego, Górnośląska i Pomorska Spółka Dystrybucyjna nie posiada żadnych odbiorców uprawnionych.

W 2003 r. o udostępnienie sieci nie wystąpiło żadne przedsiębiorstwo uprawnione do korzystania z tej zasady.

3. Rynek ciepła

Specyfika zaopatrzenia w ciepło powoduje, że w odróżnieniu od omówionych poprzednio rynku energii elektrycznej i rynku paliw gazowych, w skali kraju nie występuje wewnętrzny rynek ciepła, a poszczególne systemy zaopatrzenia w ciepło mają jedynie lokalny charakter. Znaczna liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw i ich rozproszenie geograficzne powodują, że regulacja ich działalności prowadzona jest przez oddziały terenowe URE, a problematyka lokalnych rynków ciepła bardziej szczegółowo została omówiona w tej części sprawozdania, która dotyczy działalności tych oddziałów.

3.1. Podstawy prawne ustalania taryf dla ciepła

Podstawę prawną ustalania taryf dla ciepła, podobnie jak w poprzednich latach, stanowią: ustawa – Prawo energetyczne i rozporządzenie Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053), zwane dalej rozporządzeniem taryfowym dla ciepła.

Zgodnie z przepisami rozporządzenia taryfowego dla ciepła, ceny i stawki opłat zawarte w taryfie dla ciepła ustalane są dla pierwszego roku stosowania tej taryfy na podstawie uzasadnionych, planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło oraz uzasadnionych, planowanych rocznych kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska. Koszty wynikające z inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i z zakresu ochrony

środowiska określa się na podstawie planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, opracowywanych zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła, a także planów inwestycyjnych opracowywanych przez przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła. Plany te powinny uwzględniać zakres i jakość świadczonych usług, ewentualny rozwój aktywności gospodarczej, restrukturyzację techniczno-organizacyjną i własnościową, a także przewidywane zmiany warunków prowadzenia działalności gospodarczej.

Planowane, uzasadnione koszty ustala się w odniesieniu do określonych dla roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy:

- ilości wytworzonego i sprzedanego ciepła,
- ilości dostarczonego do sieci ciepłowniczej i sprzedanego nośnika ciepła,
- wielkości mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców (według stanu na 31 grudnia),
- ilości punktów pomiarowych (według stanu na 31 grudnia).

Podstawę oceny planowanych kosztów stanowią porównywalne koszty poniesione w roku kalendarzowego poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy.

Zgodnie z ustawą z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144), od 12 września 2002 r. obowiązują przepisy art. 45b, które dotyczą jedynie taryf dla ciepła. Zgodnie z tymi przepisami „zmiany cen i stawek opłat za ciepło stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami nie mogą następować częściej niż raz na 12 miesięcy”. Przepisy te ograniczają możliwość wprowadzania zmian (zarówno wzrostu, jak i obniżki) cen i stawek opłat, jakie w ciągu 12 miesięcy mogą wynikać z niezależnej od przedsiębiorstwa energetycznego zmiany warunków prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło i związanego z tym wzrostu lub obniżki jednostkowych kosztów wytwarzania albo przesyłania i dystrybucji ciepła.

3.2. Ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe w zatwierdzonych taryfach dla ciepła

Zgodnie z przepisami rozporządzenia taryfowego dla ciepła, przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła określa w taryfie dla ciepła zróżnicowane dla poszczególnych grup taryfowych (odpowiednio do ponoszonych kosztów uzasadnionych) ceny za zamówioną moc cieplną (zł/MW), ceny ciepła (zł/GJ) i ceny nośnika ciepła (zł/m³ lub zł/t). Natomiast przedsiębiorstwo prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła, określa w taryfie stawki opłat stałych (zł/MW) i zmiennych (zł/GJ) za usługi przesyłowe oraz stawki opłat abonamentowych (zł/pkt pomiarowy), które są również zróżnicowane dla poszczególnych grup taryfowych w zależności od ponoszonych kosztów uzasadnionych.

16) Od 1 stycznia 2004 r. prawo to nabyli odbiorcy zużywający 15 mln m³.

Zarówno różne wielkości odniesienia cen określonych w taryfie przez przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem ciepła, jak i stawek opłat określonych w taryfie przez przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem ciepła, uniemożliwiają porównywalność tych cen i stawek opłat. Dlatego do porównań cen przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem ciepła wykorzystuje się obliczone przez te przedsiębiorstwa we wnioskach taryfowych średnie wskaźnikowe ceny ciepła (w zł/GJ), a do porównań stawek opłat przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem ciepła – średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe (w zł/GJ).

Stosownie do postanowień rozporządzenia taryfowego dla ciepła, średnia wskaźnikowa cena ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy stanowi iloraz sumy planowanych na ten rok opłat ponoszonych przez odbiorców (za zamówioną moc cieplną, za ciepło i za nośnik ciepła) i sumarycznej ilości ciepła oddanego do sieci oraz sprzedanego odbiorcom bezpośrednio ze źródeł ciepła w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy. Analogicznie określane są średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe. Średnia wskaźnikowa stawka opłaty w pierwszym roku stosowania taryfy stanowi iloraz sumy planowanych na ten rok opłat od odbiorców (stałych i zmiennych opłat za usługi przesyłowe oraz opłat abonamentowych) i sumy ciepła sprzedanego odbiorcom przyłączonym do sieci ciepłowniczych w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy.

W celu umożliwienia porównań w skali makro, obliczono średnioważone ceny ciepła (w zł/GJ) i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe (w zł/GJ) w poszczególnych województwach i w kraju na pierwszy rok stosowania taryf dla ciepła zatwierdzonych w 2003 r., jako:

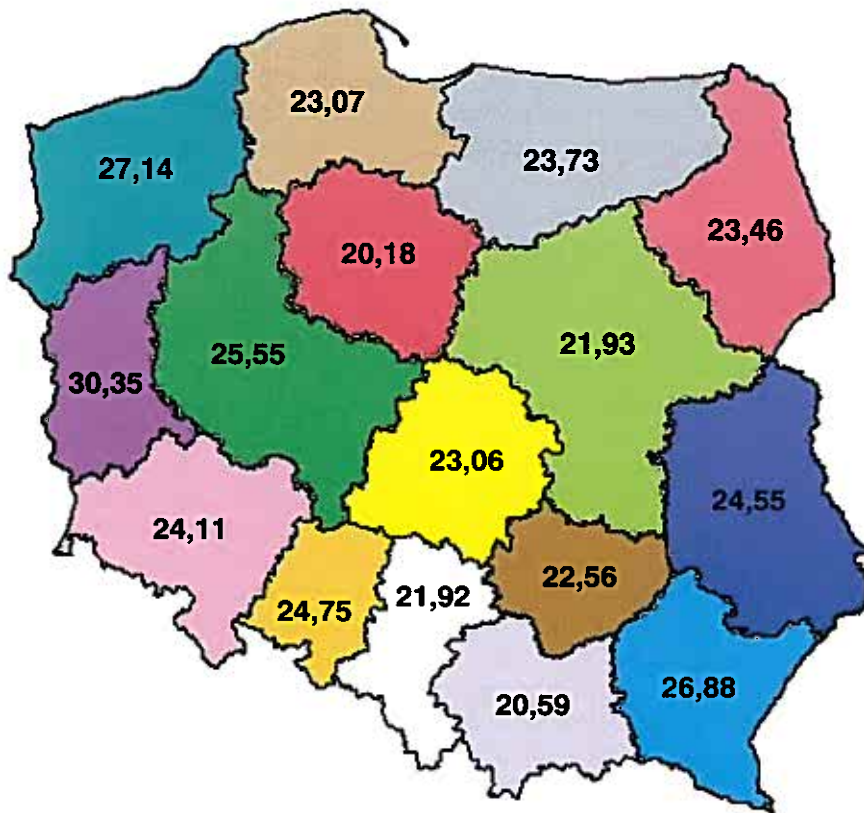
- a) w zakresie wytwarzania ciepła – iloraz sumy przychodów wszystkich analizowanych przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem ciepła (stanowiących sumę iloczynów średnich wskaźnikowych cen ciepła w pierwszym roku stosowania taryf i ilości ciepła sprzedanego w ostatnim roku kalendarzowym, tj. 2002 r.) oraz sumy ilości ciepła sprzedanego w ostatnim roku kalendarzowym przez te przedsiębiorstwa,
- b) w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła – iloraz sumy przychodów wszystkich analizowanych przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła (stanowiących sumę iloczynów średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe w pierwszym roku stosowania taryf i ilości ciepła sprzedanego w ostatnim roku kalendarzowym) oraz sumy ilości ciepła sprzedanego przez te przedsiębiorstwa w ostatnim roku kalendarzowym.

Tak obliczone średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe można traktować jedynie jako służące do porównań w skali makro, orientacyjne średnie ceny i stawki opłat w kraju

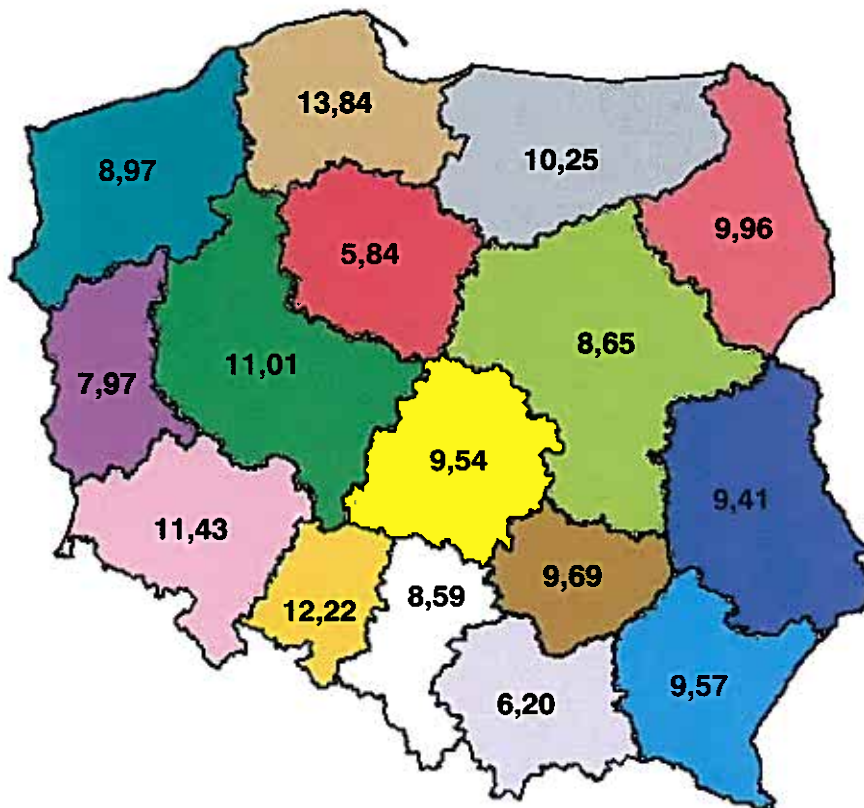
Tabela 11. Średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe (bez VAT) na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2003 r.

Lp	Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
		liczba przedsiębiorstw	średnioważona cena ciepła (zł/GJ)	liczba przedsiębiorstw	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe (zł/GJ)
1	Mazowieckie	29	21,93	24	8,65
2	Dolnośląskie	32	24,11	31	11,43
3	Opolskie	14	24,75	14	12,22
4	Kujawsko-pomorskie	28	20,18	25	5,84
5	Wielkopolskie	36	25,55	33	11,01
6	Pomorskie	27	23,07	25	13,84
7	Warmińsko-mazurskie	34	23,73	26	10,25
8	Małopolskie	24	20,59	20	6,20
9	Podkarpackie	28	26,88	22	9,57
10	Śląskie	53	21,92	58	8,59
11	Łódzkie	33	23,06	35	9,54
12	Świętokrzyskie	17	22,56	17	9,69
13	Zachodniopomorskie	32	27,14	29	8,97
14	Lubuskie	23	30,35	17	7,97
15	Lubelskie	24	24,55	23	9,41
16	Podlaskie	22	23,46	22	9,96
17	Ogółem kraj	456	22,99	421	9,29

Rysunek 10. Średnioważone ceny ciepła (bez VAT) na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2003 r. (zł/GJ)



Rysunek 11. Średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe (bez VAT) na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2003 r. (zł/GJ)



i w danym województwie, a nie jako ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe stosowane w rozliczeniach z odbiorcami. W rozliczeniach z odbiorcą stosowane są ceny (cena za zamówioną moc ciepłą, cena ciepła i cena nośnika ciepła) i stawki opłat (stawki opłat stałych i opłat zmiennych za usługę przesyłową oraz stawka opłaty abonamentowej) określone w taryfie dla ciepła przedsiębiorstwa, z którym odbiorca ma zawartą umowę na dostawę ciepła.

Średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2003 r. porównano w skali kraju i poszczególnych województw z ostatnio stosowanymi średnioważonymi cenami ciepła i średnioważonymi stawkami opłat za usługi przesyłowe obliczonymi dla przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfę dla ciepła w 2003 r. W obliczeniach tych uwzględniono ostatnio stosowane przez poszczególne przedsiębiorstwa ceny i stawki opłat odniesione do tej samej ilości sprzedanego ciepła, która była podstawą kalkulacji cen i stawek opłat na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2003 r.

Na podstawie porównania średnioważonych cen ciepła na pierwszy rok stosowania taryf z ostatnio stosowanymi średnioważonymi cenami ciepła oraz średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe na pierwszy rok stosowania taryf z ostatnio stosowanymi średnioważonymi stawkami opłat za usługi przesyłowe, określono odpowiednio zmiany średnioważonych cen ciepła oraz średnioważonych stawek opłat za usługi

przesyłowe w poszczególnych województwach i w skali kraju, odniesione do przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy dla ciepła w 2003 r. W odniesieniu do tych przedsiębiorstw określono także średnie zmiany przychodów ze sprzedaży ciepła w poszczególnych województwach i w kraju, które obliczono na podstawie porównania planowanych przychodów wynikających z cen i stawek opłat ustalonych na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2003 r. i ilości ciepła sprzedanego w 2002 r., z przychodami wynikającymi z cen i stawek opłat ostatnio stosowanych i ilości ciepła sprzedanego w 2002 r.

Tak określonych zmian średnioważonych cen, średnioważonych stawek opłat i przychodów nie można utożsamiać ze zmianami tych cen, stawek opłat i przychodów w 2003 r. w stosunku do 2002 r. W związku z tym, że 12 miesięcy stosowania taryfy zazwyczaj nie pokrywa się z rokiem kalendarzowym, ostatnio stosowane średnioważone ceny ciepła i ostatnio stosowane średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe nie odpowiadają średnioważonym cenom i średnioważonym stawkom opłat stosowanym przez cały 2002 r., a średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2003 r. nie odpowiadają cenom i stawkom opłat stosowanym przez cały 2003 r. Wynika to z terminu wprowadzenia do stosowania w rozliczeniach z odbiorcami taryf poprzednich (część z nich była zatwierdzona w różnych miesiącach 2002 r., pozostałe – w 2001 r. lub w 2000 r.), jak i zatwierdzonych w 2003 r. (w różnych miesiącach).

Tabela 12. Zmiany średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz przychodów przedsiębiorstw w pierwszym roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2003 r., w stosunku do ostatnio stosowanych średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz obliczonych na ich podstawie rocznych przychodów

Lp	Województwo	Średnia zmiana w %		
		cen ciepła	stawek opłat za usługi przesyłowe	przychodów ze sprzedaży ciepła
1	Mazowieckie	2,27	1,56	2,11
2	Dolnośląskie	2,79	5,48	3,60
3	Opolskie	1,30	1,95	1,51
4	Kujawsko-pomorskie	4,87	1,12	4,12
5	Wielkopolskie	1,17	2,30	1,50
6	Pomorskie	1,08	2,04	1,39
7	Warmińsko-mazurskie	-1,29	10,81	1,55
8	Małopolskie	1,38	7,13	1,99
9	Podkarpackie	0,67	-4,09	0,19
10	Śląskie	-0,05	-0,26	-0,12
11	Łódzkie	0,13	4,11	1,18
12	Świętokrzyskie	-0,94	12,62	0,83
13	Zachodniopomorskie	-1,02	5,17	0,30
14	Lubuskie	0,52	0,26	0,46
15	Lubelskie	1,43	2,19	1,62
16	Podlaskie	1,36	3,70	1,77
17	Ogółem kraj	1,33	2,75	1,68

Średnioważona cena ciepła wzrosła w stosunku do średnioważonej ceny ostatnio stosowanej o 1,33% w skali kraju, a zróżnicowanie zmian tej ceny w poszczególnych województwach wynosi od -1,29% do +4,87%. Największy wzrost średnioważonej ceny ciepła wystąpił w woj. kujawsko-pomorskim, gdzie średnioważona cena ciepła jest najniższa (20,18 zł/GJ), a największa obniżka wystąpiła w woj. warmińsko-mazurskim, w którym średnioważona cena ciepła (23,73 zł/GJ) jest wyższa od krajowej średnioważonej ceny (22,99 zł/GJ).

Obniżka średnioważonej ceny ciepła wystąpiła również w województwach: zachodniopomorskim (o 1,02%), świętokrzyskim (o 0,94%) i śląskim (o 0,05%), przy czym poziom średnioważonej ceny ciepła jest niższy od poziomu krajowego w woj. świętokrzyskim (22,56 zł/GJ) i woj. śląskim (21,92 zł/GJ), a wyższy – w woj. zachodniopomorskim (27,14 zł/GJ).

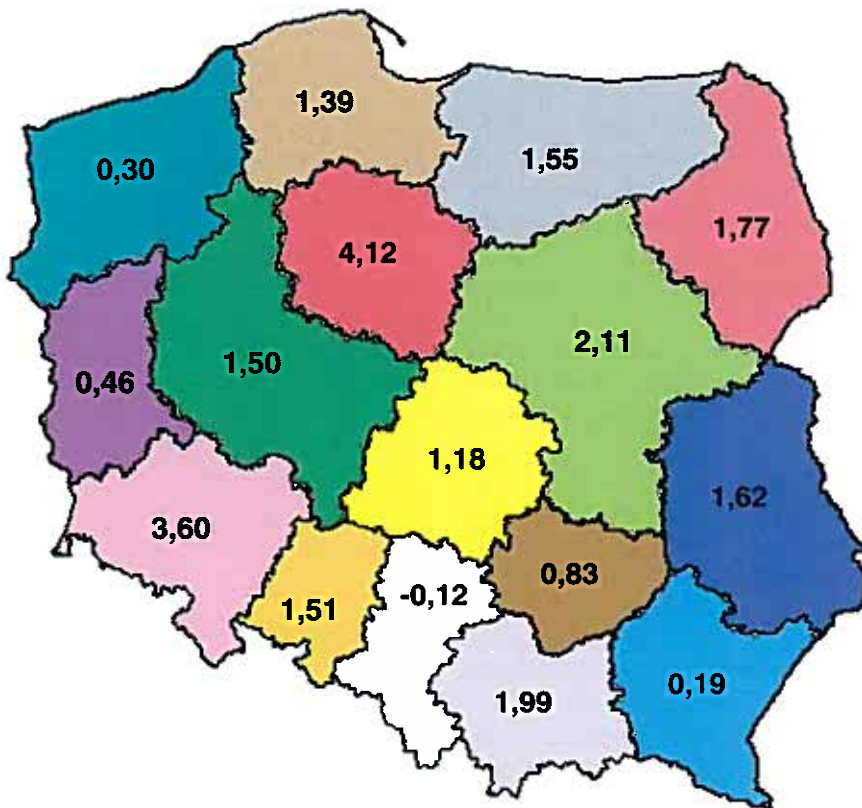
W pozostałych jedenastu województwach wystąpił wzrost średnioważonej ceny ciepła. Wzrost niższy od wzrostu krajowego wystąpił w województwach: łódzkim (o 0,13%), lubuskim (o 0,52%), podkarpackim (o 0,67%), pomorskim (o 1,08%), wielkopolskim (o 1,17%) i opolskim (o 1,30%), w których poziom średnioważonej ceny ciepła jest wyższy od poziomu krajowego i wynosi odpowiednio: 23,06 zł/GJ, 30,35 zł/GJ, 26,88 zł/GJ, 23,07 zł/GJ, 25,55 zł/GJ i 24,75 zł/GJ. Poziom średniej ceny ciepła jest również wyższy od poziomu średniej

ceny w kraju w trzech z pięciu województw, w których wzrost tej ceny jest wyższy od wzrostu krajowego. W woj. podlaskim wzrost ten wynosi 1,36%, a średnia cena ciepła 23,46 zł/GJ, w woj. lubelskim – wzrost 1,43%, cena 24,55 zł/GJ i woj. dolnośląskim – wzrost 2,79%, cena 24,11 zł/GJ. Natomiast w woj. małopolskim (wzrost o 1,38%) i woj. mazowieckim (wzrost o 2,27%) średnie ceny ciepła są niższe od średniej w kraju i wynoszą odpowiednio 20,59 zł/GJ i 21,93 zł/GJ.

Średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe wzrosła w stosunku do średnioważonej ostatnio stosowanej stawki opłaty za usługi przesyłowe o 2,75% w skali kraju, a zróżnicowanie zmian tej stawki w poszczególnych województwach wynosi od -4,09% do +12,62%. Największy wzrost średnioważonej stawki opłaty za usługi przesyłowe wystąpił w woj. świętokrzyskim, a największa obniżka – w woj. podkarpackim, przy czym w obu tych województwach średnioważona stawka opłaty jest tylko niewiele wyższa od krajowej średnioważonej stawki opłaty za usługi przesyłowe (9,29 zł/GJ) i wynosi odpowiednio 9,69 zł/GJ i 9,57 zł/GJ.

Niewielka obniżka średniej stawki opłaty za usługi przesyłowe wystąpiła w woj. śląskim (o 0,26%), w którym stawka ta ukształtowała się na poziomie niższym (8,59 zł/GJ) od średniego poziomu w kraju. Średnia stawka opłaty za usługi przesyłowe niższa lub niewiele wyższa od średniej stawki w kraju występuje również

Rysunek 12. Średnia zmiana przychodów ze sprzedaży ciepła (opłat odbiorców) planowanych w pierwszym roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2003 r., w stosunku do rocznych przychodów określonych na podstawie ostatnio stosowanych cen i stawek opłat (w %)



w kilku województwach, w których jej wzrost jest niższy od wzrostu krajowego: w lubuskim wzrost o 0,26%, stawka 7,97 zł/GJ, w kujawsko-pomorskim wzrost o 1,12%, stawka 5,84 zł/GJ, w mazowieckim wzrost o 1,56%, stawka 8,65 zł/GJ i lubelskim wzrost o 2,19%, stawka 9,41 zł/GJ. W kolejnych województwach, w których wzrost stawki opłaty za usługi przesyłowe jest niższy od wzrostu krajowego, stawki opłaty za usługi przesyłowe są wyższe od średniej stawki w kraju i wynoszą: w wielkopolskim – 11,01 zł/GJ (wzrost o 2,30%), w opolskim – 12,22 zł/GJ (wzrost o 1,95%) i w pomorskim – 13,84 zł/GJ (wzrost o 2,04%).

W pozostałych województwach wzrost stawki opłaty za usługi przesyłowe jest wyższy od wzrostu krajowego. Przy czym w województwach: zachodniopomorskim (wzrost o 5,17%) i małopolskim (wzrost o 7,13%) poziom średniej stawki opłaty jest niższy od poziomu krajowego i wynosi odpowiednio 8,97 zł/GJ i 6,20 zł/GJ, a województwach: podlaskim (wzrost o 3,70%) i łódzkim (wzrost o 4,11%) jej poziom jest niewiele wyższy od poziomu krajowego i wynosi odpowiednio 9,96 zł/GJ i 9,54 zł/GJ. Natomiast w woj. dolnośląskim (wzrost o 5,48%) i woj. warmińsko-mazurskim (wzrost o 10,81%) średnie stawki opłat za usługi przesyłowe wynoszą odpowiednio 11,43 zł/GJ i 10,25 zł/GJ.

Średni, w skali kraju, **wzrost planowanych** przychodów ze sprzedaży ciepła w pierwszym roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2003 r. wynosi 1,68%, a różnicowanie w województwach wynosi od -0,12% w woj. śląskim do +4,12% w woj. kujawsko-pomorskim.

Porównanie poziomu średnich cen ciepła i średnich stawek opłat za usługi przesyłowe w województwach, w których średni wzrost przychodów jest wyższy od średniego wzrostu w kraju, z poziomem krajowych średnich cen ciepła i średnich stawek opłat wykazuje, że tylko w woj. podlaskim i woj. dolnośląskim zarówno średnie ceny ciepła, jak i średnie stawki opłat za usługi przesyłowe są wyższe od średnich krajowych. Natomiast w województwach: kujawsko-pomorskim, małopolskim i mazowieckim średnie ceny ciepła i średnie stawki opłat za usługi przesyłowe są niższe od średnich w kraju.

Z kolei porównanie woj. śląskiego, w którym występuje niewielka obniżka przychodów ze sprzedaży ciepła, z woj. kujawsko-pomorskim, w którym występuje najwyższy wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła, wykazuje, że zarówno średnia cena ciepła (20,18 zł/GJ), jak i średnia stawka opłaty za usługi przesyłowe (5,84 zł/GJ) w woj. kujawsko-pomorskim są niższe od średniej ceny ciepła (21,92 zł/GJ) i średniej stawki opłaty za usługi przesyłowe (8,59 zł/GJ) w woj. śląskim. W obu tych województwach średnie ceny ciepła i średnie stawki opłat za usługi przesyłowe są niższe od średnich krajowych. Obniżka planowanych przychodów w woj. śląskim jest wynikiem obniżki średniej ceny ciepła o 0,05% i średniej stawki opłaty za usługi przesyłowe o 0,26%. Natomiast wzrost przychodów w woj. kujawsko-pomor-

skim wynika ze wzrostu średniej ceny ciepła o 4,87% i średniej stawki opłaty za usługi o 1,12%.

W planowanych w skali kraju łącznych przychodach, wynikających z cen i stawek opłat ustalonych na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2003 r., udział przychodów z tytułu świadczenia usług przesyłowych stanowi tylko 25%, a więc jest trzykrotnie mniejszy od planowanych w tym samym czasie przychodów z działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem ciepła. Oznacza to, że wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe powoduje znacznie mniejszy wzrost opłat dla odbiorców niż wzrost cen ciepła. W skali kraju wzrost planowanych przychodów (o 1,68%) jest niewiele większy od wzrostu cen ciepła (o 1,33%) i mniejszy od wzrostu stawek opłat za usługi przesyłowe (o 2,75%).

Podany w tabeli 12 i na rysunku 12 średni wzrost planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła pozwala na ocenę średniego wzrostu opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło w poszczególnych województwach i w skali kraju, stanowiącego syntetyczny wskaźnik służący do porównań makroekonomicznych. Natomiast w poszczególnych przedsiębiorstwach (o różnej wielkości sprzedaży ciepła i różnym zakresie działalności) wzrost planowanych przychodów (czyli opłat od odbiorców) wynika z cen i stawek opłat ustalonych w zatwierdzonej taryfie i ostatnio stosowanych oraz wielkości zamówionej mocy cieplnej i sprzedaży ciepła w 2002 r. dla grup odbiorców określonych w taryfie. Ponieważ przychody przedsiębiorstw zależą od wielu czynników, w szczególności od warunków atmosferycznych i długości sezonu grzewczego, faktyczne przychody (opłaty od odbiorców) w pierwszym roku stosowania taryfy będą się różnić od planowanych na ten rok przychodów (opłat), określonych dla warunków 2002 r.

Wzrost opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło jest w większości przedsiębiorstw energetycznych niższy od wzrostu, jaki wynikałby z cen i stawek opłat zaproponowanych przez te przedsiębiorstwa w pierwszych wersjach wniosków o zatwierdzenie taryfy. Przeprowadzona przez Prezesa URE, zgodnie z ustawowym upoważnieniem, analiza i weryfikacja kosztów przyjętych przez te przedsiębiorstwa do kalkulacji cen i stawek opłat pozwoliła na zredukowanie obciążeń odbiorców ciepła o łączną w skali kraju kwotę 251 mln zł. W konsekwencji roczne opłaty za ciepło ustalone na podstawie cen i stawek opłat określonych w taryfach dla ciepła zatwierdzonych w 2003 r. będą niższe średnio w kraju o ok. 3,1% w stosunku do opłat, które wynikałyby z cen i stawek opłat, o jakie wносиły pierwotnie przedsiębiorstwa.

3.3. Realizacja zasady TPA w ciepłownictwie

Od 1 stycznia 2003 r. wszyscy odbiorcy ciepła są uprawnieni do korzystania z usług przesyłowych. Jednak z analiz rynku ciepła wynika, że obecnie praktycznie nie występują warunki, które umożliwiłyby powstanie lokalnych konkurencyjnych rynków ciepła

z wykorzystaniem zasady TPA. Pojedyncze przedsiębiorstwa podjęły starania zmierzające do zawarcia umów przesyłowych. Szczegółowy opis sprawy dotyczącej tej kwestii znajduje się w rozdziale 7.3 sprawozdania.

4. Paliwa ciekłe

W 2003 r. regulacja podmiotów rynku paliw ciekłych, dokonywana w ramach kompetencji Prezesa URE, nie uległa znaczącym zmianom w porównaniu z 2002 r. Jednoznaczność zapisów ustawowych dotyczących regulacji tego sektora rynku i ich niezmiennosc w relatywnie długim czasie, tj. od nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne dokonanej ustawą z 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne pozwoliły na jego dalsze porządkowanie. Koncesjonowaniem, jako szczególną formą regulacji administracyjnej, objęto coraz liczniejszą grupę przedsiębiorców. Konsekwencją działań Prezesa URE była postępująca unifikacja praw i obowiązków w obrębie sektora. Specyfika zapisów zawartych w udzielanych koncesjach stwarza mechanizm wspomagający działania regulatora, m.in. poprzez zakaz zawierania umów z przedsiębiorcami, którzy w myśl obowiązującego prawa powinni posiadać koncesję a jednak jej nie uzyskali. W 2003 r. Prezes URE udzielił 12 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, 14 koncesji na magazynowanie paliw ciekłych oraz 360 koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Zaobserwowano istotny wzrost liczby koncesjonariuszy nawiązujących kontakt z Urzędem Regulacji Energetyki w celu weryfikacji zgodności prowadzonej przez siebie działalności z aktualnie obowiązującymi przepisami. Koncesjonowanie stało się zatem swoistą formą edukacji przedsiębiorców sektora, co sprzyja realizacji zasady ich równego traktowania wobec prawa. Nie każdy podmiot jest jednak skłonny do współpracy z urzędem. Najczęściej występującą trudnością jest bierność wnioskodawców wobec sygnalizowanej przez URE konieczności uzupełniania dokumentacji, co niepotrzebnie wydłuża postępowanie. Do najtrudniejszych postępowań należy zaliczyć te, w trakcie których Prezes URE uzależnia udzielenie koncesji od złożenia zabezpieczenia majątkowego. Zastosowanie tego instrumentu prawnego ma na celu uprawdopodobnienie, iż wnioskodawca spełnia warunki określone ustawą konieczne do udzielenia mu koncesji. W 2003 r. Prezes URE odmówił udzielenia koncesji 41 podmiotom, cofnął 60 koncesji, natomiast wnioski 126 przedsiębiorców pozostawiono bez rozpoznania.

W ubiegłym roku szczególnie widoczne były przejawy nasilającej się walki konkurencyjnej w obrębie sektora. Jednym ze sposobów umacniania pozycji rynkowej stały się próby konsolidacji działalności, podejmowane przez koncesjonariuszy prowadzących obrót paliwami ciekłymi. W ocenie Prezesa URE jest to tendencja pożądana, prowadząca do zwiększenia efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw i poprawy jakości usług dla odbiorców paliw ciekłych.

Niezależnie od opisanych powyżej pozytywnych zjawisk, rynek paliw ciekłych pozostawał w dalszym ciągu nieodporny na patologie towarzyszące jego funkcjonowaniu. Nie sposób stwierdzić, iż dysfunkcje rynku mają źródło wyłącznie w obszarze nie koncesjonowanym oraz że koncesjonowanie stanowi jedyne skuteczne remedium na likwidację istniejących nieprawidłowości, jednak niedostosowanie przepisów dotyczących sankcji za prowadzenie działalności bez wymaganej prawem koncesji (grzywna wymierzana na podstawie art. 60¹ Kodeksu wykroczeń), sprzyjało i w dalszym ciągu sprzyja powstawaniu nieprawidłowości i patologii. W tej sytuacji, objęcie koncesjonowaniem coraz liczniejszego grona przedsiębiorców stanowi istotne wsparcie i uzupełnienie obowiązującego ustawodawstwa. Według stanu na 31 grudnia 2003 r., 2 640 przedsiębiorstw posiadało 2 826 koncesji na paliwa ciekłe ogółem, w tym 2 626 koncesji na obrót nimi. Urząd otrzymywał sygnały pochodzące od policji, inspekcji handlowej i innych organów państwa o naruszeniu prawa przez koncesjonowane przedsiębiorstwa. Prezes URE w ramach swoich kompetencji dysponuje m.in. możliwościami zastosowania sankcji wobec przedsiębiorców (nałożenie kary pieniężnej, cofnięcie koncesji) za naruszenie warunków koncesyjnych. Podobnie jak w latach ubiegłych, również w 2003 r. informacje zebrane w URE w trakcie procesu koncesjonowania przekazywane były – w ramach współpracy – innym organom państwa (urzędowi kontroli skarbowej, organom ścigania – policji, prokuraturom) w celu wykorzystania w prowadzonych dochodzeniach lub postępowaniach. Informowano o udzielonych koncesjach, odmowach udzielenia lub o cofnięciach udzielonych koncesji.

Istnienie powyżej opisanych delegacji ustawowych, umożliwiło Prezesowi URE w 2003 r. podjęcie działań zmierzających w kierunku likwidacji istniejących i rodzących się nieprawidłowości w tym obszarze rynku.

Systemowym rozwiązaniem, zwiastującym podjęcie skoordynowanych działań organów państwa w tym zakresie, stało się w 2003 r. tworzenie Systemu Monitorowania i Kontrolowania Jakości Paliw, zgodnie z delegacją zawartą w ustawie z 10 stycznia 2003 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych, którym zarządza Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Organizację i prowadzenie kontroli powierzono Głównemu Inspektorowi Inspekcji Handlowej. W 2003 r. Prezes URE aktywnie uczestniczył w pracach zmierzających do określenia zakresu kompetencji w obrębie tworzonego systemu. Kontrole na stacjach paliw prowadzone były systematycznie przez Inspekcję Handlową od czerwca 2003 r. Ich celem było sprawdzenie, czy paliwa wprowadzane do obrotu na terytorium kraju spełniają wymagania jakościowe, jakim powinny odpowiadać ze względu na wymogi ochrony środowiska, określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 17 grudnia 2002 r. Przedmiotem kontroli było również sprawdzenie zgodności prowadzonej dzia-

fałności z przepisami ustawy z 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, m.in. w zakresie rzetelności odmierzania paliw oferowanych do sprzedaży. W konsekwencji prowadzonych działań, począwszy od połowy 2003 r. na mocy wcześniejszych ustaleń, Główny Inspektor Inspekcji Handlowej przekazywał do Urzędu Regulacji Energetyki dokumentacje wyników przeprowadzonych kontroli. Otrzymana dokumentacja poddana została przez Prezesa URE wnikliwej analizie, w wyniku której stwierdzono, iż w wielu przypadkach mogły zostać naruszone warunki zawarte w udzielanych przedsiębiorcom koncesjach, których treść koresponduje z przedmiotem prowadzonych kontroli. W udzielanych przez Prezesa URE koncesjach na obrót paliwami ciekłymi zobligowano przedsiębiorców m.in. do „... utrzymywania stanu technicznego oraz wyposażenia użytkowanych obiektów, instalacji i urządzeń związanych z prowadzeniem działalności objętej koncesją, zgodnego z obowiązującymi przepisami określającymi wymogi techniczne, w tym metrologiczne, jakościowe i ochrony środowiska, zapewniającego w szczególności utrzymanie wymaganej jakości paliw ciekłych będących przedmiotem obrotu oraz niezawodności zaopatrzenia odbiorców w paliwa ...” oraz zakazano wprowadzania do obrotu paliw ciekłych, których parametry jakościowe są niezgodne z parametrami wynikającymi z zawartych umów i norm określonych obowiązującymi przepisami. Spowodowało to konieczność podjęcia przez Prezesa URE postępowań administracyjnych, stanowiących o możliwości dyscyplinowania przedsiębiorców sektora, których to dotyczyło. Oznaczało to wszczęcie wobec kilkudziesięciu podmiotów postępowań w sprawie wymierzenia im kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne, za nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji.

Podobnie jak w latach ubiegłych, również w 2003 r. w trakcie prowadzonego procesu koncesjonowania rynku obrotu paliwami ciekłymi, Prezes URE prowadził działania prewencyjne, mające na celu ograniczenie „szarej strefy” w obrocie paliwami ciekłymi, poprzez wskazanie przedsiębiorcom na absolutną konieczność prowadzenia działalności zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa i przestrzegania warunków zawartych w udzielonych im koncesjach. W trakcie licznych spotkań przestrzegano, iż wybierając hurtowego dostawcę paliw, należy sprawdzić jego źródło zaopatrywania się w paliwo oraz czy posiada koncesję na obrót. Informowano również o konieczności każdorazowego domagania się od dostawcy przedstawienia atestu na dostarczane paliwo, niezależnie od tego, czy dostawcą jest pośrednik czy wytwórca. Zalecano unikania dostawców oferujących tanie paliwo. Jak wynika z nadsyłanych do URE informacji, działania te w istotny sposób przyczyniły się do wzrostu świadomości przedsiębiorców w zakresie unikania patologii rynku, których lekceważenie mogłoby skutkować powstaniem kolizji prowadzonej przez nich działalności gospodarczej z obowiązującym prawem.

Istotnym wydarzeniem, stanowiącym m.in. o rozszerzeniu zakresu kompetencji Prezesa URE w obszarze rynku paliw ciekłych, było podpisanie w połowie listopada 2003 r. przez Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej ustawy z 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych. Fakt ten przesądził ostatecznie o wejściu w życie tego aktu prawnego z dniem 1 stycznia 2004 r. Ustawa nakłada na Prezesa URE obowiązek monitorowania rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów. Podstawą do wypełnienia tego ustawowego obowiązku staną się szczegółowe informacje przekazywane Prezesowi URE ze strony wytwórców biokomponentów, producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych oraz dyrektorów izb celnych. W celu usprawnienia realizacji wykonania przez Prezesa URE obowiązków nałożonych opisywaną ustawą, w grudniu 2003 r. zorganizowano szereg spotkań roboczych z przedstawicielami Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Ministra Finansów oraz Polskiej Izby Paliw Płynnych. Celem tych spotkań było ustalenie ram przyszłej współpracy w zakresie gromadzenia i przesyłania Prezesowi URE danych, które umożliwią prowadzenie monitoringu rynku biopaliw ciekłych i paliw ciekłych w skali całego kraju.

5. Wyznaczanie operatorów systemu przesyłowego

Ustawa – Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym od 1 stycznia 2003 r., nakłada na Prezesa URE obowiązek wyznaczenia operatorów systemów przesyłowych oraz operatorów systemów dystrybucyjnych. Definicje operatorów systemu przesyłowego (gazowego i elektroenergetycznego) i dystrybucyjnego, jak również szereg przepisów określających obowiązki operatorów (art. 9c znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne) zostały wprowadzone do prawa energetycznego ustawą z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144). Celem nowelizacji było przede wszystkim dostosowanie polskiego prawa do przepisów Unii Europejskiej, a w szczególności Dyrektywy 98/30/WE (obecnie zastąpionej przez Dyrektywę 2003/55/WE z 26 czerwca 2003 r.).

Ustawowe obowiązki operatorów systemów przesyłowych dotyczą m.in.: zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego i realizacji umów przez prawidłowe zarządzanie sieciami przesyłowymi; prowadzenia ruchu sieciowego w systemie przesyłowym; zapewnienia utrzymania sieci przesyłowej wraz z połączeniami z innymi systemami w sposób gwarantujący niezawodność i jakość dostarczanych paliw gazowych albo energii elektrycznej; dysponowania paliwami gazowymi w źródłach i magazynach gazu ziemnego; zapewnienia odpowiedniej zdolności do przesyłania energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej oraz mocy źródeł energii elektrycznej itd.

W świetle postanowień znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne, operatorzy wyznaczani są decyzją administracyjną, na czas określony.

W 2003 r. do Prezesa URE wpłynęły wnioski Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA oraz Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA o wyznaczenie tych spółek na operatorów systemu przesyłowego odpowiednio: gazowego i elektroenergetycznego.

Co do zasady, przedsiębiorstwa te obecnie zarządzają ruchem systemów przesyłowych w zakresie gazu i energii elektrycznej. Niemniej jednak ustawa – Prawo energetyczne zawiera szereg warunków, które musi spełniać przedsiębiorstwo energetyczne aspirujące do roli operatora systemu przesyłowego, wyznaczonego w trybie administracyjnym przez Prezesa URE (należy to do kompetencji Prezesa), mającego obowiązek dokonania oceny kandydata w aspekcie dochowania warunków ustawowych dotyczących przykładowo:

- formuły prowadzenia działalności przez operatora systemu przesyłowego (zarządzanie ruchem sieciowym sieci przesyłowej powinno być niezależne od wszelkiej innej działalności wykonywanej przez operatora systemu przesyłowego, niezwiązanej z prowadzeniem ruchu sieciowego),
- zarządzania ruchem sieciowym i zapewnienia utrzymania sieci na zasadzie równoprawnego traktowania podmiotów korzystających lub ubiegających się o korzystanie z jego usług i sieci.

W przypadku obu przedsiębiorstw obecna formuła prowadzenia działalności oraz jej zakres powodują, że powyższe warunki nie są spełnione.

Należy jednak dodać, że obaj wnioskodawcy w 2003 r. podjęli działania w zakresie restrukturyzacji. Z przekazanych informacji wynika, że restrukturyzacja ta ma na celu m.in. wyodrębnienie podmiotów, które docelowo będą pełnić rolę operatorów systemów przesyłowych w elektroenergetyce i gazownictwie. Ponieważ procesy restrukturyzacyjne nie doprowadziły w 2003 r. do powstania struktur spełniających warunki dla operatora systemu przesyłowego określone w ustawie – Prawo energetyczne, wnioski o ich wyznaczenie zostały ostatecznie wycofane przez wnioskodawców.

6. Działalność informacyjna

6.1. Publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii

W 2003 r. w „Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki” publikowanych było wiele artykułów, komunikatów i opracowań analitycznych dotyczących rynku energii elektrycznej. Stało się już tradycją i dobrą praktyką, że wiele tematów było rozważanych także w kontekście zwiększania efektywności użytkowania paliw i energii. Problem ten odnosił się nie tylko do przypadków szczegółowych, jak np. wymiany urządzeń na energooszczędne, ale także do zwiększenia efektywności sektora energe-

tycznego, a w konsekwencji do poprawy konkurencyjności całej gospodarki.

W opublikowanym w Biuletynie URE nr 3/2003 sprawozdaniu Prezesa URE z działalności za 2002 r., zawarte zostały wstępne informacje o wywiązywaniu się z obowiązku zakupu „zielonej energii” przez spółki posiadające koncesje na obrót energią elektryczną. W toku prac analitycznych uzyskano wiarygodne dane o wszystkich źródłach energii odnawialnej w naszym kraju przyłączonych do krajowej sieci elektroenergetycznej. W periodyku urzędu opublikowane zostały także definicje pojęć związanych z energetyką i zagadnieniami regulacji („Słownik regulacji i regulatora”). Ponadto zagadnienia racjonalizacji i poprawy efektywności użytkowania paliw i energii oraz problematyka odnawialnych źródeł energii uwzględniana była w cotygodniowym „Przeglądzie Prasy”.

Podczas odbywających się w 2003 r. licznych konferencji naukowo-technicznych, kierowanych do środowisk energetycznych, przedstawiciele Prezesa URE wygłaszali referaty dotyczące jego funkcji regulacyjnych, którymi zainteresowane są przedsiębiorstwa wykorzystujące odnawialne zasoby energii oraz przedsiębiorstwa realizujące projekty instalacji energooszczędnych i racjonalizacji użytkowania energii.

W 2003 r. trwały starania o pozyskanie środków finansowych od UDNP-GEF dla Polskiego Programu Efektywnego Wykorzystania Energii w Napędach Elektrycznych, w którego Komitecie Sterującym zasiada przedstawiciel Prezesa URE. Efektem tych wysiłków było podpisanie stosownych umów umożliwiających rozpoczęcie pierwszego etapu projektu, który będzie realizowany w latach 2004-2008.

6.2. Działalność informacyjno-promocyjna

Działania informacyjno-promocyjne prowadzone są zgodnie z celami i kompetencjami Prezesa URE, wyznaczonymi ustawą – Prawo energetyczne a głównym ich założeniem jest popularyzowanie procesu regulacji oraz wiedzy o transformacji gospodarczej w sektorze. Regulator działając „przy otwartej kurtynie” wyznaje zasadę, że należy prowadzić dialog zarówno z podmiotami gospodarczymi, jak i odbiorcami paliw i energii. Zasada przejrzystości jest bowiem jedną z najważniejszych w dziedzinie regulacji i posiada decydujący wpływ na politykę informacyjną.

W 2003 r. wydano kolejnych sześć numerów dwumiesięcznika „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki” oraz przygotowano do druku nr 1/2004. W numerze 3/2003 Biuletynu opublikowano sprawozdanie Prezesa URE z działalności w 2002 r., a w pozostałych numerach znalazły się artykuły dotyczące szeroko rozumianej problematyki regulacji w sektorze energetycznym (w tym sporą część miejsca poświęcono zagadnieniom regulacji w Unii Europejskiej), których autorami byli w przeważającej części pracownicy urzędu.

Ponadto w Biuletynach na bieżąco zamieszczano informacje o podmiotach ubiegających się o koncesje,

o decyzjach w sprawach koncesji i w sprawach taryf dla koncesjonowanych przedsiębiorstw i o rozstrzygnięciach Prezesa URE w sprawach spornych wraz z uzasadnieniami tych decyzji. Na łamach Biuletynu publikowano także zmiany do ustawy – Prawo energetyczne oraz akty wykonawcze z nią związane.

Należy w tym miejscu wspomnieć o sporym zainteresowaniu tematyką poruszaną na łamach Biuletynu, o czym świadczy duża liczba przedruków artykułów na łamach czasopism branżowych oraz na stronach internetowych portali energetycznych.

Na podstawie art. 31 ust. 5 Prawa energetycznego wydano 56 numerów „Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna” oraz 22 numery „Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Paliwa gazowe”, każdy w nakładzie 100 egz. Zawierały one zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy, zmiany taryf, decyzje odmowne co do ich zatwierdzenia, informacje o umorzeniu postępowania w sprawie ich zatwierdzenia, decyzje odmowne co do zmiany taryf, decyzje odmowne co do zwolnienia z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia oraz informacje o innych decyzjach dotyczących taryf. Wszystkie biuletyny branżowe były na bieżąco prezentowane na stronie internetowej URE.

Zatwierdzone taryfy dla ciepła oraz decyzje Prezesa URE przyznające lub zmieniające koncesje przedsiębiorstwom ciepłowniczym opublikowane zostały we właściwych terytorialnie wojewódzkich dziennikach urzędowych.

Pod koniec 2003 r. ukazała się kolejna, siódma już pozycja z serii wydawniczej *Biblioteka Regulatora*, powołanej przez Prezesa URE w celu popularyzowania teorii i praktyki regulacyjnej i cieszącej się ogromnym zainteresowaniem ze strony przedsiębiorstw energetycznych, odbiorców paliw i energii oraz decydentów politycznych. W książce „Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu” pod redakcją dr Agnieszki Dobroczyńskiej, przybliżono proces liberalizacji energetyki w państwach członkowskich, przedstawiono doświadczenia innych państw, trudności, jakie one napotkały oraz sposoby przyjęte do ich rozwiązania. Ponadto w publikacji zaprezentowano rolę regulatora i instytucji regulacyjnych, rozwiązania stosowane w wybranych państwach członkowskich, podstawy prawne oraz skutki ich implementacji.

W zależności od potrzeb, kierownictwo urzędu udzielało wypowiedzi i wywiadów wszystkim zainteresowanym mediom centralnym i regionalnym. Jak co roku, nasilenie kontaktów z mediami miało miejsce w czerwcu i lipcu podczas zatwierdzania przez Prezesa URE piątych taryf dla energii elektrycznej spółkom dystrybucyjnym. Ponadto wiele kontaktów przypadło na wrzesień, gdy wchodziły w życie pierwsze taryfy spółek gazowniczych wyodrębnionych z Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA. Zainteresowanie mediów skupiało się także na problemie rozwiązania kontraktów długoterminowych (w tym utworzeniu BOT i sekuryty-

zacji części kontraktów), dostępie do usług przesyłowych (zasadzie TPA), rynku bilansującym, monitorowaniu rynku energii elektrycznej, oraz liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazu. Dzięki podtrzymywanym kontaktom z mediami można było dosyć łatwo dotrzeć do bezpośredniego odbiorcy z ważnymi dla regulacji treściami.

W lipcu 2003 r. we współpracy z PTPIREE zostało zorganizowane seminarium „Promowanie konkurencji – lokalne rynki energii”, na którym przedstawiciele sektora elektroenergetycznego mieli okazję podzielić się problemami dotyczącymi barier kształtowania się rynków lokalnych oraz wspólnie zastanowić się nad metodami ich eliminowania. Ponadto przedstawiciele Urzędu Regulacji Energetyki brali udział w licznych seminariach i konferencjach dotyczących stwarzania warunków konkurencji na rynku energii, kształtowania się rynków energii w gminach, problemów korzystania z nabytych uprawnień przez odbiorców TPA.

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

6.3. Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii

Rok 2003 był drugim rokiem istnienia w URE funkcji Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, a jednocześnie pierwszym pełnym rokiem kalendarzowym działalności.

Ogółem w 2003 r. do Rzecznika, za pomocą poczty, poczty internetowej, telefonu, faxu lub przy bezpośrednim spotkaniu dotarło 436 spraw. Większość to zapytania dotyczące zagadnień nośników energii tj. energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych. Pozostałe dotyczyły ogólnych zasad prawa energetycznego.

Wśród zwracających się do Rzecznika dominowały osoby fizyczne pobierające nośniki energii na potrzeby prowadzonych gospodarstw domowych. Byli także przedstawiciele przedsiębiorców. Znaczącą liczebnie grupą korespondentów stanowili miejscy lub powiatowi rzecznicy konsumentów, prowadzący sprawy konsumenckie dotyczące dostaw mediów energetycznych.

Wśród tematyki poruszanej z zakresu **ciepła** dominowały zagadnienia związane z podziałem kosztów ciepła w budynkach wielofunkcyjnych, w tym także pytania o techniczne aspekty stosowania podzielników kosztów ciepła, rodzaje podzielników, sposób ich montowania na grzejnikach i o stosowane algorytmy podziału kosztów. Po serii szczegółowych wyjaśnień dotyczących aspektów prawnych i technicznych można przypuszczać, że szeroko została rozpropagowana wiedza, iż odpowiedzialni za te zagadnienia są wobec lokatorów zarządcy lub właściciele budynków.

W zakresie **energii elektrycznej** stosunkowo dużo pytań dotyczyło spraw nielegalnego poboru energii elektrycznej i wstrzymania dostaw. Znaczącą grupę stanowiły osoby starające się o przyłączenie nowych obiektów do sieci elektroenergetycznej. Dominowały pytania dotyczące sposobu ustalania opłaty przyłączeniowej oraz skargi na ustalanie w projektach umów

przez zakłady zbyt odległego terminu przyłączenia lub nieprecyzyjne określanie warunków i terminu przyłączenia.

W 2003 r. było znacznie więcej pytań w porównaniu z poprzednim rokiem z zakresu **paliw gazowych**. Szczegółne nasilenie nastąpiło po wprowadzeniu w życie nowych taryf przez wyodrębnione ze struktur PGNiG SA spółki dystrybucyjne. Najwięcej kontrowersji wywołuje konstrukcja taryfowa, która powoduje, że odbiorca przechodząc do wyższej grupy taryfowej (o większym rocznym zużyciu) płaci za jednostkę zużytego gazu więcej niż płaciłby będąc w niższej grupie taryfowej. Powinno być dokładnie odwrotnie, a błędy należałoby wyeliminować w następnych taryfach.

Zgłaszający się do Rzecznika odbiorcy otrzymywali wyczerpujące wyjaśnienia o przysługujących odbiorcom prawach oraz o możliwościach dochodzenia swoich racji w sporach z przedsiębiorstwami energetycznymi.

W 2003 r. pojawiły się również sprawy wymagające **interwencji** Rzecznika. Podejmowane one były w przypadku otrzymania sygnałów o nieprawidłowościach, które mogły obejmować większe grupy odbiorców. Przykładem tego rodzaju spraw są interwencje dotyczące wystawiania przez przedsiębiorstwa energetyczne błędnych faktur, zawierających obciążenia, które nie miały uzasadnienia w obowiązujących taryfach. Kolejny przypadek dotyczył interwencji po publikacjach, w niektórych lokalnych gazetach, informacji o planowanej zamianie gazu zaazotowanego na wysokometanowy w kilku miejscowościach północnej Polski. Po interwencji Rzecznika spółka gazownictwa szeroko rozpropagowała informacje dotyczące tej operacji, prostując błędne informacje zamieszczone w artykułach prasowych, a dotyczące m.in. opłat za dostosowanie urządzeń odbiorczych i czasu przerwy w dostawie gazu u poszczególnych odbiorców. Ponadto poprzez zaangażowanie większej liczby wykonawców wyraźnie skrócono czas realizacji całego przedsięwzięcia.

W ramach upowszechniania informacji dotyczących użytkowania paliw i energii, w *Biuletynie URE* zamieszczano artykuły na ten temat oraz opracowywano bądź modyfikowano hasła z *Poradnika Odbiorcy* na stronie

internetowej urzędu. W numerze lipcowym Biuletynu URE opublikowany został artykuł „*Nielegalny pobór paliw i energii – przykład energii elektrycznej*”, którego celem było m.in. uwzględnienie odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania z tej tematyki.

Osobną grupę spraw stanowiły **kontakty z mediami**, które można podzielić na kilka grup: (1) prośba o wyjaśnienia dotyczące opisanej przez czytelnika w liście do redakcji sytuacji; (2) sprostowania lub wyjaśnienia w przypadku, gdy w zamieszczonej publikacji znalazły się nieścisłości lub błędy dezinformujące odbiorców; (3) wypowiedzi na interesujący w danej chwili temat.

7. Charakterystyka ilościowa działalności regulatora

7.1. Koncesje

W 2003 r. proces koncesjonowania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw i energii, magazynowania paliw gazowych i ciekłych, przesyłania i dystrybucji paliw i energii, obrotu paliwami i energią prowadzony był – podobnie jak w latach poprzednich – na podstawie przepisów znowelizowanej w 2000 r. ustawy – Prawo energetyczne (tekst jednolity ogłoszony został w Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504).

7.1.1. Udzielanie koncesji

Ogółem, w 2003 r. wnioski o udzielenie koncesji złożyło 594 przedsiębiorców, natomiast o udzielenie promesy koncesji – 6 przedsiębiorców. W 2003 r. Prezes URE udzielił 501 koncesji (dla 446 przedsiębiorców). Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających co najmniej jedną koncesję wg stanu na dzień 31 grudnia 2003 r. wyniosła 3 670.

W podziale na poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej ilości koncesji udzielonych w 2003 r. oraz, dla porównania, w latach 1998-2002 przedstawione zostały w tabeli 13.

W trakcie roku sprawozdawczego udzielono łącznie 18 promes (dla 10 przedsiębiorców), w tym 7 na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło, 3 – w energię

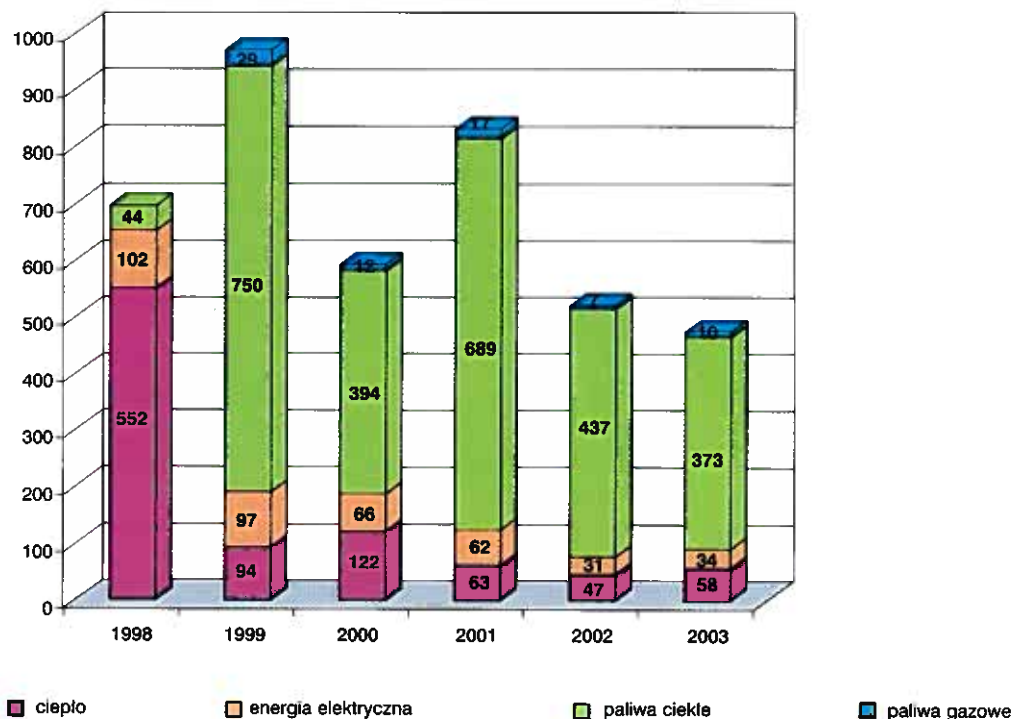
Tabela 13. Zestawienie koncesji udzielonych w latach 1998-2002 (łącznie) oraz w 2003 r.

Rodzaj prowadzonej działalności energetycznej	Obszar koncesjonowania							
	ciepło		energia elektryczna		paliwa ciekłe		paliwa gazowe	
	1998-2002	2003 r.	1998-2002	2003 r.	1998-2002	2003 r.	1998-2002	2003 r.
Wytwarzanie	1 036	27	145	8	75	12	7	0
Magazynowanie					130	14		
Przesyłanie i dystrybucja	1 033	20	258	7	1	0	69	5
Obrót	305	9	330	27	2 583	360	78 ^{*)}	12 ^{**)}
Razem	2 374	56	733	42	2 789	386	154	17

*) W tym 9 decyzji o udzieleniu koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

**) W tym 4 decyzje o udzieleniu koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Rysunek 13. Liczba przedsiębiorstw, posiadających ważne koncesje w dniu 31.12.2003 r. (wg roku udzielenia koncesji i obszaru koncesjonowania)



elektryczną, 8 w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi.

W tym samym okresie umorzono ogółem 208 postępowań administracyjnych wszczętych zarówno z urzędu, jak i na wniosek strony.

W 140 przypadkach, dotyczących głównie obrotu paliwami ciekłymi, postępowania zakończyły się pozostawieniem wniosku bez rozpoznania. W przypadkach, w których wobec wnioskodawców powzięto przypuszczenie, że pomimo braku koncesji prowadzą oni działalność wymagającą jej uzyskania, o podejrzeniu popełnienia wykroczenia określonego w art. 60¹ ust. 1 ustawy z 20 maja 1971 r. – Kodeks wykroczeń (Dz. U. z 1971 r. Nr 12, poz. 114, z późn. zm.), polegającego na prowadzeniu działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji, poinformowano organy ścigania.

W przypadku 48 przedsiębiorców Prezes URE skorzystał z uprawnień zawartego w art. 38 ustawy – Prawo energetyczne i uzależnił udzielenie koncesji na obrót energią elektryczną lub obrót paliwami ciekłymi od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w postaci gwarancji ubezpieczeniowej, gwarancji bankowej, umowy gwarancyjnej z osobami fizycznymi lub osobami prawnymi mającymi siedzibę na terenie Rzeczypospolitej Polskiej. We wszystkich tych przypadkach w trakcie postępowania administracyjnego ustalono, że prowadzona działalność może spowodować powstanie roszczeń osób trzecich, wynikających z niewłaściwego jej prowadzenia. Po złożeniu zabezpieczeń finansowych koncesje zostały udzielone 16 przedsiębiorcom, w pozostałych przypadkach odmó-

wiono wnioskodawcom ich udzielenia bądź postępowania kontynuowane są w 2004 r.

7.1.2. Odmowa udzielenia koncesji

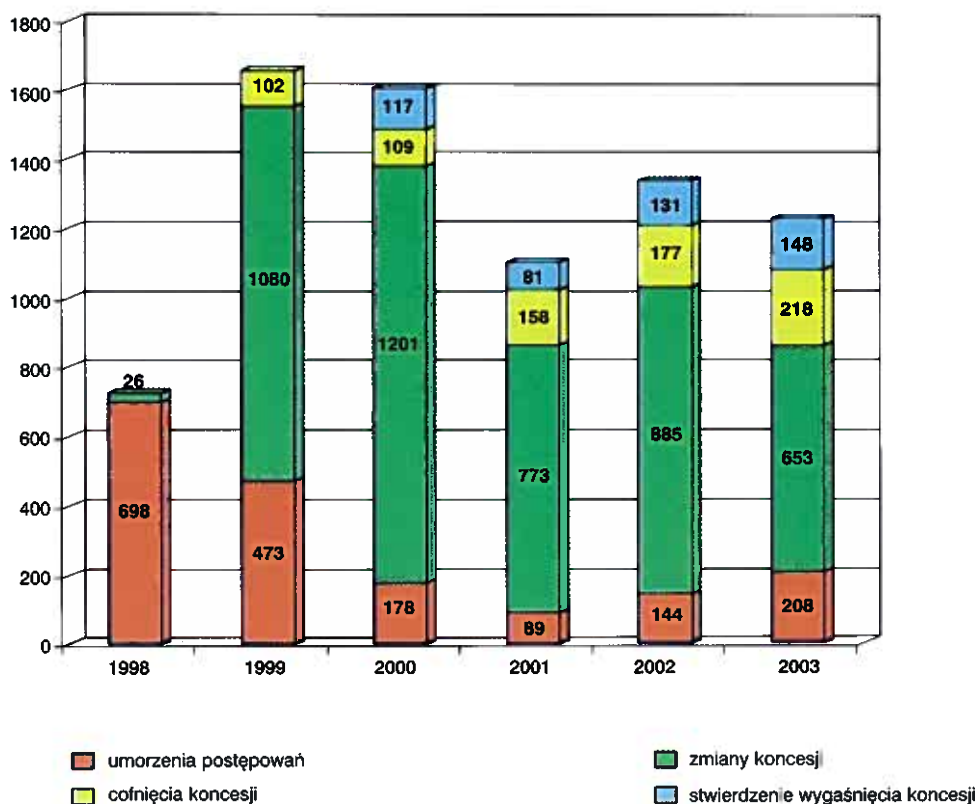
W 2003 r. wydano 43 decyzje o odmowie udzielenia koncesji – w tym 42 na obrót paliwami ciekłymi. Najczęstszym powodem odmów było niezłożenie w wymaganym terminie zabezpieczenia majątkowego wymaganego zgodnie z art. 38 ustawy – Prawo energetyczne.

7.1.3. Zmiany koncesji

W 2003 r. wydano 653 decyzje zmieniające udzielone koncesje. Wnioskowane przez koncesjonariuszy zmiany podyktowane były przede wszystkim:

- koniecznością dostosowania zapisu koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego koncesjonariusza, zaistniałego po przekształceniach własnościowych przedsiębiorstwa,
- rozszerzeniem lub zawężeniem zakresu udzielonych koncesji w związku z przejęciem lub przekazaniem, wyłączeniem lub modernizacją składników majątku służącego prowadzeniu działalności koncesjonowanej,
- wydłużeniem terminu wypełnienia określonych w koncesjach warunków szczególnych wykonywania działalności,
- zmianą nazwy, formy prawnej lub siedziby koncesjonariusza; tu szczególnie liczną grupę stanowiły wnioski o zmianę formy prawnej ze spółki cywilnej na inną (najczęściej jawną),

Rysunek 14. Decyzje o umorzeniu postępowania, zmianie i cofnięciu koncesji oraz stwierdzające wygaśnięcie koncesji w latach 1998-2003



- dostosowaniem zapisów koncesyjnych, określających rodzaje paliw ciekłych oraz sposób prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na obrocie tymi paliwami, do jej rzeczywistego zakresu prowadzonego przez koncesjonariuszy, w celu nadania tym zapisom znaczenia zgodnego z brzmieniem ustawy – Prawo energetyczne.

7.1.4. Cofnięcia, uchylenia, wygaśnięcia koncesji

W 2003 r., w związku z zaprzestaniem działalności, na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, cofniętych zostało 218 koncesji dla 146 przedsiębiorców. W większości przypadków cofnięcie koncesji nastąpiło na wniosek strony; w uzasadnieniu decyzji najczęściej podawanym powodem cofnięcia było zakończenie prowadzenia działalności w zakresie objętym obowiązkiem jej posiadania lub definitywne zakończenie działalności koncesjonowanej przez przedsiębiorcę.

Ponadto wydano 95 decyzji (dla 49 przedsiębiorców) stwierdzających wygaśnięcie koncesji na podstawie art. 162 § 1 pkt 1 Kodeksu postępowania administracyjnego. Decyzje te związane były z ograniczeniem przez przedsiębiorców zakresu prowadzonej działalności do tego stopnia, że nie wymagała ona posiadania koncesji na mocy przepisów art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Odnotowano również wygaśnięcie 53 koncesji w trybie art. 42 ustawy – Prawo energetyczne, w wyniku wykreślenia przedsiębiorców z właściwych rejestrów lub ewidencji.

W 2003 r. wydano 3 decyzje o uchyleniu decyzji w sprawie udzielenia koncesji.

7.2. Zatwierdzanie taryf

7.2.1. Taryfy dla energii elektrycznej

W 2003 r. Prezes URE wszczął 206 postępowań w sprawie zatwierdzenia lub zmiany taryf, z czego 60 postępowań na wniosek spółek dystrybucyjnych, 2 postępowania na wniosek PSE SA i 144 postępowania na wniosek tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej.

Prezes URE wydał 171 decyzji:

- 101 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, w tym:
 - 29 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla spółek dystrybucyjnych;
 - 1 decyzja o zatwierdzeniu taryfy PSE SA;
 - 71 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 42 decyzje o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej, w tym:
 - 7 decyzji dla spółek dystrybucyjnych (4 sprostowania oczywistych pomyłek, 1 zmiana cen i stawek

- opłat, 12 ustaleń współczynników korekcyjnych X w dystrybucji na okres wieloletni);
- 25 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 22 decyzje o umorzeniu postępowania, w tym:
 - 1 decyzja dla spółek dystrybucyjnych;
 - 11 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 6 decyzji o odmowie zatwierdzenia taryf bądź zmian w taryfach, w tym:
 - 3 decyzje dla spółek dystrybucyjnych;
 - 1 decyzja dla PSE;
 - 2 decyzje dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej.

Do końca ubiegłego roku nie rozstrzygnięto 35 postępowań.

7.2.2. Taryfy dla paliw gazowych

W 2003 r. do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wpłynęły 33 wnioski o zatwierdzenie lub zmianę taryf dla paliw gazowych oraz 8 wniosków o przedłużenie terminu obowiązywania taryf stosowanych przez przedsiębiorstwa gazownicze. Postępowania administracyjne w tej sprawie zakończyły się:

- zatwierdzeniem 23 taryf, w tym 15 pierwszych, 4 drugich, 3 trzecich i 1 czwartej,
- odmową zatwierdzenia 5 taryf,
- zatwierdzeniem 3 zmian taryf,
- przedłużeniem terminu obowiązywania 8 taryf,
- umorzeniem 2 postępowań.

7.2.3. Taryfy dla ciepła

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. z 2002 r. Nr 107, poz. 942), do ich właściwości rzeczowej należy m.in. wszczynanie i prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzenia taryf dla ciepła. Do wydawania decyzji administracyjnych w tych sprawach Prezes Urzędu Regulacji Energetyki upoważnił dyrektorów oddziałów.

W ciągu pięciu lat prowadzenia działalności regulacyjnej dotyczącej zatwierdzania taryf dla ciepła – opracowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność gospodarczą

w zakresie zaopatrzenia w ciepło – wydano 2 463 decyzje administracyjne zatwierdzające taryfy dla ciepła. W tabeli 14 przedstawiono liczbę taryf dla ciepła zatwierdzonych w poszczególnych latach, z podziałem na taryfy od pierwszej do piątej, tj. na kolejne taryfy dla regulowanych przedsiębiorstw.

Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło złożyły w 2003 r. w oddziałach URE 607 wniosków dotyczących zatwierdzenia nowych taryf dla ciepła i 303 wnioski dotyczące zmian decyzji zatwierdzających taryfy lub zmiany taryf.

Na 607 wniosków w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła, 507 rozpatrzono pozytywnie, a w 31 przypadkach odmówiono zatwierdzenia taryf wskutek braku ich zgodności z postanowieniami ustawy – Prawo energetyczne oraz przepisami rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Na koniec 2003 r. postępowanie administracyjne było umorzone w 39 przypadkach, zawieszono w 1 przypadku, a kontynuowane w odniesieniu do 27 wniosków. Pozostałe wnioski (2) pozostawiono bez rozpoznania.

Natomiast na 303 wnioski dotyczące zmian decyzji zatwierdzających taryfy lub zmiany taryf dla ciepła uwzględniono 260 wniosków, z tego 243 wnioski o zmianę terminu obowiązywania taryf, 11 wniosków w związku ze zmianami koncesji i 6 wniosków wynikających z innych przyczyn (utworzenie nowych grup odbiorców lub zmiana nazwy przedsiębiorstwa). W 33 przypadkach odmówiono wnioskowanej zmiany, a 1 wniosek pozostawiono bez rozpoznania. Na koniec 2003 r. postępowanie administracyjne było umorzone w odniesieniu do 8 wniosków, a w 1 przypadku – kontynuowane.

W tabelach 15 i 16 (str. 53) podano liczbę zatwierdzonych taryf i zmian dotyczących dotychczas stosowanych taryf dla ciepła w poszczególnych oddziałach URE.

Okres obowiązywania 315 taryf (62%) zatwierdzonych w 2003 r. zakończy się w 2004 r., 158 (31%) – w 2005 r., 30 (6%) – w 2006 r., a 4 taryf – w 2008 r. Część taryf, których okres obowiązywania kończy się w 2005 r. (51 taryf) oraz wszystkie taryfy, których okres obowiązywania kończy się w 2006 r. lub w 2008 r., będzie stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami przez okres równy lub dłuższy niż 24 miesiące. W 2001 r. zatwierdzono 49 takich taryf, w 2002 r. – 102 taryfy, a w 2003 r. uznano, że dla 85 taryf zaistniały przesłanki (w szczegól-

Tabela 14. Liczba taryf dla ciepła zatwierdzonych w latach 1999-2003

Rok	Liczba zatwierdzonych taryf					
	I taryfa	II taryfa	III taryfa	IV taryfa	V taryfa	ogółem
1999	406	–	–	–	–	406
2000	193	220	–	–	–	413
2001	173	281	177	–	–	631
2002	111	114	186	95	–	506
2003	66	112	133	147	49	507

Tabela 15. Liczba taryf dla ciepła zatwierdzonych w 2003 r.

Oddział URE	Ogółem	Taryfa				
		I	II	III	IV	V
Oddział Centralny w Warszawie	36	9	9	8	5	5
Oddział Północno-Zachodni z siedzibą w Szczecinie	58	6	13	14	20	5
Oddział Północny z siedzibą w Gdańsku	59	9	21	13	14	2
Oddział Zachodni z siedzibą w Poznaniu	70	10	7	12	28	13
Oddział Wschodni z siedzibą w Lublinie	51	7	15	11	10	8
Oddział Środkowozachodni z siedzibą w Łodzi	56	3	8	12	27	6
Oddział Południowo-Zachodni z siedzibą we Wrocławiu	52	5	13	18	12	4
Oddział Południowy z siedzibą w Katowicach	70	10	17	20	18	5
Oddział Południowo-Wschodni z siedzibą w Krakowie	55	7	9	25	13	1
Razem	507	66	112	133	147	49

Tabela 16. Liczba zatwierdzonych w 2003 r. zmian dotyczących dotychczas stosowanych taryf dla ciepła

Oddział URE	Ogółem	Taryfa				
		I	II	III	IV	V
Oddział Centralny w Warszawie	21	9	9	3		
Oddział Północno-Zachodni z siedzibą w Szczecinie	28	8	2	16	2	
Oddział Północny z siedzibą w Gdańsku	60	32	19	9		
Oddział Zachodni z siedzibą w Poznaniu	9	2	3	3	1	
Oddział Wschodni z siedzibą w Lublinie	15	5	1	4	5	
Oddział Środkowozachodni z siedzibą w Łodzi	19	3	4	11	1	
Oddział Południowo-Zachodni z siedzibą we Wrocławiu	28	6	12	5	4	1
Oddział Południowy z siedzibą w Katowicach	22	3	5	9	5	
Oddział Południowo-Wschodni z siedzibą w Krakowie	58	16	22	19	1	
Razem	260	84	77	79	19	1

ności dobre rozpoznanie warunków funkcjonowania przedsiębiorstwa i jego stabilna sytuacja ekonomiczna, dostosowanie ewidencji kosztów do wymogów ustawy – Prawo energetyczne, wyeliminowanie subsydiowania skrośnego między poszczególnymi rodzajami prowadzonej działalności gospodarczej i grupami odbiorców, zapewnienie ochrony interesów odbiorców) uzasadniające zatwierdzenie taryf „wieloletnich”. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu zatwierdzono taką taryfę (dla którego ustalono współczynnik korekcyjny X_r , określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w następnym roku w stosunku do poprzedniego roku stosowania taryfy), może po upływie 12 miesięcy od wprowadzenia cen i stawek opłat (nie częściej niż co 12 miesięcy) dostosowywać ceny i stawki opłat do zmieniających się warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zgodnie z zasadami określonymi w § 28 rozporządzenia taryfowego dla ciepła, bez potrzeby występowania do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę taryfy.

7.3. Rozstrzygnięcie sporów

Zgodnie z art. 8 ust. 1 do wyłącznej kompetencji Prezesa URE należy rozstrzygnięcie sporów dotyczących ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych,

o których mowa w art. 4 ust. 2, odmowy przyłączenia do sieci, odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej paliw gazowych lub ciepła albo nieuzasadnionego wstrzymania dostaw.

W 2003 r. prowadzono postępowania w sprawach dotyczących ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych.

W okresie sprawozdawczym wpłynęły 4 sprawy dotyczące świadczenia usług przesyłowych energii elektrycznej oraz 1 sprawa dotycząca świadczenia usług przesyłowych ciepła. Wszystkie one związane były z ustaleniem przez Prezesa URE warunków świadczenia usług przesyłowych o których mowa w art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

W dwóch z rozstrzyganych spraw spór zakończono wydaniem decyzji merytorycznej. W pierwszej z nich orzeczono zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych określając warunki umowy o świadczenie usług przesyłowych energii elektrycznej. W decyzji tej ustalono treść wszystkich spornych postanowień umowy. Od decyzji tej strona wniosła odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Przygotowano także odpowiedź na to odwołanie, w której wniesiono o jego oddalenie.

W drugiej ze spraw postępowanie umorzono. W trakcie prowadzonego postępowania dowodowego oraz podczas rozprawy administracyjnej, strony doszły do

porozumienia co do treści umowy o świadczenie usług przesyłowych i wycofały wniosek o dokonanie ustalenia przez Prezesa URE treści umowy.

W kolejnej ze spraw wszczęto postępowanie o ustalenie warunków świadczenia usług przesyłowych energii elektrycznej. Przed końcem 2003 r. wydano postanowienie na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, nakazujące podjęcie świadczenia usług przesyłowych energii elektrycznej na warunkach określonych we wcześniej orzeczonej decyzji Prezesa URE do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. Ponadto wydano postanowienie o wyznaczeniu rozprawy administracyjnej na 15 stycznia 2004 r. w celu przyspieszenia i uproszczenia postępowania administracyjnego oraz dążenia do doprecyzowania stanowisk stron w zakresie spornych postanowień umowy o świadczenie usług przesyłowych oraz uzgodnienia ich interesów (na podstawie art. 89 Kpa).

W innej sprawie wszczęto postępowanie administracyjne o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego umowy o świadczenie usług przesyłowo-rozliczeniowych. Materiał dowodowy zgromadzono w 2003 r. i wydano postanowienie o wyznaczeniu rozprawy administracyjnej na 2004 r., w celu wyjaśnienia nasuwających się wątpliwości co do wyjaśnień stron oraz co do charakteru umowy zawartej między tymi stronami. Istnieje bowiem wątpliwość, czy jest to umowa przesyłowa czy jedynie umowa o świadczenie usług operatora handlowego. Sprawa ta ma charakter precedensowy, bowiem po raz pierwszy odbiorca uprawniony, korzystający z usług przesyłowych, niezadowolony z narzuconego mu przez spółkę dystrybucyjną sposobu rozliczeń niezbilansowania energii skorzystał z uprawnienia i wszedł na drogę sporu administracyjnego w trybie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego. Prezes URE wielokrotnie był informowany o sztucznym tworzeniu przez spółki dystrybucyjne barier odbiorcom korzystającym z prawa wyboru dostawcy, m.in. poprzez przenoszenie na nich bezpośrednich uregulowań z rynku bilansującego, jednak żaden z odbiorców nie zdecydował się dotychczas na arbitraż regulatora. Wobec braku przepisów precyzyjnie regulujących kwestię ponoszenia kosztów niezbilansowania, ewentualne rozstrzygnięcie Prezesa URE w obecnym postępowaniu w tej sprawie może przyczynić się do unormowania sytuacji i poprawy pozycji odbiorców uprawnionych w negocjacjach ze spółkami dystrybucyjnymi, co może mieć fundamentalne znaczenie dla rozwoju konkurencyjnego rynku energii.

W jednej ze spraw, w związku z uprawomocnieniem się wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 14 maja 2003 r. (sygn. akt XVII Arne 96/02) uchylającego decyzję Prezesa URE z 25 października 2002 r. (znak BPR/1012/975/2002) rozstrzygającą spór w części dotyczącej świadczenia usług przesyłowych ciepła, w sprawie wszczętej z wniosku spółdzielni mieszkaniowych i przedsiębiorstwa ciepłowniczego o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o świad-

czenie usług przesyłowych ciepła przez przedsiębiorstwo energetyki cieplnej i zwrotem akt sprawy przez sąd, zostało podjęte postępowanie administracyjne. W sprawie tej, na koszt stron postępowania powołano biegłego, który w pierwszym kwartale 2004 r. przygotowuje ekspertyzę mającą na celu ustalenie istnienia warunków technicznych i ekonomicznych świadczenia usług przesyłowych ciepła, co pozwoli na wydanie decyzji kończącej zaistniały między stronami spór.

Biegły został powołany na koszt stron postępowania, bowiem Prezes URE posiada pracowników dysponujących wystarczającą wiedzą i kwalifikacjami do rozstrzygnięcia zaistniałego sporu. Tym samym uznał, że nie ma podstaw do powoływania biegłego na koszt Skarbu Państwa, ponieważ organ jest zobowiązany do powołania biegłych tylko wówczas, gdy sam nie posiada wystarczających wiadomości specjalnych. Strony podtrzymały jednak żądanie powołania biegłego, dlatego został powołany na ich koszt; będą one obciążone kosztami postępowania poniesionymi na ich żądanie, a nie wynikającymi z ustawowego obowiązku organów prowadzących postępowanie (art. 262 Kpa).

W okresie sprawozdawczym rozpatrzono 8 spraw spornych dotyczących ustalenia warunków umów o świadczenie usług przesyłowych energii elektrycznej oraz 6 spraw dotyczących umów sprzedaży energii. Wszystkie prowadzone były na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

W pięciu rozstrzyganych sprawach spór zakończono wydaniem decyzji merytorycznej. W przypadku trzech sporów pomiędzy PSE SA a spółkami dystrybucyjnymi, orzeczono zawarcie umowy o sprzedaż energii elektrycznej, określając jej warunki w decyzjach rozstrzygających te spory. Istotą tych rozstrzygnięć było ustalenie warunków zapewnienia należytego uiszczenia płatności za energię elektryczną w sposób niedyskryminujący żadnej ze stron. Od decyzji tych jedna ze stron – sprzedawca energii, tj. PSE SA – wniosła odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W dwóch sprawach dotyczących ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych, odmówiono dokonania zmiany treści umów o świadczenie usług przesyłowych, a przesłanką tego był prawny obowiązek uiszczenia przez odbiorcę wszystkich składników płatności za usługi przesyłowe, jakie zostały określone w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego. W przypadku obu sporów, nabywcy energii kwestionowali ten obowiązek.

W przypadku trzech spraw spornych pomiędzy PSE a spółkami dystrybucyjnymi dotyczących sprzedaży energii elektrycznej wydano decyzje umarżające. Ich przyczyną było zaprzestanie przez spółki dystrybucyjne wykonywania działalności prowadzonych na podstawie koncesji wydanych przez Prezesa URE. Zaprzestanie działalności było spowodowane przeniesieniem majątku na inny podmiot w związku z dokonaną konsolidacją spółek dystrybucyjnych będących stroną sporu.

W pięciu sprawach spornych między wytwórcami energii a spółką dystrybucyjną o świadczenie usług

przesyłowych wydano decyzje umarzające, po dojściu do porozumienia stron w trakcie prowadzonego postępowania administracyjnego.

7.4. Nakładanie kar pieniężnych

Do kompetencji Prezesa URE, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne, należy nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w art. 56.

Wysokość wymierzonej kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu podmiotu, a jeżeli kara związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Niezależnie od kary pieniężnej nałożonej na przedsiębiorstwo Prezes URE może nałożyć karę na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego (w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia).

Ustalając wysokość kary Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe.

Prezes URE działając na podstawie przywołanego przepisu przeprowadził 312 postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

1. Najwięcej – 169 postępowań (54% ogólnej liczby postępowań) dotyczyło nieprzestrzegania obowiązków wynikających z art. 56 ust. 1 pkt 1a, tj. niewywiązania się z obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, o którym mowa w art. 9a ustawy – Prawo energetyczne, z czego w 159 przypadkach wydane zostały decyzje o umorzeniu postępowań. Główną przyczynę umorzeń (138 postępowań) stanowił fakt, iż do sieci elektroenergetycznej, na obszarze której przedsiębiorstwa prowadziły obrót, nie było przyłączonego żadnego odnawialnego źródła energii. Nie posiadając natomiast możliwości korzystania z prawa do usług przesyłowych i kupowania energii ze źródeł odnawialnych przyłączonych do wspólnej sieci, przedsiębiorstwa dokonywały całości zakupów energii elektrycznej ze wspólnej sieci elektroenergetycznej wyłącznie od lokalnej spółki dystrybucyjnej w ramach obrotu regulowanego. Pozostałe 21 umorzeń pozostawało w ścisłym związku ze stanem rynku energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w 2002 r., tj. ilość tzw. energii „zielonej” wytworzonej w kraju w 2002 r. była niewystarczająca, aby zapewnić wszystkim zobowiązanym przedsiębiorstwom energetycznym możliwość jej zakupu w wymaganej rozporządzeniem ilości.

Łączna kwota kar wymierzonych w ramach postępowań prowadzonych w trybie art. 56 ust. 1 pkt 1a w 2003 r. wyniosła 3 358 000 zł.

2. 89 postępowań (29% ogólnej liczby postępowań), wskutek których Prezes URE wymierzył kary w wysokości 79 999,63 zł, zostało wszczętych na podstawie

art. 56 ust. 1 pkt 12, dotyczącego nieprzestrzegania warunków wynikających z koncesji.

81 postępowań (kary na kwotę 64 901,28 zł) dotyczyło niezłożenia w wymaganym terminie corocznego sprawozdania z realizacji nałożonych warunków koncesyjnych. Po otrzymaniu zawiadomienia o wszczęciu postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za niezłożenie w terminie sprawozdania, przedsiębiorstwa dopełniały wynikającego z koncesji obowiązku. Z tego też względu, a także mając na uwadze niewielki stopień szkodliwości działania, w blisko połowie przypadków (41) podjęte zostały decyzje o umorzeniu postępowań, bądź odstąpieniu od wymierzenia kary (3 postępowania).

Pozostałe nieliczne przypadki naruszenia warunków wynikających z koncesji dotyczyły:

- niepowiadomienia o zmianach w przedmiocie i zakresie działalności – 5 postępowań zakończonych wymierzeniem kar na kwotę 4 598,35 zł,
 - przeprowadzenia kontroli niezgodnie z przepisami – 2 postępowania zakończone wymierzeniem kar na kwotę 10 000 zł,
 - stosowania cen i stawek opłat innych niż zatwierdzone w taryfie – 1 postępowanie zakończone wymierzeniem kary na kwotę 500 zł.
3. 35 postępowań (11% ogólnej liczby postępowań), w wyniku których wymierzone zostały kary w wysokości 330 854, 65 zł, wszczęto na mocy art. 56 ust. 1 pkt 5, dotyczącego stosowania cen i taryf nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia.
4. Przedmiotem 10 postępowań (3,2% ogólnej liczby postępowań) było ustalenie, czy przedsiębiorstwa energetyczne zatrudniają osoby bez wymaganych ustawą kwalifikacji – art. 56 ust. 1 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne. Kwota kar orzeczonych na podstawie przywołanego zapisu ustawowego wyniosła 13 537,51 zł.
5. Z uwagi na odmowę udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 7, wszczęte zostały 4 postępowania, zakończone wymierzeniem kar na łączną kwotę 8 879,41 zł.
6. Nieprzestrzeganie przez przedsiębiorstwa art. 56 ust. 1 pkt 5 i 12 ustawy – Prawo energetyczne, czyli stosowanie cen i taryf bez przedstawienia do zatwierdzenia wraz z naruszeniem warunków wynikających z koncesji poprzez niewypełnienie terminu dostosowania treści zawartych umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, nieprzedstawienie corocznego sprawozdania z realizacji nałożonych warunków koncesyjnych, bądź niepowiadomienie o przewidywanych zmianach mających istotny wpływ na warunki prowadzenia działalności, było podstawą wszczęcia 3 postępowań oraz wywołało skutek w postaci wymierzenia kary na kwotę 12 713, 87 zł.

7. Pozostałe jednostkowe przypadki postępowań dotyczyły:

- jednoczesnego nieprzestrzegania zapisów art. 56 ust. 1 pkt 5, 8, 10 i 12, tj. stosowania taryf dla ciepła nie przestrzegając obowiązku przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, utrzymania stanu technicznego urządzeń i sprawności wytwarzania, naruszenia obowiązków wynikających z koncesji oraz prowadzenia ewidencji księgowej niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne – zakończone orzeczeniem kary na kwotę 5 675,49 zł,
- równoczesnego nieprzestrzegania art. 56 ust. 1 pkt 5, 8 i 12 w zakresie stosowania taryf dla ciepła nie przestrzegając obowiązku przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, naruszenia obowiązków wynikających z koncesji – niepowiadomienia o zamiarze przejęcia źródła ciepła, prowadzenia ewidencji księgowej niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne – zakończone wymierzeniem kary na kwotę 1 000,39 zł.

Z uwagi na rodzaj nośnika, charakterystyka ilościowa przedstawia się następująco:

- ciepło – 97 postępowań,
- energia elektryczna – 184 postępowania,
- paliwa gazowe – 2 postępowania,
- paliwa ciekłe – 26 postępowań,
- ciepło i energia elektryczna – 3 postępowania.

Spośród 312 postępowań przeprowadzonych w Urzędzie Regulacji Energetyki, 100 zakończyło się nałożeniem kary pieniężnej, 207 – umorzeniem postępowania (w tym 1 postępowanie zakończone umorzeniem w części podnoszonych zarzutów z równoczesnym nałożeniem kary w odniesieniu do pozostałych naruszeń ustawy – Prawo energetyczne) oraz 6 – odstąpieniem od wymierzenia kary.

Do końca 2003 r. na konto właściwych Urzędów Skarbowych z tytułu wymierzenia 71 kar pieniężnych wpłynęło 282 068,48 zł. W pozostałych przypadkach zostały wysłane upomnienia, bądź trwa proces egzekucji należności.

Ogółem Prezes URE wymierzył kary na kwotę 3 810 066, 95 zł. Wszystkie kary nałożone zostały na przedsiębiorstwa energetyczne – nie karano kierowników przedsiębiorstw energetycznych.

Najwyższa kara wyniosła 950 000 zł, najniższa zaś 100 zł. Wysokość kar, w stosunku do przychodu, wynosiła od 0,00001% do 14,84% przychodu. W większości przypadków kary stanowiły ułamkowe części procentu przychodu, miały bowiem charakter edukacyjno-prewencyjny.

Od 312 decyzji Prezesa URE nakładających kary pieniężne przedsiębiorstwa wniosły 9 odwołań w 2003 r. (2,8% ogólnej liczby postępowań). W dwóch przypadkach Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów

odrzucił odwołania. Pozostałe 7 spraw jest nadal w toku.

7.5. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych

7.5.1. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem

Obowiązek zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła uregulowany był do 30 czerwca 2003 r. przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z 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. W ramach obowiązku, przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną, obowiązane były do zakupu całej oferowanej im energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła ze źródeł przyłączonych do sieci należącej do tego przedsiębiorstwa.

Z 1 lipca 2003 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. z 2003 r. Nr 104, poz. 971), które zmieniło zasady realizacji obowiązku. Rozporządzenie to nakłada przymus zakupu odpowiedniej ilości energii przez wszystkie podmioty będące operatorami systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego elektroenergetycznego. Zgodnie z jego treścią obowiązek uznaje się za spełniony w okresie od 1 lipca 2003 r. do 31 grudnia 2003 r., jeżeli udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii przyłączonych do wspólnej sieci lub wytworzonej we własnych skojarzonych źródłach energii i zużytej na własne potrzeby bądź dostarczonej odbiorcom, z wyłączeniem odbiorców będących operatorami systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego elektroenergetycznego, w dostarczonej w tym okresie ilości energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne tym odbiorcom wynosi nie mniej niż 12,4%. Przy czym obowiązek zakupu dotyczy wyłącznie energii oferowanej podmiotom zobowiązanym przez jej wytwórców.

Ocena realizacji obowiązku mogła być dokonana dopiero po upływie drugiego półrocza 2003 r. Ze wstępnych danych, zgromadzonych na początku 2004 r., wynika, iż obowiązek został zrealizowany. Większość zobowiązanych podmiotów co prawda nie osiągnęła wymaganego poziomu udziału 12,4% energii produkowanej w skojarzeniu, lecz żaden z nich nie odmówił zakupu oferowanej mu tego rodzaju energii.

7.5.2. Kontrola zapasów paliw

W związku z wejściem w życie od 1 stycznia 2003 r. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne zmianie uległy

przepisy dotyczące obowiązku utrzymywania zapasów paliw przez przedsiębiorstwa energetyczne. Znowelizowany art. 10 ust. 1 ustawy stanowi, że przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła są obowiązane utrzymywać zapasy paliw zapewniające utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Tak więc przepis ten nie obliuguje już przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem i dystrybucją paliw gazowych do utrzymywania stosownych zapasów. Na mocy delegacji zawartej w art. 10 ust. 6, Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej wydał 12 lutego 2003 r. rozporządzenie w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338), które zaczęło obowiązywać od 7 kwietnia 2003 r.

Dokument ten w istotny sposób zmienia zasady kalkulacji minimalnych ilości zapasów paliw niezbędnych do utrzymywania przez przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej. Pierwsza zmiana dotyczy wskazania paliw, których zapas powinien być utrzymywany. Do momentu wejścia w życie tego rozporządzenia, obowiązek utrzymywania zapasów paliw dotyczył jedynie paliwa podstawowego, natomiast pomijał paliwa o znikomym znaczeniu dla przedsiębiorstwa. Obecnie obowiązek odnosi się do węgla kamiennego i brunatnego oraz oleju opałowego niezależnie od ilości w jakich są zużywane. Jeszcze bardziej istotna zmiana dotyczy sposobu obliczania wielkości obowiązkowego zapasu. Rozporządzenie odchodzi od powszechnie krytykowanej zasady określania, w okresie zimowym, minimalnego zapasu w odniesieniu do mocy osiągalnej i uzależnia go od historycznego zużycia danego rodzaju paliwa. Natomiast w sezonie letnim, przeciętne dobowe zużycie paliwa nie będzie już ustalane na podstawie danych historycznych pochodzących tylko z jednego roku, a z trzech poprzednich okresów. Ponadto w rozporządzeniu tym wprowadzono współczynniki korekcyjne umożliwiające dostosowywanie wielkości obowiązkowych zapasów do zapotrzebowania w poszczególnych miesiącach, a także płynne przechodzenie z sezonu zimowego na sezon letni.

W oparciu o nowe przepisy, w miesiącach maju i grudniu 2003 r. przeprowadzono kontrole stanu zapasów utrzymywanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. W obu przypadkach zgromadzono informacje od 50 przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła. W tej liczbie znalazły się wszystkie elektrownie systemowe oraz wybrane elektrociepłownie i przedsiębiorstwa ciepłownicze.

W trakcie kontroli przeprowadzanej w maju, sprawdzano wielkość utrzymywanych zapasów wg stanu na 30 kwietnia 2003 r. Spośród 46 przedsiębiorstw zobowiązanych do utrzymywania zapasów węgla kamiennego, w zaledwie 4 stwierdzono niedobór, przy czym nie wpływał on na zagrożenie dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców. Warto zauważyć, że łącznie przedsiębior-

stwa te powinny były zgromadzić ok. 2 mln ton węgla a posiadały na składowiskach ponad 5,3 mln ton. W przypadku przedsiębiorstw stosujących węgiel brunatny utrzymywane zapasy istotnie przewyższały obowiązkowe limity, natomiast w przypadku 2 firm stosujących olej opałowy stwierdzono niedobory wynoszące zaledwie 1 tonę w każdym z nich. Można więc stwierdzić, iż według stanu na 30 kwietnia 2003 r. w kontrolowanych przedsiębiorstwach nie istniało zagrożenie realizacji dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców.

Natomiast w trakcie kontroli przeprowadzanej w miesiącu grudniu, badano wielkość zapasów według stanu na 30 listopada 2003 r. W trakcie kontroli stwierdzono, iż na 44 przedsiębiorstwa stosujące węgiel kamienny aż 8 posiada zapasy niższe od wymaganych. Przy czym sumarycznie dla wszystkich przedsiębiorstw zgromadzono ok. 6,5 mln ton węgla w stosunku do wymaganych ok. 4 mln ton. W odniesieniu do przedsiębiorstw korzystających z węgla brunatnego wymagane limity były wypełnione. Natomiast spośród 28 przedsiębiorstw stosujących olej opałowy, w 3 zapasy były niższe od wymaganych. W stosunku do przedsiębiorstw, w których stwierdzono niedobory zapasów paliw, na podstawie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne zostały wszczęte postępowania administracyjne w celu wymierzenia kary pieniężnej.

Ponadto przeprowadzono doraźną kontrolę w 20 największych elektrowniach i elektrociepłowniach w celu sprawdzenia przygotowania tych podmiotów do sezonu zimowego. W trakcie kontroli sprawdzano stan zapasów paliw na 15 października 2003 r. Ze zgromadzonych informacji wynikało, że najważniejsze podmioty sektora zgromadziły zapasy zapewniające bezpieczną pracę na początku sezonu zimowego. Faktyczne stany zapasów w przedsiębiorstwach ponad dwukrotnie przekraczały wymóg określony w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej dla października. Ponadto przedsiębiorstwa posiadały już zawarte kontrakty na dostawy paliwa, umożliwiające bezpieczną pracę do końca 2003 r. Natomiast umowy na 2004 r. miały być finalizowane w najbliższym okresie.

7.5.3. Kontrola przestrzegania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła

Art. 11 ustawy – Prawo energetyczne dopuszcza możliwość wprowadzenia na czas oznaczony, na terenie kraju lub jego części, ograniczenia w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła w określonych przez ustawę przypadkach. Szczegółowy tryb wprowadzania tych ograniczeń został określony w rozporządzeniu Rady Ministrów z 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostar-

czaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 386).

Stosownie do § 5 ust. 1 tego rozporządzenia, PSE SA zobowiązane są do opracowywania planów wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej, które zgodnie z § 5 ust. 2 podlegają corocznej aktualizacji w terminie do 31 sierpnia. Ponadto na podstawie § 5 ust. 3 pkt 1 plany i ich aktualizacje podlegają uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki.

Jednocześnie przepis § 10 stanowi, iż plany uzgodnione przed dniem wejścia w życie rozporządzenia, uznaje się za plany w rozumieniu § 5.

PSE SA złożyły wniosek o uzgodnienie „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” dotyczącego okresu od 1 września 2003 r. do 31 sierpnia 2004 r. Do udziału w postępowaniu administracyjnym na podstawie art. 31 § 1 pkt 2 i § 2 Kpa zostało dopuszczone Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

Biorąc pod uwagę, że opracowane przez PSE SA przed wejściem w życie rozporządzenia plany i ich coroczne aktualizacje zostały uzgodnione z Prezesem URE, decyzją z 29 sierpnia 2003 r. uznano plan za uzgodniony.

7.5.4. Kontrola wypełnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

Obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych został nałożony, na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną, zapisami art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Szczegółowe zasady realizacji obowiązku zakupu „zielonej” energii zostały określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 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 oraz w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, które z dniem 1.07.2003 r. zastąpiło poprzednie rozporządzenie. W tych aktach prawnych określony został obowiązkowy procentowy udział „zielonej” energii w latach 2001-2010 w wykonanej rocznej sprzedaży energii elektrycznej. Prezes URE sprawuje nadzór nad realizacją przestrzegania powyższego obowiązku w oparciu o art. 56 ust. 1 pkt 1a) oraz ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Wstępna ocena realizacji obowiązku w 2003 r.

Wstępna ocena wykonania w całym 2003 r. obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych przeprowadzona została na podstawie informacji uzyskanych od przedsiębiorstw obrotu na początku 2004 r. Podobnie jak w roku ubie-

głym przedsiębiorstwom energetycznym przesłane zostały wzory tabel sprawozdania, wraz z objaśnieniami, oraz zobowiązano przedsiębiorstwa obrotu do przedłożenia poświadczonych kopii faktur dokumentujących zakupy i sprzedaż „zielonej” energii w 2003 r. Wstępne wyniki przeprowadzonego badania ankietowego przedstawiono w tabelach 17 i 18 (str. 59, 60).

Ze wstępnych informacji wynika, że w 2003 r. całkowita roczna sprzedaż energii elektrycznej przez spółki dystrybucyjne wyniosła 101 482 191 MWh. Natomiast sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, pochodzącej z bezpośrednich zakupów lub wytworzonej we własnych instalacjach, wg sprawozdań wyniosła 1 288 078 MWh. Oznacza to, że udział energii ze źródeł odnawialnych w rocznej sprzedaży energii wyniósł 1,27%. Jednocześnie z zestawienia w tabeli 17 wynika, że tylko jedna spółka dystrybucyjna wykonała obowiązek zakupu na poziomie wynikającym z powołanego rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej, natomiast 28 nie osiągnęło wymaganego udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w wykonanej rocznej sprzedaży.

Sprzedaż energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych przez spółki dystrybucyjne (niezależnie od kierunku sprzedaży) wyniosła w tym okresie 2 619 764 MWh. Natomiast ze struktury zakupów wynika, że 645 556 MWh zakupiono od innych przedsiębiorstw obrotu, a bezpośrednio od wytwórców lub też ze źródeł własnych pozyskano 1 974 211 MWh. Dane te wskazują, że część energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych była przedmiotem wtórnego obrotu. Jednak zakupy „zielonej” energii elektrycznej od innych spółek obrotu nie mogły być uznane za wypełnienie obowiązku wynikającego z rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej. Jedynie zakupy energii dokonywane bezpośrednio od wytwórców lub też wytworzenie we własnych źródłach odnawialnych mogą zostać uwzględnione w analizach.

Do 20 lutego 2004 r. wpłynęły także 193 informacje od pozostałych przedsiębiorstw posiadających koncesje na obrót energią elektryczną. Na podstawie ich wstępnej oceny można stwierdzić, że realizacja obowiązku zakupu wynikającego z rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej przedstawia się podobnie jak w przypadku spółek dystrybucyjnych.

W tabeli 18 przedstawiono dane uzyskane od 13 przedsiębiorstw obrotu mających największy udział w rynku energii elektrycznej. Żadne z nich nie wykonało, obowiązującego w 2003 r., limitu 2,65%. Z otrzymanych sprawozdań wynika, że część przedsiębiorstw obrotu – szczególnie tych mniejszych – nie miała realnych możliwości zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Dokonywały one zakupu energii od lokalnej spółki dystrybucyjnej, na warunkach taryfowych, którą prawie w całości zużywały na własne potrzeby. Dalsza odsprzedaż energii elektrycznej miała znaczenie marginalne. Małe przedsiębiorstwa obrotu tzw. „przemysłówki” często nie korzystają z zasady TPA.

Tabela 17. Zakup i sprzedaż energii elektrycznej z OZE przez spółki dystrybucyjne w roku 2003 (dane wstępne)

Lp	Przedsiębiorstwo	Pozyskanie „zielonej” energii						Sprzedaż „zielonej” energii				„Zielona” energia zaliczona do wypełnienia obowiązku		Sprzedaż energii elektrycznej stanowiąca podstawę obowiązku		Udział „zielonej” energii	
		przeds. obrotu MWh	bezp. dostawcy MWh	produkcja własna MWh	razem MWh	przeds. obrotu MWh	odbiorcom finalnym MWh	razem MWh	przeds. obrotu MWh	razem MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%	MWh	%
1	Beskidzka Energetyka SA	4 000	44 771	0	48 771	0	48 771	0	48 771	48 771	48 771	44 771	2 499 854	1,79	2 499 854	1,79	
2	Będziński Zakład Elektroenergetyczny SA	1 476	68 474	0	69 950	0	69 950	0	69 950	69 950	69 950	68 474	3 112 572	2,20	3 112 572	2,20	
3	Elbląskie Zakłady Energetyczne SA	13 702	1 914	9 985	25 601	0	25 601	0	25 601	25 601	25 601	11 899	1 395 149	0,85	1 395 149	0,85	
4	ENERGA – Gdańska Kompania Energetyczna SA	18 227	31 334	17 268	66 829	0	66 829	0	66 829	66 829	66 829	48 602	3 989 393	1,22	3 989 393	1,22	
5	Energetyka Kaliska SA	71 620	5 887	0	77 507	4	77 503	4	77 503	77 507	77 507	5 887	2 892 355	0,20	2 892 355	0,20	
6	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA	98 752	72 045	0	170 797	0	170 797	0	170 797	170 797	170 797	72 045	10 033 343	0,72	10 033 343	0,72	
7	Grupa Energetyczna ENEA SA	21 491	279 251	7 458	308 200	0	308 200	0	308 200	308 200	308 200	286 709	14 256 939	2,01	14 256 939	2,01	
8	Lubelskie Zakłady Energetyczne SA	50 379	911	0	51 290	240	51 050	240	51 290	51 290	51 290	911	4 433 929	0,02	4 433 929	0,02	
9	Łódzki Zakład Energetyczny SA	13 176	36 955	0	50 131	0	50 131	0	50 131	50 131	50 131	36 955	3 418 668	1,08	3 418 668	1,08	
10	Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	17 260	19 610	0	36 870	0	36 870	0	36 870	36 870	36 870	19 610	3 447 413	0,57	3 447 413	0,57	
11	STOEN SA	69 131	12 680	0	81 811	0	81 811	0	81 811	81 811	81 811	12 680	5 684 865	0,22	5 684 865	0,22	
12	Zakład Energetyczny Białystok SA	22 941	21 840	0	44 781	0	44 781	0	44 781	44 781	44 781	21 840	2 742 132	0,80	2 742 132	0,80	
13	Zakład Energetyczny Częstochowa SA	0	10 760	0	10 760	0	10 760	0	10 760	10 760	10 760	10 760	2 124 977	0,51	2 124 977	0,51	
14	Zakład Energetyczny Jelenia Góra SA	0	14 258	45 863	60 121	44 000	60 121	44 000	60 121	60 121	60 121	16 121	1 563 916	1,03	1 563 916	1,03	
15	Zakład Energetyczny Koszalin SA	10 824	17 452	0	28 276	0	28 276	0	28 276	28 276	28 276	17 452	1 369 205	1,27	1 369 205	1,27	
16	Zakład Energetyczny Kraków SA	48 000	100 311	151 480	299 791	165 000	134 791	165 000	134 791	299 791	299 791	86 791	5 083 677	1,71	5 083 677	1,71	
17	Zakład Energetyczny Legnica SA	18 800	32 273	0	51 073	0	51 073	0	51 073	51 073	51 073	32 273	3 286 833	0,98	3 286 833	0,98	
18	Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA	17 222	77 479	0	94 701	0	94 701	0	94 701	94 701	94 701	77 479	4 131 015	1,88	4 131 015	1,88	
19	Zakład Energetyczny Opole SA	1 330	17 028	31 417	49 775	0	49 775	0	49 775	49 775	49 775	48 445	2 344 954	2,07	2 344 954	2,07	
20	Zakład Energetyczny Plock SA	27 609	8 561	0	36 170	0	36 170	0	36 170	36 170	36 170	8 561	1 733 321	0,49	1 733 321	0,49	
21	Zakład Energetyczny SA w Olsztynie	18 000	10 561	8 951	37 512	0	37 512	0	37 512	37 512	37 512	19 512	1 650 197	1,18	1 650 197	1,18	
22	Zakład Energetyczny Słupsk SA	0	22 073	409	22 481	0	22 481	0	22 481	22 481	22 481	22 481	898 544	2,50	898 544	2,50	
23	Zakład Energetyczny Tarnów SA	26 847	2 785	0	29 632	0	29 632	0	29 632	29 632	29 632	2 785	1 821 362	0,15	1 821 362	0,15	
24	Zakład Energetyczny Toruń SA	0	8 186	568 148	576 334	477 132	99 202	477 132	99 202	576 334	576 334	99 202	3 121 151	3,18	3 121 151	3,18	
25	Zakład Energetyczny Wałbrzych SA	13 880	2 760	4 531	21 171	0	21 171	0	21 171	21 171	21 171	7 291	1 551 928	0,47	1 551 928	0,47	
26	Zakład Energetyczny Warszawa – Teren SA	0	20 742	79 765	100 507	0	100 507	0	100 507	100 507	100 507	100 507	4 683 165	2,15	4 683 165	2,15	
27	Zakład Energetyczny Wrocław SA	0	3 183	63 936	67 119	0	67 119	0	67 119	67 119	67 119	67 119	2 740 321	2,45	2 740 321	2,45	
28	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	32 533	7 448	986	40 967	0	40 967	0	40 967	40 967	40 967	8 434	1 628 067	0,52	1 628 067	0,52	
29	ZEORR SA	28 356	32 482	0	60 838	0	60 838	0	60 838	60 838	60 838	32 482	3 842 946	0,85	3 842 946	0,85	
	Ogółem spółki dystrybucyjne	645 556	984 014	990 197	2 619 766	686 376	1 933 388	686 376	1 933 388	2 619 766	2 619 764	1 288 078	101 462 191	1,27	101 462 191	1,27	
	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	0	69 735	0	69 735	69 735	69 735	69 735	69 735	69 735	69 735	69 735	5 657 640	1,23	5 657 640	1,23	

Tabela 18. Zakup i sprzedaż energii elektrycznej z OZE przez inne przedsiębiorstwa obrotu w roku 2003 (dane wstępne)

Lp	Przedsiębiorstwo	Pozyskanie „zielonej” energii						Sprzedaż „zielonej” energii			„Zielona” energia zaliczona do wypełnienia obowiązku	Sprzedaż energii elektrycznej stanowiąca podstawę obowiązku	Udział „zielonej” energii	
		przeds. obrotu MWh	bezp. dostawcy MWh	produkcja własna MWh	razem MWh	przeds. obrotu MWh	odbiorem finalnym MWh	razem MWh	przeds. obrotu MWh	MWh				%
1	APT Austrian Power Trading Polska Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	435 374	0,00		
2	BH Steel-Energia Sp. z o.o.	10 964	0	0	10 964	10 964	0	10 964	0	10 964	15 240	0,00		
3	Biuro Handlowe Piotr Halaśnik	55 406	16 000	0	71 406	71 406	0	71 406	0	71 406	235 401	6,80		
4	E.ON Polska Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 300 356	0,00		
5	EdF-EnBW Polska Sp. z o.o.	12 140	0	0	12 140	4 610	7 530	12 140	0	16 877	549 675	0,00		
6	EGL Polska Sp. z o.o.	8 000	8 877	0	16 877	16 877	0	16 877	0	16 877	797 697	1,11		
7	Electrabel Polska Sp. z o.o.	3 100	0	0	3 100	0	3 100	3 100	0	3 100	6 441 824	0,00		
8	Elektrim-Volt SA	0	214 748	0	214 748	214 748	0	214 748	0	214 748	2 947 090	7,29		
9	ELBIS Sp. z o.o.	5 031	25 371	0	30 402	30 402	0	30 402	0	30 402	925 559	2,74		
10	ELNORD SA	214 748	310 444	0	525 192	525 192	0	525 192	0	525 192	4 032 751	7,70		
11	Polenergia SA	0	32 331	0	32 331	32 331	0	32 331	0	32 331	549 454	5,88		
12	Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o.	40 751	0	0	40 751	20 282	20 469	40 751	0	40 751	5 175 368	0,00		
13	PSE-Electra Sp. z o.o.	69 735	20 627	0	90 362	69 735	20 627	90 362	0	90 362	4 062 452	0,51		
	Ogółem przedsiębiorstwa obrotu	419 875	628 398	0	1 048 273	996 547	51 726	1 048 273	20 627	628 398	27 468 240	2,29		

Jedne nie mają takich formalnych uprawnień, zaś inne stosownej infrastruktury technicznej.

W dalszej części 2004 r. dokonana zostanie pogłębiona analiza otrzymanych sprawozdań, nastąpi weryfikacja wszystkich danych i określone zostaną przepływy energii między przedsiębiorstwami. W konsekwencji nastąpi sformułowanie ostatecznych wniosków i wskazanie przedsiębiorstw kwalifikujących się do wszczęcia postępowań administracyjnych w sprawie ewentualnego ich ukarania przez Prezesa URE.

Końcowa ocena wykonania obowiązku zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2002 r.

Wyniki wstępnej analizy wypełnienia obowiązku zakupu zostały zawarte w sprawozdaniu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za 2002 r. Dalsze prace analityczne były prowadzone przez cały ubiegły rok co zaowocowało szczegółowym raportem opublikowanym w Biuletynie URE nr 5 z 2003 r.

Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzestrzeganiu przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł. Określając przedsiębiorstwa, w stosunku do których wszczęto postępowanie, Prezes URE kierował się udziałem zakupu „zielonej” energii w odniesieniu do wykonanej całkowitej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo.

Postępowania administracyjne zostały wszczęte w stosunku do 179 przedsiębiorstw, w tym do 22 spółek dystrybucyjnych. W stosunku do 11 następujących przedsiębiorstw Prezes Urzędu Regulacji Energetyki podjął decyzje o nałożeniu kary pieniężnej za nie wykonanie obowiązku w 2002 r.:

- Elbląski Zakład Energetyczny SA,
- Lubelski Zakład Energetyczny SA,
- Zakład Energetyczny Płock SA,
- Zakład Energetyczny Białystok SA,
- Zakład Energetyczny Częstochowa SA,
- Łódzki Zakład Energetyczny SA,
- Polska Energia - PKH Sp. z o.o.,
- PSE - Electra Sp. z o.o.,
- Petro Carbo Chem SA,
- ZOMAR SA,
- EdF-EnBW Polska Sp. z o.o.

Dziewięć ukaranych przedsiębiorstw odwołało się od decyzji Prezesa URE do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Po przeanalizowaniu dokumentów nadesłanych przez pozostałe przedsiębiorstwa energetyczne, wobec których wszczęto postępowanie administracyjne, Prezes URE postanowił odstąpić od wymierzenia kary pieniężnej i postępowanie administracyjne, w tych sprawach, umorzyć. Podejmując takie decyzje Prezes URE brał pod uwagę również związek niewykonania wspomnianego obowiązku ze stanem rynku energii elektrycznej, pochodzącej ze źródeł odnawialnych, na którym ilość „zielonej” energii wytworzonej w kraju w 2002 r. była niewystarczająca, aby zapewnić wszystkim zobowiązanym przedsiębiorstwom energetycznym możliwość jej zakupu w wymaganej rozporządzeniem ilości. Odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej i umorzono postępowania administracyjne w przypadku tych przedsiębiorstw, które udokumentowały starania na rzecz zwiększenia zakupu „zielonej” energii, nie odmawiały zakupu takiej energii żadnemu podmiotowi oferującemu jej dostawę lub odmawiały zakupu jedynie w tych przypadkach, kiedy oferty cenowe były znacznie wyższe od cen stosowanych w dotychczasowych umowach.

Wiele spółek obrotu zgłaszało również techniczne i organizacyjne problemy związane z realizacją ciężkiego na nich obowiązku, głównie dotyczące braku możliwości zakupu energii odnawialnej ze względu na brak prawa dostępu do sieci (zasady TPA).

7.6. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

W roku sprawozdawczym prowadzono działalność polegającą na przygotowywaniu aktów powołania komisji kwalifikacyjnych, aktualizacji aktów powołania już działających komisji oraz dokonywania podsumowania (rozliczenia) z komisjami, którym skończyła się 5-letnia

kadencja (a które nie wystąpiły z wnioskami o ponowne powołanie). Zakres prac uwarunkowany był art. 54 ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966) oraz właściwego rozporządzenia Ministra Gospodarki z 16 marca 1998 r. w sprawie wymagań kwalifikacyjnych ... (Dz. U. z 1998 r. Nr 59, poz. 377 i z 2000 r. Nr 15, poz. 187), obowiązującego do dnia 20 czerwca 2003 r. Od tej daty weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 28 kwietnia 2003 r. (Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828), którego błędy zostały sprostowane obwieszczeniem Prezesa Rady Ministrów z 2 lipca 2003 r. (Dz. U. z 2003 r. Nr 129, poz. 1184). Nowe przepisy prawne wprowadziły kilka istotnych zmian w porównaniu z poprzednimi, do których przede wszystkim należy zaliczyć:

- wprowadzenie świadectw kwalifikacyjnych bez określonego terminu ważności,
- podwyższenie liczby stanowisk pracy do 200 (poprzednio 100) u przedsiębiorców uprawnionych do wnioskowania o powołanie komisji,
- doprecyzowanie określenia stowarzyszeń naukowo-technicznych uprawnionych o wnioskowanie o powołanie komisji (odpowiednie zapisy w ich statutach).

Mając na uwadze powyższe zmiany, Prezes URE 24 lipca 2003 r. wydał „Informację o powoływaniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki komisji kwalifikacyjnych ds. stwierdzania wymagań kwalifikacyjnych osób zajmujących się dozorem i eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych”. Informacja została zamieszczona na stronie internetowej URE (7.08.2003 r.) oraz opublikowana w „Biuletynie URE” nr 5/2003. Ponadto „Informacja ...” została przesłana w sierpniu i we wrześniu wszystkim komisjom (wnioskodawcom), których kadencja kończyła się w 2003 r. oraz w pierwszym kwartale 2004 r.

Tabela 19. Wykaz komisji kwalifikacyjnych (wg właściwości terytorialnej oddziałów terenowych URE)

Lp	Oddział URE	Siedziba oddziału (nr województwa wg GUS)	Liczba komisji kwalifikacyjnych powołanych (i odwołanych) przez Prezesa URE w roku:						Ogólna liczba „czynnych” komisji
			1998	1999	2000	2001	2002	2003	
1	Centralny	Warszawa (14)	35	43	1	9 (12)	1 (1)	1 (4)	74
2	Północno-Zachodni	Szczecin (08, 32)	37	16	1	– (1)	– (6)	– (6)	41
3	Północny	Gdańsk (22, 28)	35	12	–	1 (1)	– (–)	– (–)	47
4	Zachodni	Poznań (04, 30)	47	30	1	– (2)	– (1)	– (2)	73
5	Wschodni	Lublin (06, 20)	44	14	2	2 (–)	1 (3)	– (3)	57
6	Środkowo-zachodni	Łódź (10, 26)	23	48	1	– (3)	1 (3)	2 (3)	66
7	Południowo-Zachodni	Wrocław (02, 16)	40	19	4	1 (1)	2 (6)	– (2)	57
8	Południowy	Katowice (24)	59	38	4	1 (3)	– (5)	– (–)	94
9	Południowo-Wschodni	Kraków (12, 18)	48	20	3	3 (1)	1 (–)	– (1)	73
Razem			368	240	17	17 (24)	6 (25)	3 (22)	582

Realizowane w 2003 r. prace dotyczyły następujących zagadnień:

- powoływania nowych komisji,
- odwoływania członków komisji, w tym całych składów osobowych,
- aktualizacji aktów powołania już istniejących komisji,
- identyfikacji nieprawidłowości występujących w pracach komisji (kontrola),
- działań korekcyjnych związanych z usuwaniem nieprawidłowości występujących w pracach komisji (stwierdzonych w trakcie kontroli),
- działalności informacyjno-instruktażowej.

W 2003 r. Prezes URE powołał 3 nowe komisje kwalifikacyjne. Spośród 54 komisji, którym w 2003 r. kończyła się 5-letnia kadencja, tylko niektóre wystąpiły o ponowne powołanie – w sumie Prezes URE powołał 10 komisji. W pracach 582 działających komisji kwalifikacyjnych (wg stanu na koniec 2003 r.) uczestniczy ponad 6 500 osób. Wykaz komisji kwalifikacyjnych według zasięgu terytorialnego oddziałów terenowych URE ilustruje tabela 19 (str. 61).

W 2003 r. Prezes URE odwołał członków 22 komisji kwalifikacyjnych, powołanych w latach 1998-2002. Pozostałe przypadki odwołań były związane głównie z indywidualnymi rezygnacjami z członkostwa. W sumie odwołanych zostało 119 osób. Oprócz wymienionych przypadków odwołania całych składów osobowych, Prezes URE odwołał również ze składów komisji pojedyncze osoby – w sumie 320 osób (indywidualne akty odwołań), z powodu:

- choroby trwale uniemożliwiającej sprawowanie funkcji – 125 osób,
- nie wywiązywania się z obowiązków członka komisji – 87 osób,
- utraty kwalifikacji umożliwiających powołanie w skład komisji – 108 osób.

W 2003 r. do Prezesa URE wpłynęło 229 wniosków o zmianę zakresu uprawnień komisji i/lub o rozszerzenie ich składu osobowego. Rezultatem rozpatrzenia tego typu wniosków była aktualizacja aktów powołania (nowelizacja) komisji. W 31 przypadkach Prezes URE uznał bezzasadność wniosków i zmian nie przeprowa-

dzo. W rezultacie nowelizowano 198 aktów powołania komisji.

W trakcie weryfikacji dokumentacji wniosków, dokonywano analiz i kontroli załączonych dokumentów. W rezultacie tych prac stwierdzono przypadki nieprawidłowego sporządzania świadectw kwalifikacyjnych (błędy merytoryczne i formalne) ale również innych uchybień w działalności komisji (przekraczanie uprawnień, niewłaściwy skład zespołów egzaminacyjnych itp.). We wszystkich przypadkach, gdy powstało podejrzenie o zaistnienie nieprawidłowości w pracach komisji, kierowano prośbę o sporządzenie sprawozdań z dotychczasowej działalności. Analiza 310 nadesłanych sprawozdań pozwoliła ustalić najczęściej występujące nieprawidłowości, do których należy zaliczyć przekroczenia przez komisje nadanych im uprawnień oraz zawyżanie stawek egzaminacyjnych. W wyniku podjętych czynności wyjaśniających ustalono, że w większości przypadków popełniono błędy jedynie przy sporządzaniu sprawozdań. Natomiast w 5 przypadkach odwołano całe składy osobowe komisji a w 3 sprawach kontynuowane jest postępowanie wyjaśniające. Wymienione dane nie obejmują postępowań prowadzonych w wyniku działań kontrolnych Północnego i Południowego Oddziału Terenowego URE, a które również były zgłoszone do urzędu (3 przypadki).

W 2003 r. przeprowadzono kontrolę aktualności świadectw kwalifikacyjnych członków wszystkich działających wówczas komisji. W jej wyniku stwierdzono, że szereg komisji nie aktualizuje na bieżąco dokumentów kwalifikacyjnych swoich członków. Dotyczyło to 404 komisji kwalifikacyjnych, do których skierowano w trakcie 2003 r. ponad 340 pism monitujących.

Analiza danych liczbowych wskazuje na malejącą w skali kraju liczbę komisji kwalifikacyjnych powołanych przez Prezesa URE. Wobec istniejących regulacji prawnych i przemian restrukturyzacyjnych sektora energetyki, tendencja ta będzie się utrzymywać, a zapowiadane przez ministerstwo przywrócenie terminowości świadectw kwalifikacyjnych (w najbliższej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne) nie będzie miało wpływu na zahamowanie tej tendencji.

Część II. DZIAŁALNOŚĆ ODDZIAŁU CENTRALNEGO I ODDZIAŁÓW TERENOWYCH

Od 1998 r. funkcjonują – na podstawie art. 22 Prawa energetycznego oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. z 2002 r. Nr 107, poz. 942) – oddziały terenowe w Warszawie, Szczecinie, Gdańsku, Poznaniu, Lublinie, Łodzi, Wrocławiu, Katowicach i Krakowie.

Zakres działania Oddziału Centralnego i oddziałów terenowych, stosownie do wymienionego rozporzą-

dzenia oraz udzielonych przez Prezesa URE pełnomocnictw, obejmuje m.in.:

- zatwierdzanie lub odmowę zatwierdzenia taryf dla ciepła,
- rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,
- nakładanie kar pieniężnych, o których mowa w art. 56 ustawy – Prawo energetyczne,
- współdziałanie z delegaturami Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w przeciwdziałaniu prak-

- tykom 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 i wojewodami w zakresie planowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
 - kontrolę kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne,
 - kontrolowanie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii, paliw gazowych i ciepła do odbiorców,
 - wydawanie decyzji administracyjnych w sprawach udzielenia, odmowy udzielenia koncesji lub promesy koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej

w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji ciepła i obrotu nim, wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także zmiany i cofnięcia koncesji w tym zakresie.

Ponadto w 2003 r. obowiązki oddziałów zostały rozszerzone o zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych dla wybranych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie zaopatrzenia w te paliwa.

Oddziały terenowe URE nadal realizują zadania o charakterze lokalnym, co – jak można zaobserwować weryfikując ich działalność – przynosi wymierne efekty w całościowym procesie regulacji dzięki umiejscowieniu regulatora w terenie. Rozpoznawanie potrzeb poszczególnych grup odbiorców, kontrolowanie działania przedsiębiorstw energetycznych działających na terenie właściwych województw, znajomość zmieniających się przepisów prawa i procedur administracyjnych, a także doświadczenie zebrane z okresu kilku lat regulacji, przynosi w rezultacie możliwość skutecznego równoważenia interesów zarówno dostawców jak i odbiorców paliw i energii (szczególnie w ciepłownictwie).

Rysunek 1. Siedziby i zasięg terytorialny oddziałów terenowych URE



1. Oddział Centralny w Warszawie

Właściwość terytorialna Oddziału Centralnego to województwo mazowieckie. Na koniec 2003 r. w oddziale zatrudnionych było 16 osób (14 z wykształceniem wyższym i 2 z wykształceniem średnim). Funkcję dyrektora oddziału od 22 lipca 1998 r. pełni Krystyna Gromczyńska.

1.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne mające siedzibę w woj. mazowieckim (tabela 1) to podmioty o różnym zakresie i skali działania. Charakterystyczne – z uwagi na stołeczny charakter województwa – jest prowadzenie przez część z nich działalności koncesjonowanej także lub tylko poza mazowieckiem.

a) ciepłownictwo

Na koniec 2003 r. w ciepłowniach i kotłowniach koncesjonowanych przedsiębiorców zainstalowanych było łącznie 3 720 MW; koncesjonowane elektrociepłownie dysponowały łącznie 6 526 MW mocy cieplnej osiągalnej. Nadal dominowały źródła opalane węglem kamiennym (rysunek 2).

Wskutek głównie zaprzestania działalności ciepłowniczej bądź jej ograniczenia do zakresu nie podlegającego koncesjonowaniu, liczba koncesjonariuszy w podsektorze ciepłownictwa zmniejszyła się w 2003 r. o 8. Największymi dostawcami ciepła do odbiorców końcowych w 2003 r. pozostawały: Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA, Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „RADPEC” SA, Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o., Ostrołęckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. i Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o. Łącznie przedsiębiorstwa te w 2003 r. sprzedały 43 116 tys. GJ ciepła, tj. o 0,9% więcej niż w 2002 r. (głównie za przyczyną odmiennych warunków atmosferycznych), zarazem jednak odbiorcy tego ciepła zamawiali na koniec 2003 r. o 2,3% mocy cieplnej mniej niż rok wcześniej – 5 902 MW.

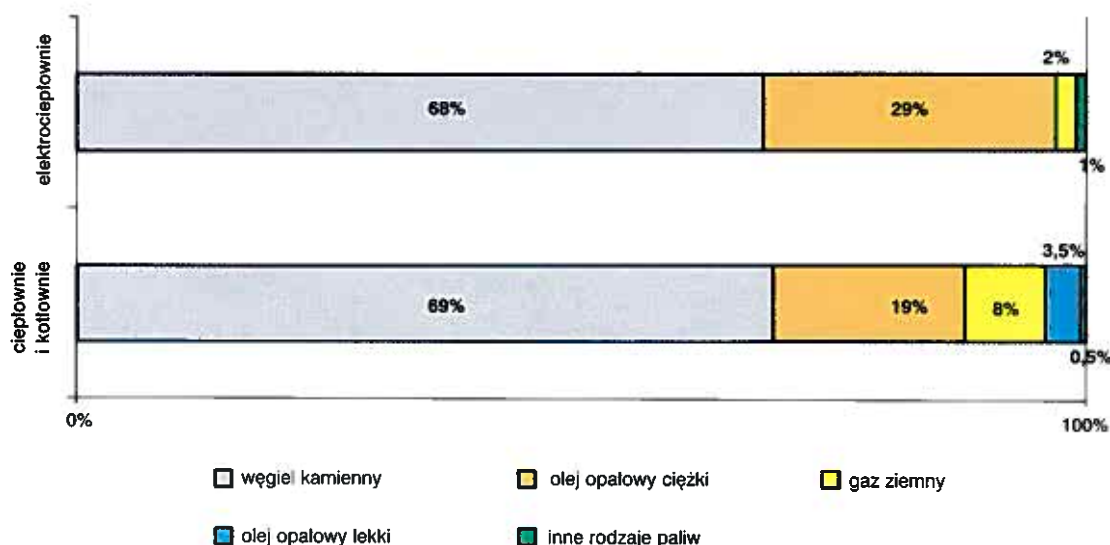
b) elektroenergetyka

Liczba koncesjonariuszy w podsektorze elektroenergetycznym wzrosła w 2003 r. o 10. Głównymi dostawcami energii elektrycznej do jej konsumentów w mazowieckiem nadal były: STOEN SA, Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA, Zakład Energetyczny Płock SA, Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-

Tabela 1. Koncesjonariusze z siedzibą w woj. mazowieckim (stan na 31.12.2003 r.)

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy	Liczba koncesji
Ciepłownictwo	70	142
Elektroenergetyka	60	80
Gazownictwo	18	18
Paliwa ciekłe	466	503
Razem	614	743

Rysunek 2. Struktura mocy zainstalowanej ciepłowni i kotłowni oraz mocy cieplnej osiągalnej elektrociepłowni pod względem podstawowego rodzaju stosowanego paliwa (stan na 31.12.2003 r.)



Kieleckiego SA i Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA. Sprzedaż energii elektrycznej przez te przedsiębiorstwa w 2003 r. wyniosła 19 972 tys. MWh (o 1,9% więcej niż w 2002 r.). Najwięksi zawodowi wytwórcy energii elektrycznej w mazowieckiem to: Elektrownia Kozienice SA, Elektrociepłownie Warszawskie SA, Zespół Elektrowni Ostrołęka SA.

c) gazownictwo

Podsektor gazowniczy powiększył się w 2003 r. o 9 przedsiębiorstw. Największym dostawcą gazu ziemnego do odbiorców finalnych w województwie była Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Sprzedaż gazu przez tego dostawcę w 2003 r. wyniosła 1,6 mld m³.

d) paliwa ciekłe

W 2003 r. liczba przedsiębiorców posiadających koncesje w podsektorze paliw ciekłych zwiększyła się o 49. Choć oznacza to nieco mniejszą dynamikę przyrostu niż rok wcześniej, to zdaje się jednak potwierdzać istniejące wciąż możliwości rozwoju tego segmentu rynku.

e) energetyka odnawialna

Na koniec 2003 r. w podsektorach ciepłownictwa i elektroenergetyki 3 koncesjonariuszy eksploatowało odnawialne źródła energii: jeden z nich wytwarzał ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu (przy wykorzystaniu energii biomasy), jedno przedsiębiorstwo eksploatowało geotermalne źródło ciepła, jedno – przepływową elektrownię wodną.

Mniejsza niż w 2002 r. liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw energetyki odnawialnej nie wiązała się z faktycznym zmniejszeniem liczby podmiotów działających w tym obszarze. W 2003 r. przedsiębiorcy wytwarzającym ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu w źródle opalanym biogazem wysypiskowym, stwierdzono wygaśnięcie koncesji ze względu na ograniczenie zakresu tej działalności do rozmiarów niekoncesjonowanych. Z tego samego powodu, w wypadku innego wytwórcy ciepła w takiej samej technologii, umorzono (wszczęte w 2002 r.) postępowanie w sprawie udzielenia koncesji. Na wniosek kolejnego przedsiębiorcy, wytwarzającego ciepło w przemysłowym procesie technologicznym produkcji celulozy (w tzw. kotle sodowym), stwierdzono wygaśnięcie posiadanej przezeń koncesji.

Jeden z koncesjonariuszy, działający już w obszarze energetyki odnawialnej, poinformował w 2003 r. o zamiarze rozszerzenia zakresu wykorzystania źródeł tej energii.

Odnotowano także jeden wniosek o promesę koncesji na wytwarzanie ciepła w elektrociepłowni, którą nowopowstałe przedsiębiorstwo z Warszawy zamierza zlokalizować w Elblągu. Źródło to ma docelowo osiągać 170 MW mocy cieplnej przy 100 MW zainstalowanej mocy elektrycznej, a paliwem podstawowym ma być mała pensylwańska. Postępowanie w tej sprawie zostanie zakończone w 2004 r.

Pozyskane informacje o działalności w mazowieckiem 5 największych dostawców energii elektrycznej wskazują, że łącznie w 2003 r. wprowadzili oni do sieci 99 tys. MWh (o 4,8% więcej niż w 2002 r.). wytworzonych w 33 źródłach odnawialnych (w tym w elektrowniach wodnych, wiatrowych oraz w jednostkach opalanych biogazem).

1.2. Odbiorcy paliw i energii

a) odbiorcy ciepła

Lokalny rynek ciepła nie podlegał po stronie popytowej znaczącym zmianom. Najwięcej mocy cieplnej u głównych dostawców ciepła w mazowieckiem kontraktowały: Siedlecka Spółdzielnia Mieszkaniowa, Spółdzielnia Mieszkaniowa „Górczewska” w Warszawie, Spółdzielnia Mieszkaniowa „Ustronie” w Radomiu i Spółdzielnia Mieszkaniowa „Wyżyny” w Warszawie. Łącznie odbiorcy ci zamawiali na koniec 2003 r. 196 MW, zakupiwszy w ciągu tego roku 1 520 tys. GJ ciepła.

b) odbiorcy paliw gazowych

Największymi konsumentami gazu ziemnego w 2003 r. nadal pozostawały: Zakłady Przemysłu Tłuszczowego w Warszawie SA, Kasztelan Browar Sierpc SA oraz Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA. Łączna sprzedaż gazu dla tych odbiorców z Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. wyniosła w 2003 r. 25 088 tys. m³.

c) odbiorcy energii elektrycznej

Do największych konsumentów energii elektrycznej należeli w 2003 r.: PKP Energetyka Sp. z o.o., Huta „L.W.” Sp. z o.o. w Warszawie, Intercell Ostrołęka SA, Thomson Multimedia Sp. z o.o., Tramwaje Warszawskie Sp. z o.o. Łączna sprzedaż energii elektrycznej ze spółek dystrybucyjnych działających w mazowieckiem wyniosła w 2003 r. 1 609 tys. MWh.

1.3. Działalność regulacyjna

1.3.1. Koncesjonowanie

W 2003 r. rozpatrywano w sumie 84 sprawy koncesyjne, dotyczące 42 przedsiębiorstw. W porównaniu z 2002 r. oznacza to zwiększenie liczby spraw niemal o 50%. W tych, które zakończono w 2003 r., wydano łącznie 70 rozstrzygnięć, z tego:

- 29 decyzji zmieniających koncesje udzielone 14 przedsiębiorstwom,
- 8 decyzji udzielających koncesji 4 przedsiębiorstwom dopiero wchodzącym na rynek koncesjonowany,
- 2 decyzje udzielające koncesji na nowy zakres działalności 2 przedsiębiorstwom posiadającym już inne koncesje na działalność energetyczną,
- 13 decyzji cofających koncesje 7 przedsiębiorstwom,
- 6 decyzji stwierdzających wygaśnięcie koncesji 4 przedsiębiorstw,

- 4 decyzje o umorzeniu postępowania w sprawie udzielenia lub zmiany koncesji 4 przedsiębiorstwom,
- pozostawiono bez rozpoznania 5 postępowań w sprawie zmian koncesji, dotyczących 5 przedsiębiorstw,
- wydano 2 postanowienia o sprostowaniu oczywistych omyłek w koncesjach 2 przedsiębiorstw,
- zawieszono 1 postępowanie w sprawie zmiany koncesji.

Rozstrzygnięcie pozostałych 14 spraw (dotyczących 8 przedsiębiorstw) przypadnie na 2004 r.; 6 z nich dotyczy zmiany koncesji, 2 – udzielenia promesy koncesji, 4 – udzielenia koncesji, 2 – cofnięcia koncesji.

Najczęstszymi powodami zmian koncesji były zmiany zakresu prowadzonej przez przedsiębiorstwa działalności wskutek przejęcia lub przekazania, bądź wyłączenia lub włączenia do eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych. Cofnięcia koncesji następowały wskutek zaprzestania działalności gospodarczej polegającej na zaopatrywaniu odbiorców w energię. Gdy zakres takiej działalności ograniczył się do rozmiarów nie wymagających posiadania koncesji, na wniosek przedsiębiorcy stwierdzano jej wygaśnięcie.

1.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

a) wnioski taryfowe

W 2003 r. rozpatrywano w sumie 78 wniosków taryfowych, z których 52 dotyczyły zatwierdzenia nowych, zwykle kolejnych taryf dla ciepła, a 26 – zmian decyzji zatwierdzających taryfę lub zmiany samej taryfy.

Postępowania dotyczące wniosków o zatwierdzenie nowych taryf zakończono:

- zatwierdzeniem 36 taryf dla 31 przedsiębiorców, przy czym 10 z tych taryf dotyczyło tylko części działalności koncesjonowanej 4 przedsiębiorstw, prowadzonej na terenie różnych miejscowości,
- odmową zatwierdzenia 6 taryf 5 przedsiębiorstw (2 z tych taryf dotyczyły różnych części działalności 1 przedsiębiorstwa),
- umorzeniem – w wypadku 3 postępowań taryfowych.

Sześć postępowań o zatwierdzenie nowych taryf, wszczętych w 2003 r., będzie kontynuowanych w 2004 r.

Wśród rozpatrywanych wniosków odnotowano szczególny przypadek taryfy przedsiębiorstwa, które w toku postępowania o jej zatwierdzenie rozszerzyło zakres prowadzonej dotychczas na terenie tej samej miejscowości działalności koncesjonowanej (o ciepłownię i sieć ciepłowniczą, wcześniej eksploatowane przez inny podmiot). Okoliczność ta, mająca swoje odzwierciedlenie w zmianie koncesji tego przedsiębiorstwa, skutkowałą koniecznością zmiany (rozszerzenia) wniosku taryfowego. Przedsiębiorstwu zatwierdzono taryfę w części dotyczącej prowadzonej przez nie dotychczas działalności, zaś sprawa pozostałej części tej taryfy zostanie rozstrzygnięta w 2004 r.

Z 26 postępowań w sprawie zmiany decyzji zatwierdzającej taryfę lub zmiany taryfy, 21 zakończono

decyzjami zatwierdzającymi takie zmiany, 4 – odmową zatwierdzenia zmiany oraz 1 – umorzeniem postępowania. Najczęściej przedsiębiorcy występowali z żądaniem zmiany okresu obowiązywania zatwierdzonej taryfy.

b) efekty regulacji

Zatwierdzone w 2003 r. dla 31 przedsiębiorstw taryfy dla ciepła, to dla 5 z nich pierwsze, dla 8 – drugie, dla 8 – trzecie, dla 5 – czwarte i dla 5 – piąte z kolei zatwierdzone taryfy.

Spośród tych przedsiębiorstw, 29 wytwarza w celach gospodarczych ciepło, a 24 dokonuje w takich celach jego przesyłania i dystrybucji.

W zatwierdzonych im w 2003 r. taryfach, wielkości cenowe odnoszące się do działalności polegającej na wytwarzaniu ciepła były średnio wyższe od ostatnio stosowanych o 2,27%, zaś te dotyczące działalności dystrybucyjnej – o 1,56% (przy czym w rachunku tym pominięto jedno przedsiębiorstwo, które dotychczas rozliczało się z odbiorcami w sposób niezgodny z obowiązującymi przepisami – nie ustalając stawek opłat za usługi przesyłowe). Wynikająca stąd prognozowana (przy sprzedaży jak w 2002 r.) zmiana poziomu opłat za ciepło dla odbiorców, wobec których te taryfy będą stosowane, to średnio 2,11%. Propozycje podwyżek, z jakimi początkowo występowały przedsiębiorstwa wynosiły zaś średnio 6,9% (maksymalne żądanie to 47,3% podwyżki!) W wymiarze finansowym oznacza to, że przeprowadzona weryfikacja kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa do kalkulacji taryf dla ciepła pozwoliła na zredukowanie obciążeń odbiorców ciepła o łączną kwotę 71 857 tys. zł. Odpowiada ona rocznym wydatkom na ciepło scentralizowane ponoszonym przez odbiorców w kilkudziesięciotysięcznej aglomeracji.

W 2003 r. kontynuowano proces zatwierdzenia taryf na okresy wieloletnie. Trzem przedsiębiorstwom zatwierdzono taryfy z 2-letnim okresem obowiązywania. Przypadki te dotyczyły 2 czwartych taryf i 1 piątej. Oczekuje się, że tego rodzaju regulacja bodźcowa powinna zachęcić przedsiębiorstwa do redukcji kosztów prowadzenia działalności koncesjonowanej, w nadziei na osiągnięcie zysku.

Dominującą przyczyną odmowy zatwierdzenia taryf było naruszenie zasad określonych w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne. Zmiana art. 47 ust. 2 tej ustawy, która weszła w życie 1 stycznia 2003 r., warunkuje zatwierdzenie taryfy sposobem prowadzenia przez zakładającą ją przedsiębiorstwo energetyczne ewidencji księgowej. W postępowaniach taryfowych sprawdzano, czy przedsiębiorstwo prowadzi w ramach zakładowych planów kont ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów dla działalności związanej z dostarczaniem energii oraz innej działalności i czy w tym pierwszym zakresie dokonuje podziału kosztów na stałe i zmienne, odrębnie dla poszczególnych rodzajów działalności i w odniesieniu do poszczególnych grup taryfowych.

Naruszenie art. 44 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne było w 2003 r. powodem odmowy zatwierdzenia 5 taryf dla 4 przedsiębiorstw. Poza tym, do najpoważniejszych błędów popełnianych przy opracowywaniu taryf należały:

- niezgodny z przepisami podział odbiorców na grupy taryfowe, niespójny z faktycznym zakresem świadczonych usług i towarzyszącym mu poziomem uzasadnionych kosztów przedsiębiorstwa ponoszonych na dostarczanie energii do odbiorców,
- zawyżanie planowanych na okres obowiązywania taryfy kosztów prowadzenia działalności, w szczególności kosztów ogólnozakładowych (poprzez obciążanie działalności koncesjonowanej kosztami ogólnozakładowymi z nią niezwiązanymi) oraz kosztów paliwa (przez planowanie większego zużycia paliwa droższego lub wskutek zawyżania ceny paliwa),
- niezgodne z przepisami sporządzenie kalkulacji cen i stawek opłat do taryfy, np. poprzez: ustalenie w taryfie zróżnicowanych cen za zamówioną moc ciepłą, cen ciepła i cen nośnika ciepła dla grup taryfowych obejmujących odbiorców zaopatrywanych w ciepło wytwarzane w tym samym źródle i w postaci tego samego nośnika,
- zaniżanie sprawności wytwarzania energii lub przesyłowej sieci w stosunku do uzasadnionego ich poziomu, prowadzące do zawyżenia cen i stawek opłat w taryfie.

W 2003 r. kontynuowano praktykę wzywania przedsiębiorstw, z odpowiednim wyprzedzeniem w stosunku do końcowego momentu ważności ich dotychczasowych taryf, do złożenia wniosków o zatwierdzenie kolejnych taryf. Także w stosunku do koncesjonariuszy nie posiadających dotychczas zatwierdzonych pierwszych taryf korzystano z tego rodzaju kompetencji (przysługujących Prezesowi URE na mocy art. 47 ust. 1 Prawa energetycznego). Działania te miały na celu eliminowanie sytuacji, w których odbiorca płaciłby za ciepło po cenach nieuzasadnionych, nie poddanych kontroli powołanego do tego organu.

Pomimo tych działań, na koniec 2003 r., na 70 przedsiębiorstw z siedzibą w woj. mazowieckim, posiadających wówczas koncesję na działalność gospodarczą z zakresu zaopatrzenia w ciepło, 10 przedsiębiorstw nie posiadało obowiązującej – pierwszej bądź kolejnej – taryfy dla ciepła, z czego:

- 6 przedsiębiorstwom odmówiono zatwierdzenia taryfy,
- 1 przedsiębiorstwo, mimo posiadania jeszcze koncesji, nie prowadziło już działalności koncesjonowanej,
- postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla 3 przedsiębiorstw pozostawały w toku.

c) taryfy źródeł odnawialnych

W 2003 r. zatwierdzono 1 taryfę dla ciepła koncesjonariuszowi wytwarzającemu w celach gospodarczych

ciepło z wykorzystaniem energii odnawialnej. Proces ten polega na wytwarzaniu ciepła w elektrociepłowni, w której jeden z kotłów opalany jest biomasa (korą drzewną). Ponadto w produkcji skojarzonej wykorzystywane jest w tej jednostce ciepło zakupywane w obcym źródle, pochodzące z przemysłowego procesu technologicznego produkcji celulozy. Udział tych paliw nie ma jednak większego wpływu na ogólny bilans ciepła i poziom cen w woj. mazowieckim.

d) struktura własnościowa przedsiębiorstw ciepłowniczych a taryfy

Wśród 31 koncesjonariuszy, których taryfy dla ciepła zostały zatwierdzone w 2003 r., były 3 gminy (prowadzące działalność koncesjonowaną w formie zakładu budżetowego lub bezpośrednio), 11 spółek handlowych, których właścicielem większości udziałów (akcji) są gminy oraz 4 spółki, których jedynym właścicielem (akcjonariuszem lub współnikiem) jest skarb państwa; pozostali koncesjonariusze to osoby fizyczne, spółki jawne lub spółki handlowe, w których większościowy udział posiadają prywatni inwestorzy krajowi lub zagraniczni.

Niemal połowę wszystkich zatwierdzonych w 2003 r. taryf złożyły zatem gminy lub spółki z większościowym udziałem gmin. Tak jak w latach ubiegłych, również w 2002 r. (z którego wielkości charakteryzujące działalność koncesjonowaną w zakresie ciepłownictwa stanowiły podstawę do ustalania taryf składanych do zatwierdzenia w 2003 r.) działalność gospodarczą tych jednostek w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji (i ewentualnie obrotu ciepłem) cechowała niska efektywność. Jej rentowność za 2002 r. w 11 z tych jednostek była ujemna i wahała się od -56,4% do -0,73%. Rosnącymi kosztami tej działalności (w części nieuzasadnionymi), przedsiębiorcy należący do tej grupy starali się obciążyć odbiorców. Proponowany przez nich wzrost przychodów wynikający z pierwotnych wersji taryf przedkładanych do zatwierdzenia, w porównaniu z przychodami ustalonymi wg taryf ostatnio stosowanych, z reguły (poza 2 przypadkami) wielokrotnie przekraczał wskaźnik inflacji z 2002 r., wynosząc nawet 38,3%. Mimo posiadanych już od 1998 r. koncesji, 2 gminy w 2003 r. występowały o zatwierdzenie dopiero drugiej taryfy, zaś dla jednej z gmin taryfa dla ciepła zatwierdzona w 2003 r. była pierwszą.

Analizując taryfy przedsiębiorstw będących własnością jednostek samorządowych, nasuwa się wniosek o znikomej działalności większości tych podmiotów na rzecz poprawy efektywności funkcjonowania ich przedsiębiorstw, w tym niedostrzeganie interesów odbiorców. Mimo że zgodnie z art. 7 ust. 1 pkt 3 ustawy z 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2001 r. Nr 142, poz. 1591, z późn. zm.), zadania własne gminy obejmują m.in. zaopatrzenie w energię elektryczną, ciepło i gaz, a w art. 19 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne nałożono na zarządy gmin obowiązek opracowania projektu założeń do planu zaopatrzenia w ww. media, to tylko

10 z 24 gmin woj. mazowieckiego, na terenie których działają przedsiębiorstwa z zatwierdzoną taryfą w 2003 r., posiadało stosowne opracowania.

1.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

Rozpatrywane w 2003 r. w Oddziale Centralnym URE wnioski o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej pochodziły od 5 przedsiębiorstw z woj. mazowieckiego wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. Trzem z nich zatwierdzono nowe taryfy, jednemu dokonano zmiany taryfy dotychczasowej, zaś postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy jednego z nich będzie kontynuowane w 2004 r. Weryfikacja tych wniosków skutkowałą redukcją w sumie o 2 165,9 tys. zł przychodów przedsiębiorstw, w stosunku do tych, jakie uzyskałyby one wg pierwotnie proponowanych taryf (lub ich zmian).

1.3.4. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wydano w 2003 r. 43 decyzje administracyjne, z tego:

- 7 decyzji rozstrzygających spór o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej,
- 1 decyzję rozstrzygającą spór o przyłączenie do sieci ciepłej,
- 5 decyzji rozstrzygających spory o zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej,
- 13 decyzji rozstrzygających spory o zawarcie umowy sprzedaży ciepła,
- 1 decyzję rozstrzygającą spór o zawarcie umowy sprzedaży paliwa gazowego,
- 5 decyzji rozstrzygających spory w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej,
- 2 decyzje rozstrzygające spory w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw ciepła,
- 9 decyzji umarzających postępowania administracyjne (2 decyzje w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, 1 – w sprawie odmowy przyłączenia do sieci gazowej, 1 – w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, 1 – w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła, 3 – w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, 1 – w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw ciepła).

Cztery wnioski (w sprawach odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw ciepła) zostały pozostawione bez rozpoznania, gdyż wnioskodawcy nie uzupełnili w terminie braków formalnych.

Od wydanych decyzji zostało wniesionych 12 odwołań do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, które nie zostały jeszcze rozpatrzone.

W 2003 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalił 5 odwołań od decyzji oraz uchylił 1 decyzję i umorzył postępowanie.

Na koniec 2003 r. w toku pozostawało 11 postępowań administracyjnych (7 w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, 1 – odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, 2 – odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła, 1 – odmowy zawarcia umowy sprzedaży paliwa gazowego).

Na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w 2003 r. zostało wydanych 5 postanowień:

- 2 nakazujące podjęcie dostaw energii elektrycznej,
- 2 nakazujące podjęcie dostaw ciepła,
- 1 odmawiające uwzględnienia wniosku o podjęcie dostaw energii elektrycznej.

Charakter rozstrzyganych spraw oddaje jeden ze sporów dotyczących wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność polegającą na przesyłaniu i dystrybucji energii elektrycznej, wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji ciepła oraz przesyłaniu i dystrybucji paliw gazowych, a także zajmujące się dostarczaniem wody oraz odprowadzaniem ścieków, obciążało odbiorcę oddzielnymi fakturami – stosownie do zawartych umów. Odbiorca uiszczał należności z opóźnieniem. Wpłaty przedsiębiorstwo zaliczało na spłatę wybranego przez siebie długu, naruszając przepisy Kodeksu cywilnego. W postępowaniu ustalono, że w dniu wstrzymania dostaw Odbiorca zalegał z zapłatą za energię elektryczną, jednak nie w wysokości kilku tysięcy – jak twierdziło przedsiębiorstwo – ale kilkuset złotych. Niemniej istniejące zadłużenie upoważniało przedsiębiorstwo, zgodnie z art. 6 ust. 3a ustawy – Prawa energetycznego, do wstrzymania dostaw. Strony sporu nie zanegowały ustaleń faktycznych i prawnych dokonanych w decyzji i nie wniosły odwołań.

1.3.5. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W 2003 r. do Oddziału Centralnego URE wpłynęły 134 skargi, z których 86 dotyczyło energii elektrycznej, 35 – ciepła i 13 – paliw gazowych.

Odbiorcy energii elektrycznej wnosili skargi na bezprawne działania przedsiębiorstw energetycznych, sposób przeprowadzenia kontroli, wstrzymywanie dostaw energii i stwierdzenia nielegalnego jej poboru, a także skargi dotyczące przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz rozliczeń finansowych z tym związanych, zmiany grupy taryfowej, jakości dostaw energii, przebiegu sieci elektroenergetycznej. Wnoszone skargi z zakresu ciepła dotyczyły wstrzymania dostaw, wykonywania umowy sprzedaży ciepła, rachunku za ciepło lub zmiany warunków jego dostawy. Natomiast skargi odbiorców paliw gazowych dotyczyły wysokości rachunków za paliwo gazowe oraz nielegalnego poboru. Skarżący zwracali się również z prośbami o wyjaśnienie obowiązujących przepisów.

Przyczynami wnoszenia skarg i wniosków było w znacznej mierze, w odczuciu skarżących, złe traktowanie ich przez pracowników przedsiębiorstw

energetycznych, polegające na autorytatywnym stwierdzeniu faktów, a nie na wyjaśnieniu zaistniałych okoliczności. Ponad połowa skarg została załatwiona negatywnie dla skarżących, gdyż działaniom przedsiębiorstw energetycznych nie można było zarzucić naruszeń prawa. Gdy stwierdzono takie naruszenie, wzywano przedsiębiorstwo do jego usunięcia, monitorując ten proces. Skargi, do załatwienia których nie posiadano uprawnień (łącznie 46), były zwracane skarżącym z odpowiednim pouczeniem, zgodnie z art. 66 § 3 Kpa. Do wiadomości oddziału przesłano również 23 skargi na działalność przedsiębiorstw. W trzech sprawach podjęto działania mające na celu ustalenie stanu faktycznego.

Rozpatrywane spory i skargi pozwoliły zauważyć, że przedsiębiorstwa energetyczne, posiadając wiedzę o sposobie załatwiania takich spraw przez Prezesa URE, starały się nie powielać nieprawidłowych działań, naruszających przepisy prawa.

1.3.6. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2003 r. przeprowadzono 18 kontroli warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej i we wszystkich wypadkach zostały nałożone kary pieniężne. Stwierdzone nieprawidłowości polegały na:

- nienadestaniu w terminie do 15 kwietnia 2003 r. sprawozdania z realizacji w 2002 r. warunków zawartych w koncesjach (16 przedsiębiorstw),
- niewykonaniu w terminie warunków koncesyjnych dotyczących opomiarowania węzłów cieplnych (1 przedsiębiorstwo),
- niedostosowaniu umów sprzedaży ciepła do przepisów ustawy – Prawo energetyczne (1 przedsiębiorstwo).

b) parametry jakościowe dostaw

Przeprowadzono 4 kontrole dotyczące jakości dostarczanej energii elektrycznej. W 1 przedsiębiorstwie stwierdzono nieprawidłowości, które w wyniku kontroli zostały usunięte.

c) parametry jakościowe obsługi odbiorców

Wykonano 2 kontrole jakości obsługi odbiorców. Stwierdzono nieprawidłowości polegające na umieszczeniu na fakturach i w umowach sprzedaży paliwa gazowego niezrozumiałych dla odbiorców zapisów. Przedsiębiorstwo usunęło te nieprawidłowości.

d) prawidłowość stosowania taryf

Przeprowadzono 17 kontroli dotyczących prawidłowości stosowania taryf (8 w sprawie taryf dla energii elektrycznej, 6 – w sprawie taryf dla ciepła, 3 – w sprawie taryf dla paliw gazowych). W działalności 4 przedsiębiorstw stwierdzono nieprawidłowości, polegające na stosowaniu niezatwierdzonej taryfy, nieuzasadnionej odmowie zmiany grupy taryfowej lub nieprawidłowym

rozliczeniu należności za okres braku prawidłowego pomiaru energii. Na jedno przedsiębiorstwo została nałożona kara pieniężna.

e) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

Kontroli pod względem kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji, poddano w 2003 r. 5 przedsiębiorstw. Nie stwierdzono nieprawidłowości.

f) utrzymywanie zapasów paliw

W 35 wypadkach, w ramach postępowań w sprawach taryf dla ciepła, wzywano przedsiębiorstwa do przedstawiania informacji o realizacji obowiązku utrzymywania zapasów paliw. Nadesłane przez 2 przedsiębiorstwa wyjaśnienia w tym zakresie budziły wątpliwości. Poinformowano o tym odpowiednią komórkę organizacyjną URE, właściwą do kontroli obowiązku utrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zapasów paliw.

1.3.7. Nakładanie kar pieniężnych

W 2003 r. wydano 27 decyzji w sprawach wymierzenia kar pieniężnych. W trzech wypadkach umorzono postępowania administracyjne, a w dwóch odstąpiono od wymierzenia kary (przedsiębiorstwa zaprzestały prowadzenia działalności koncesjonowanej).

Wydano 22 decyzje nakładające kary pieniężne w łącznej wysokości:

- 27 222 zł za stosowanie cen i taryf bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy),
- 26 590,59 zł za nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji (art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy).

Od 2 decyzji przedsiębiorstwa wniosły odwołania; jedno zostało oddalone, w drugim wypadku sprawa nie została jeszcze rozstrzygnięta.

1.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów polegała na współdziałaniu z Delegaturą UOKiK w Warszawie w toku prowadzonych przez nią postępowań:

- antymonopolowego w sprawie stosowania przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych praktyki ograniczającej konkurencję, polegającej na nadużywaniu pozycji dominującej na lokalnym rynku ciepła poprzez narzucanie uciążliwych warunków umów sprzedaży ciepła w zakresie jego pomiaru. Warunki te polegały na szacowaniu zużycia ciepła na koniec roku i przy zmianie taryfy. Delegatura zwróciła się z prośbą o przeanalizowanie części materiału dowodowego w tej sprawie

i dokonanie oceny, czy takie zachowanie przedsiębiorstwa nie przynosi mu nieuzasadnionych korzyści. Przeprowadzone postępowanie wyjaśniające pozwoliło na ustalenie, że brak jest w tym zakresie podstaw do twierdzenia o praktyce przedsiębiorstwa ograniczającej konkurencję;

- wyjaśniającego, czy stosowane przez przedsiębiorstwo zasady rozliczeń za ciepło nie naruszają ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. Delegatura zwróciła się z prośbą o udostępnienie akt oraz o udzielenie informacji o istotnym dla tego postępowania znaczeniu, a także o ustosunkowanie się do kwestii przez nią przedstawionych. Przekazano UOKiK niezbędne dokumenty oraz żądane wyjaśnienia i opinię.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

- prowadzono postępowania wyjaśniające w wyniku pism nadesłanych przez powiatowych rzeczników konsumentów,
- udzielano pisemnych wyjaśnień w sprawach konsumenckich dotyczących dostarczania paliw i energii, a także wyjaśnień telefonicznych (najczęściej w sprawach dotyczących wysokości opłat za ciepło i energię elektryczną),
- wzięto udział w zorganizowanym przez Powiatowego Rzecznika Konsumentów z Grójca spotkaniu z przedstawicielami wspólnot mieszkaniowych, w celu przybliżenia zasad funkcjonowania regulowanego rynku ciepła.

c) współpraca z samorządami lokalnymi

Mając na uwadze obowiązki samorządów lokalnych, wynikające z art. 18 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, zwrócono się do zarządów 314 gmin woj. mazowieckiego z prośbą o przedstawienie informacji nt. projektów założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Ustalono, że 36 gmin posiada takie opracowanie lub zadeklarowało, że prace nad nim zostaną zakończone w 2003 r. 186 gmin nie udzieliło żadnej odpowiedzi na wystąpienie, natomiast informacje zarządów 92 gmin wskazywały, że w 2003 r. nie będą one posiadać projektu takich założeń.

2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie

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

Na 31 grudnia 2003 r. w oddziale zatrudnionych było 14 osób, wszystkie z wykształceniem wyższym, w tym: 3 osoby z wykształceniem prawniczym, 5 – ekonomicznym, 5 – technicznym i 1 – humanistycznym. Studia podyplomowe ukończyło 5 pracowników.

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

2.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Od początku procesu koncesjonowania do 31 grudnia 2003 r. w obrębie właściwości terytorialnej oddziału zostało udzielonych łącznie 369 koncesji i 4 promesy koncesji dla 272 przedsiębiorstw energetycznych.

W 80 koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych łączna zainstalowana moc cieplna wynosi 4 568 MW.

Do największych producentów energii elektrycznej, ciepła oraz dystrybutorów ciepła należą (dane za 2003 r.): Zespół Elektrowni „Dolna Odra” SA w Nowym Czarnowie (sprzedaż: ciepła 4 913 128 GJ, energii elektrycznej 5 634,2 GWh), Elektrociepłownia „Gorzów” SA w Gorzowie Wielkopolskim (sprzedaż: ciepła 1 746 006 GJ, energii elektrycznej 643 GWh), Elektrociepłownia „Zielona Góra” SA w Zielonej Górze (sprzedaż: ciepła 1 799 248 GJ, energii elektrycznej 85,50 GWh), Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Szczecinie (sprzedaż ciepła: 4 795 958 GJ), Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Koszalinie (sprzedaż ciepła: 1 206 487 GJ).

Na terenie obydwu województw działają głównie dwie spółki dystrybuujące energię elektryczną: Zakład Energetyczny Koszalin SA w Koszalinie (sprzedaż energii: 1 255 GWh) oraz od 1 stycznia 2003 r. oddziały wchodzące w skład Grupy Energetycznej ENEA SA

Tabela 2. Struktura sektora energetycznego w zakresie koncesjonowanym na obszarze woj. zachodniopomorskiego i lubuskiego

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy			Liczba koncesji		
	woj. zachodniopomorskie	woj. lubuskie	ogółem oddział	woj. zachodniopomorskie	woj. lubuskie	ogółem oddział
Ciepłownictwo	51	29	80	99	57	156
Elektroenergetyka	13	6	19	24	8	32
Gazownictwo	4	1	5	8	3	11
Paliwa ciekłe	95	71	166	98	72	170
Razem	163	107	270	229	140	369

z siedzibą w Poznaniu: Oddział w Gorzowie Wielkopolskim (sprzedaż energii: 1 199 GWh), Oddział w Szczecinie (sprzedaż energii: 2 552 GWh) i Oddział w Zielonej Górze (sprzedaż energii: 1 702,2 GWh).

Przesyłaniem i dystrybucją gazu oraz jego obrotem na terenie woj. zachodniopomorskiego i lubuskiego zajmują się głównie dwa podmioty: Zakład Gazowniczy Koszalin i Zakład Gazowniczy Szczecin, wchodzące w skład Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Południową część woj. lubuskiego zaopatruje ponadto Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., a niewielką wschodnią część woj. zachodniopomorskiego – Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Ponadto przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem paliwami gazowymi zajmują się przedsiębiorstwa: Gaz – Technologia i Energia Sp. z o.o. w Szczecinie, „Petrico” SA w Karlinie, Gazociągi Zachodniopomorskie Sp. z o.o. w Lubieszynie oraz Odra Media Warta Sp. z o.o. w Międzyrzeczu.

Aktualnie w zasięgu terytorialnym oddziału działa 110 odnawialnych źródeł energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej 94,79 MW. Jest to 8 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 58,66 MW, 7 elektrowni zasilanych biogazem o mocy 2,40 MW oraz 95 elektrowni wodnych o mocy 33,73 MW.

W pasie nadmorskim w rejonie Wolina i Darłowa działają 4 największe w Polsce farmy elektrowni wiatrowych o łącznej mocy przyłączeniowej 58,16 MW. Jedną z tych elektrowni, położoną na południowy wschód od wyspy Wolin, niedaleko wsi Zagórze, o mocy zainstalowanej 30 MW wprowadziła w 2003 r. do sieci elektroenergetycznej 60 000 MWh.

Działające w miejscowości Pyrzyce przedsiębiorstwo GEOTERMIA PYRZYCE Sp. z o.o., wykorzystujące do produkcji ciepła energię wód termalnych oraz gazu ziemnego, sprzedało w 2003 r. 119 200 GJ ciepła. Ponadto w miejscowości Stargard Szczeciński jest na ukończeniu budowa źródła geotermalnego o mocy 14 MW. Przedsiębiorstwo Usług Ciepłowniczych GEOTERMIA STARGARD Sp. z o.o., któremu udzielono promesy koncesji na wytwarzanie ciepła, zakłada produkcję ciepła w granicach 300 000 GJ rocznie.

2.2. Odbiorcy paliw i energii

Dominującymi odbiorcami ciepła są odbiorcy komunalni, czyli spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe oraz towarzystwa budownictwa mieszkaniowego. W największych aglomeracjach miejskich tj. w Szczecinie, Gorzowie Wielkopolskim, Koszalinie i Zielonej Górze, odbiorcy komunalni zakupili 69,7% łącznej ilości ciepła sprzedanego przez przedsiębiorstwa ciepłownicze działające w tych miejscowościach.

W 2003 r. przykładowa struktura sprzedaży największego w regionie dystrybutora ciepła, Szczecińskiej Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., przedstawiała się następująco: budownictwo mieszkaniowe – 66,8%, oświata – 12,9%, handel i usługi – 8,6%, urzędy i instytucje – 5,7%, przemysł – 3,4%, służba zdrowia – 2,6%.

Do największych odbiorców przemysłowych regionu zużywających rocznie energię elektryczną w granicach 90-130 GWh należą: Zakłady Chemiczne „Police” SA, Kronopol Żary, Arctic Paper Kostrzyn SA, ICT Poland Sp. z o.o. Kostrzyn, „Kronspan PL” Sp. z o.o. w Szczecinku oraz PKP ENERGETYKA Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie.

Zakłady Chemiczne „Police” SA są jednocześnie największym odbiorcą gazu ziemnego w rejonie, zużywającym aktualnie ponad 450 mln Nm³ rocznie.

2.3. Działalność regulacyjna

2.3.1. Koncesjonowanie

W 2003 r. oddział wydał łącznie 85 decyzji koncesyjnych. Przedmiotowe decyzje dotyczyły najczęściej rozszerzenia lub ograniczenia zakresu prowadzonej przez koncesjonariuszy działalności energetycznej w zakresie przede wszystkim zmiany ilości i mocy zainstalowanych eksploatowanych źródeł ciepła, jak też zmiany ilości sieci ciepłych oraz konieczności dostosowania zapisów koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego przedsiębiorstwa (50 decyzji). W omawianym okresie sprawozdawczym oddział wydał również 13 decyzji dotyczących udzielenia przedsiębiorcom nowych koncesji oraz promesy koncesji.

2.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Na 31 grudnia 2003 r. spośród 80 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych:

- zatwierdzoną taryfę dla ciepła posiadały 74 przedsiębiorstwa; moc zainstalowana w tych firmach wynosi 4 541 MW, co stanowi 99,4% mocy wszystkich 80 przedsiębiorstw prowadzących działalność koncesjonowaną na terenie oddziału (4 568 MW),
- w trakcie rozpatrywania były 3 wnioski o zatwierdzenie pierwszej taryfy dla ciepła,
- 3 przedsiębiorstwa nie posiadały zatwierdzonej taryfy dla ciepła.

W 2003 r. w oddziale zostało zatwierdzonych 58 taryf dla ciepła (34 w woj. zachodniopomorskim i 24 w woj. lubuskim).

Średni wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat w 2003 r. wyniósł 0,34%, w tym: w woj. zachodniopomorskim 0,30% i w woj. lubuskim 0,46%.

Porównując wskaźniki wzrostu cen i stawek opłat na przestrzeni trzech ostatnich lat (2001, 2002 i 2003), można stwierdzić, iż z roku na rok następuje obniżenie przyrostów cen i stawek opłat w odniesieniu do ostatnio stosowanych, z wartości ponad 9% w 2001 r. do 0,3% w 2003 r. Dane te prezentuje rysunek 3 (str. 72).

Sprzedaż ciepła, wynikająca z przyjętych do kalkulacji wielkości GJ w 58 taryfach dla ciepła, wyniosła ogółem 15 646 073 GJ, z czego aż 53,3% (8 346 477 GJ) przypada na 3 przedsiębiorstwa energetyczne (Zespół Elektrowni „Dolna Odra” SA, Elektrociepłownia „Zielona Góra” SA i Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Koszalinie). Podstawowym

Rysunek 3. Wzrosty cen i stawek opłat w latach 2001-2003

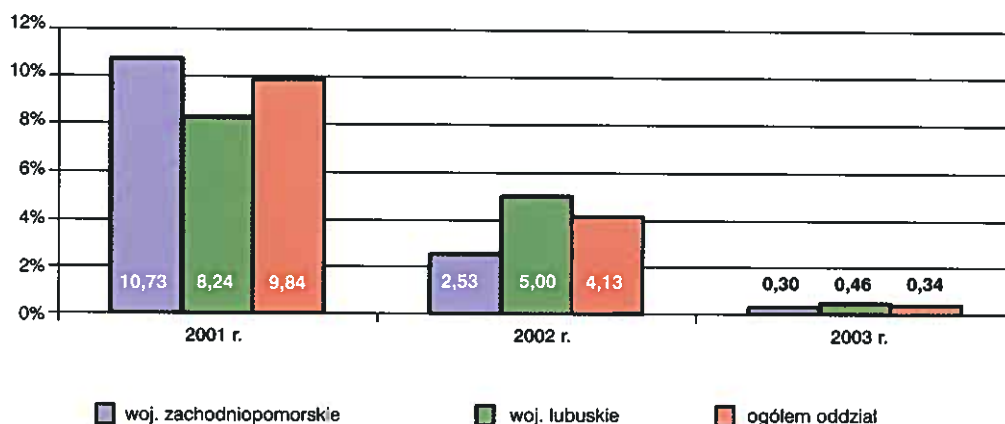


Tabela 3. Struktura sprzedaży ciepła w zależności od paliwa podstawowego w zatwierdzonych w 2003 r. taryfach dla ciepła

Województwo	Udział paliwa podstawowego w sprzedaży ciepła w %						ogółem
	miał węgla kamiennego	węgiel brunatny	inne stałe	gaz ziemny	olej opalowy lekki	pozostałe paliwa	
Zachodniopomorskie	89,1	–	0,2	9,1	0,4	1,2	100
Lubuskie	82,6	0,3	4,8	9,1	2,6	0,6	100
Ogółem oddział	87,4	0,1	1,4	9,1	1,0	1,0	100

paliwem stosowanym w tych przedsiębiorstwach jest miał węgla kamiennego.

Strukturę sprzedaży ciepła wytwarzanego w źródłach ciepła zużywających różne paliwa w 2003 r. w woj. zachodniopomorskim i lubuskim przedstawia tabela 3.

Z tabeli 3 wynika, iż dominującym paliwem podstawowym w sprzedaży ciepła jest miał węgla kamiennego (87,4% ogólnej sprzedaży), znaczenie ma również gaz ziemny (9,1% sprzedaży) a sprzedaż ciepła z innych paliw jest marginalna (granice 1%).

W 2003 r. odnotowano spadek mocy zamawianej przez odbiorców ciepła, wynikający m.in. z prowadzonych działań modernizacyjno-oszczędnościowych. Ogólna wartość mocy zamówionej przez odbiorców w przedsiębiorstwach, którym zatwierdzono taryfę dla ciepła, została obniżona z 2 293,15 MW w roku poprzedzającym do 2 198,60 MW w 2003 r., czyli o 94,55 MW, co stanowi 4,1%.

Średnioważona wskaźnikowa cena wytwarzania ciepła, wynikająca z zatwierdzonych w 2003 r. taryf dla ciepła wynosi 27,99 zł/GJ, w tym: dla woj. zachodniopomorskiego 27,14 zł/GJ, a dla woj. lubuskiego 30,35 zł/GJ.

Średni spadek cen wytwarzania ciepła w odniesieniu do cen ostatnio stosowanych wynosi 0,58% (w tym w woj. zachodniopomorskim spadek o 1,02%, a w woj. lubuskim wzrost 0,52%). Uwzględniając rodzaj stosowanego przez przedsiębiorstwa energetyczne paliwa, w źródłach opala-

nym gazem ziemnym został odnotowany spadek cen o 1,43%, natomiast najwyższy wzrost cen wystąpił w źródłach opalanych olejem opalowym lekkim (wzrost o 1,16%). W źródłach opalanych węglem kamiennym, przy sprzedaży 13 674 634 GJ (87,40% całkowitej sprzedaży ciepła) nastąpił spadek cen o 0,56%.

Średnioważona wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe wynikająca z zatwierdzonych w 2003 r. taryf wynosi 8,68 zł/GJ, w tym: w woj. zachodniopomorskim 8,97 zł/GJ, a w woj. lubuskim 7,97 zł/GJ. Średni wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe w odniesieniu do stawek opłat ostatnio stosowanych wyniósł 3,79% (5,16% w woj. zachodniopomorskim i 0,26% w woj. lubuskim).

Należy podkreślić, że ostateczne wzrosty opłat za ciepło, w przypadku niemal wszystkich przedsiębiorstw energetycznych są niższe od proponowanych przez nie w pierwszych wersjach składanych wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła. Weryfikacja kosztów przyjmowanych przez te podmioty do ustalenia cen i stawek opłat, doprowadziła do obniżenia kosztów uznanych jako uzasadnione, a w konsekwencji do ograniczenia wzrostu cen i stawek opłat dla odbiorców końcowych do poziomu 0,34%. W wyniku tych działań weryfikacja 58 wniosków taryfowych spowodowała zmniejszenie opłat za ciepło, jakie musieliby ponosić jego odbiorcy o kwotę 7,3 mln zł (obniżka cen i stawek opłat o 0,47 zł/GJ).

Tabela 4. Struktura przedsiębiorstw oraz analiza przychodów, cen i stawek opłat w zatwierdzonych w 2003 r. taryfach dla ciepła z uwzględnieniem formy prawnej przedsiębiorstw

Lp	Grupa przedsiębiorstw	Ilość przedsiębiorstw	Struktura (%)	Przychody ogółem (tys. zł)	Struktura przychodów (%)	Średnia wskaźnikowa cena wytwarzania ciepła (zł/GJ)	Średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe (zł/GJ)
1	Jednostki samorządu terytorialnego miast i gmin	3	5,2	5 354,60	0,9	36,48	5,27
2	Spółki akcyjne	8	13,8	200 211,10	35,7	25,67	1,46
3	Spółki z o.o.	40	69,0	308 654,90	55,1	29,23	9,16
4	Spółdzielnie mieszkaniowe	1	1,7	884,30	0,2	39,63	7,64
5	Przedsiębiorstwa państwowe	1	1,7	27 432,50	4,9	34,27	6,90
6	Pozostałe przedsiębiorstwa (spółki jawne i cywilne, osoby prywatne, szpital)	5	8,6	18 077,40	3,2	37,89	4,85
7	Razem	58	100,0	560 614,80	100,0	27,99	8,68

Struktura własnościowa przedsiębiorstw ciepłowniczych a taryfy

Dla 80 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych według stanu na 31 grudnia 2003 r. przeważającymi formami prawno-organizacyjnymi były: spółki z o.o. (51 firm) i spółki akcyjne (13). Wśród innych form występowały jednostki samorządu terytorialnego miast i gmin (6), spółdzielnie mieszkaniowe (2), przedsiębiorstwa państwowe (1) oraz pozostałe przedsiębiorstwa (spółki jawne, spółki cywilne, osoby prywatne, szpital – 7).

Natomiast dane dotyczące 58 przedsiębiorstw, którym zatwierdzono w 2003 r. taryfy przedstawia tabela 4.

Z powyższego zestawienia wynika, iż średnia wskaźnikowa cena wytwarzania ciepła (25,67 zł/GJ) oraz średnia wskaźnikowa stawka opłat za usługi przesyłowe (1,46 zł/GJ) w taryfach zatwierdzonych w 2003 r. są najniższe w spółkach akcyjnych, których udział w przychodach stanowi 35,7%.

2.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2003 r. oddział rozpatrywał również kolejne (piąte) wnioski o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z ciepłem 2 przedsiębiorstw energetycznych, tj. Elektrociepłowni Zielona Góra SA i Zespołu Elektrowni Dolna Odra SA (Elektrownia Szczecin). Łączna ilość ciepła wytwarzanego w skojarzeniu z energią elektryczną w tych przedsiębiorstwach wyniosła 3 974 275 GJ, przy łącznej sprzedaży energii elektrycznej w wysokości 337 700 MWh. Weryfikacja przedstawionych taryf dla układów skojarzonych przyczyniła się do obniżenia obciążenia dla odbiorców energii elektrycznej o kwotę 4,6 mln zł w stosunku do pierwotnych propozycji przedsiębiorstw.

2.3.4. Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W 2003 r. oddział rozpatrywał po raz pierwszy wnioski przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi. Jedno z prowadzonych postępowań zostało zakończone wydaniem decyzji o odmowie zatwierdzenia taryfy.

2.3.5. Rozstrzyganie spraw spornych

W okresie sprawozdawczym prowadzono 19 postępowań, z których 13 zostało zakończonych decyzjami administracyjnymi, natomiast 6 spraw jest w toku postępowania dowodowego:

- 7 wniosków dotyczyło ustalenia treści lub zmiany warunków zawartych z przedsiębiorstwami energetycznymi umów,
- 12 wniosków dotyczyło wszczęcia postępowania w przedmiocie stwierdzenia nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, ciepła lub paliwa gazowego.

W omawianym okresie sprawozdawczym pojawiła się nowa kategoria spraw spornych rozpatrywanych przez oddział, związanych z wysokością opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W przedmiotowych sprawach zastrzeżenia podmiotów przyłączanych wzbudziły zasady obliczania przez przedsiębiorstwo sieciowe wielkości mocy przyłączeniowej budynków wielolokalowych, zgodnie z którymi moc przyłączeniową dla tego typu budynków należało określać jako arytmetyczną sumę mocy zapotrzebowanej wszystkich lokali w przyłączanym budynku.

Na wniosek podmiotów ubiegających się o przyłączenie, w minionym okresie sprawozdawczym oddział wszczął 2 postępowania administracyjne w sprawie ustalenia spornego warunku umowy o przyłączenie do

sieci elektroenergetycznej, w zakresie wysokości opłaty za przyłączenie. W jednym przypadku rozstrzygnięcie zapadło w 2003 r., natomiast w kolejnym, po zakończeniu postępowania dowodowego w grudniu 2003 r., decyzja została wydana na początku 2004 r.

Opierając się na przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych, odnoszących się do zasad wyznaczania mocy przyłączeniowej, oddział ustalił przedmiotową decyzją sporną wysokość opłaty przyłączeniowej. W decyzji tej podzielono stanowisko wnioskodawcy i stwierdzono, iż właściwe jest określenie opłaty przyłączeniowej dla budynków wielolokalowych, jako sumy mocy zapotrzebowanej poszczególnych lokali zasilanych z jednego miejsca dostarczania energii, skorygowanej tzw. współczynnikiem jednoczesności poboru mocy zależnym od ilości odbiorów zasilanych z tego miejsca. Stwierdzono jednocześnie, iż przy wyznaczaniu mocy przyłączeniowej w budownictwie wielorodzinnym, zasadne jest stosowanie współczynników jednoczesności, celem ustalenia optymalnego doboru elementów sieci, stosownie do ich rzeczywistego obciążenia – z uwagi na niskie prawdopodobieństwo wykorzystywania mocy maksymalnej jednocześnie przez wszystkich mieszkańców. Przyjęcie poglądu odmiennego prowadziłoby do pobierania przez przedsiębiorstwa energetyczne opłaty przyłączeniowej w nieuzasadnionej ekonomicznie wysokości (nie wynikającej z technicznych parametrów projektowanego przyłącza).

Od decyzji wydanej w omawianym okresie sprawozdawczym przedsiębiorstwo energetyczne wniosło odwołanie, które oczekuje aktualnie na rozpoznanie przez sąd.

2.3.6. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W 2003 r. do oddziału wniesiono 130 skarg dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych, w tym: 39 w zakresie energii elektrycznej, 62 w zakresie ciepła, 12 dotyczących gazu i 17 w innym zakresie.

Pośród spraw nie wymagających wszczęcia postępowania administracyjnego, 127 zostało zakończonych poprzez udzielenie zainteresowanym, po ustaleniu okoliczności faktycznych i prawnych, odpowiedzi w oparciu o przepisy ustawy – Prawo energetyczne oraz zebrane materiały dowodowe i wyjaśnienia przedsiębiorstw energetycznych.

2.3.7. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Stało się zasadą w oddziale, iż monitorowanie warunków koncesji prowadzone jest na bieżąco, z inicjatywy urzędu w toku postępowań koncesyjnych i taryfowych, jak również w zależności od wpływających do urzędu skarg odbiorców na działalność przedsiębiorstw koncesjonowanych. Ogółem w roku ubiegłym stwierdzono 23 nieprawidłowości odnośnie wykony-

wania warunków koncesyjnych. Przeprowadzone kontrole wykazały w szczególności brak posiadania koncesji przez przedsiębiorstwa objęte obowiązkiem koncesyjnym, niepoinformowanie oddziału o dokonanych zmianach w zakresie lub przedmiocie prowadzonej przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne działalności, jak również zaniechanie obowiązku informowania urzędu o zakończeniu prowadzonej działalności koncesjonowanej. Nieprawidłowości polegały również na niewypełnieniu warunków koncesyjnych polegających na dostosowaniu umów z odbiorcami do obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne oraz niezłożeniu w wymaganym terminie sprawozdań koncesyjnych:

- w 3 przypadkach koniecznym stało się wszczęcie z urzędu postępowań w sprawie nieprzestrzegania przez przedsiębiorstwa ciepłownicze warunków koncesyjnych, które zakończyły się wymierzeniem im kar pieniężnych,
- w 7 przypadkach cofnięto koncesje przedsiębiorcom, po bezspornym stwierdzeniu przez oddział, iż dane przedsiębiorstwo zaprzestało i nie zamierza podejmować wykonywania działalności koncesjonowanej.

W wyniku jednego z postępowań wyjaśniających prowadzonego na skutek skargi odbiorcy ustalono, że przedsiębiorca, po wygaśnięciu promesy koncesji na wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła, nie wystąpił o uzyskanie wymaganej ustawą – Prawo energetyczne koncesji, pomimo kontynuowania działalności objętej obowiązkiem jej uzyskania. Po bezskutecznym upływie terminu wyznaczonego przedsiębiorcy przez oddział na złożenie wniosku koncesyjnego, skierowano zawiadomienie na policję o prowadzeniu przez przedsiębiorstwo ciepłownicze działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji ciepła bez wymaganej prawem koncesji. W wyniku apelacji wyrokiem Sądu Okręgowego została utrzymana w mocy kara pieniężna za wykroczenie polegające na prowadzeniu działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji.

b) prawidłowość stosowania taryf

Działalność kontrolna w zakresie prawidłowości stosowania taryf wynikała zarówno z inicjatywy oddziału, jak i wpływających zapytań oraz skarg. Kontrole dotyczyły taryf dla ciepła (22 sprawy), taryf dla energii elektrycznej (3 sprawy) i taryf dla paliw gazowych (2 sprawy). W sumie skontrolowano taryfy 27 przedsiębiorstw energetycznych stwierdzając nieprawidłowości w 14 przypadkach (10 dotyczyło taryf dla ciepła, 2 taryf dla energii elektrycznej i 2 taryf dla paliw gazowych).

c) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

W 2003 r. w oddziale przeprowadzono 9 kontroli, których przedmiotem było sprawdzenie kwalifikacji osób zajmujących się w przedsiębiorstwach energetycznych

eksploatacją określonych urządzeń, instalacji i sieci energetycznych.

Efektom 6 kontroli, podczas których stwierdzono nieprawidłowości, były postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia przedsiębiorstwom energetycznym kar pieniężnych za zatrudnianie osób bez kwalifikacji wymaganych ustawą – Prawo energetyczne.

Istotnym i pożądanym efektem przeprowadzonych kontroli było uporządkowanie przez kontrolowane przedsiębiorstwa zagadnień związanych ze świadczeniami kwalifikacyjnymi poprzez ich aktualizację i uzupełnienie brakujących zakresów uprawnień.

2.3.8. Nakładanie kar pieniężnych

W 2003 r. w oddziale wszczęto 16 postępowań w sprawach nałożenia na przedsiębiorstwa energetyczne kar pieniężnych, z czego:

- 6 postępowań dotyczyło kontroli kwalifikacji osób zatrudnionych na stanowiskach dozoru i eksploatacji urządzeń, sieci i instalacji energetycznych,
- 2 postępowania dotyczyły nieprzestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków wynikających z koncesji, polegających na składaniu sprawozdań z działalności koncesjonowanej,
- 7 postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za stosowanie cen i stawek opłat bez przestrzegania obowiązku przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE,
- 1 postępowanie za uchylenie się od udzielenia informacji na temat prowadzonej przez koncesjonariusza działalności gospodarczej.

W 12 przypadkach w 2003 r. wymierzono kary pieniężne.

2.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

W ramach podejmowanych z UOKiK wspólnych działań, analizie i ocenie pod kątem zgodności z przepisami ustawy – Prawo energetyczne poddano w oddziale zapisy umów stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne w stosunkach z odbiorcami. Były to przede wszystkim wzorce umów sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług przesyłowych ustalone przez Zakład Energetyczny Koszalin SA oraz zapisy wzorów umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej stosowane przez Grupę Energetyczną ENEA SA z siedzibą w Poznaniu. Najbardziej problematyczne kwestie dotyczyły możliwości wypowiedzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne umowy dostawy energii bez zachowania terminu wypowiedzenia w przypadku stwierdzenia nielegalnego poboru energii elektrycznej, a także zgodności z taryfą umów o przyłączenie do sieci w zakresie opłat za przyłączenie, w sytuacji braku gminnych założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Ponadto podczas prowadzonych postępowań wyjaśniających Delegatura w Gdańsku niejednokrotnie

zwracała się do oddziału o zajęcie stanowiska w sprawach związanych ze skargami odbiorców.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

Do oddziału, w sprawach dotyczących paliw i energii, występowali również powiatowi i miejscy rzecznicy konsumentów. Kierowane pytania i skargi odbiorców dotyczyły najczęściej możliwości uzyskania odpłatności za umieszczenie na prywatnych terenach urządzenia i elementy sieci energetycznych lub ewentualności przeniesienia ich usytuowania, oraz zbadania prawidłowości przedstawionych odbiorcom umów o przyłączenie do sieci gazowej, wstrzymania dostaw oraz badania zgodności wystawionych odbiorcom faktur z taryfami przedsiębiorstw gazowniczych. W odniesieniu do ciepła, rzecznicy konsumentów najczęściej zwracali się o przeanalizowanie prawidłowości rozliczeń za dostarczone ciepło.

Należy również podkreślić, że współpraca z rzecznikami, oprócz pomocy prawnej udzielanej w odpowiedzi na nadesłane drogą pisemną zagadnienia, obejmowała najczęściej pomoc udzielaną telefonicznie, zarówno w godzinach pracy oddziału, jak i w ramach kontynuującego swą działalność punktu konsultacyjnego. Porady te związane były z bieżącymi zapytaniami i wątpliwościami, w zakresie których pomoc oferowali pracownicy merytoryczni oddziału

c) współpraca z samorządami lokalnymi

Nalożony ustawą – Prawo energetyczne obowiązek opracowania przez wójtów (burmistrzów, prezydentów) projektów założeń do gminnych planów zaopatrzenia w ciepło, ma istotne znaczenie dla oceny stanu zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Skutki opracowania i uchwalania planów to przede wszystkim: możliwość realizowania przez gminę własnej polityki energetycznej i ekologicznej, w tym zapewnienie bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię i paliwa gazowe, minimalizacja kosztów usług energetycznych, poprawa stanu środowiska naturalnego, lepsza dostępność usług energetycznych i ich racjonalne ceny dla odbiorców energii oraz możliwość pozyskania potencjalnych inwestorów.

Z uwagi na potrzebę zaakcentowania niekorzystnych dla odbiorców konsekwencji małego zaangażowania samorządu lokalnego w opracowywanie i uchwalanie planów zaopatrzenia, podjęto szereg działań informacyjnych skierowanych do gmin.

W ramach wspomnianych działań pracownicy oddziału współorganizowali lub uczestniczyli w konferencjach oraz spotkaniach z udziałem przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych i samorządów lokalnych, których tematem były zagadnienia związane z zadaniami gmin w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe w świetle polityki energetycznej, przepisów ustawy – Prawo energetyczne oraz procedury opracowania projektu założeń do planu zaopatrzenia. Omówiono także problematykę przyłą-

czania odbiorców paliw i energii do sieci przedsiębiorstw energetycznych. Ponadto przedstawiono dorobek orzecznictwa i konsekwencje braku założeń do planu zaopatrzenia na rozstrzygnięcia organu regulacji, np. w trakcie prowadzonych postępowań spornych.

W ramach działań aktywizujących adresowanych do gmin, w celu podjęcia przez nie prac nad planami zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, obok powyżej wspomnianych spotkań, w czerwcu 2003 r. w Biuletynach Informacyjnych: Regionalnej Izby Obrachunkowej Województwa Zachodniopomorskiego oraz Regionalnej Izby Obrachunkowej Województwa Lubuskiego ukazały się publikacje, w których przedstawiono prawne regulacje energetyki w Polsce i zadania gmin związane z zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe; wskazano także na korzyści wynikające z ich sporządzenia.

d) współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi

W 2003 r. odbyło się szereg spotkań z przedsiębiorstwami działającymi w regionie, a ich zakres i forma były bardzo różnorodne. Tematyka tych spotkań wynikała zarówno z potrzeby rozwiązania bieżących problemów (które pojawiały się w trakcie prowadzonych postępowań), jak i usprawnienia współpracy chociażby w zakresie procedur prowadzonych sporów i skarg.

Wypracowana praktyka prowadzenia negocjacji z udziałem przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców zoptymalizowała proces prowadzonych postępowań, jednakże niemalejąca liczba wniosków w sprawach dotyczących wstrzymania dostaw energii elektrycznej, ciepła i paliwa gazowego pozwala wyrazić pogląd, iż wciąż istnieje konieczność podejmowania przez oddział aktywnych działań mediacyjnych pomiędzy dostawcą a odbiorcą energii.

Pracownicy oddziału we współpracy z przedsiębiorstwami regionu brali udział i przygotowali kilka seminariów. W kwietniu 2003 r. pracownicy oddziału uczestniczyli w przygotowaniu seminarium na temat potencjału i możliwości wykorzystania zasobów energii odnawialnej w woj. zachodniopomorskim. Głównym organizatorem seminarium było Zachodniopomorskie Stowarzyszenie Rozwoju Gospodarczego przy udziale Izby Przemysłowo-Handlowej Landu Meklemburgii i Pomorza Przedniego. Uczestnikami spotkania byli niemieccy partnerzy IPH, przedstawiciele samorządów

i instytucji woj. zachodniopomorskiego oraz przedsiębiorstw energetycznych. Pracownicy oddziału przedstawili zagadnienia prawne dotyczące wykorzystania energii odnawialnej, regulacje w zakresie udzielania koncesji oraz problematykę związaną z przyłączeniami do sieci.

W lipcu 2003 r. w Pyrzycach odbyło się V Sympozjum Ciepłownicze zorganizowane we współpracy z Izłą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie – OR w Słupsku. W sympozjum uczestniczyli przedstawiciele ponad 20 przedsiębiorstw energetycznych z terenu północno-zachodniej Polski. Pracownicy oddziału przedstawili tematykę związaną z zatwierdzaniem taryf w 2003 r. oraz błędami najczęściej popełnianymi przez przedsiębiorstwa.

3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku

Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku realizuje ustawowe zadania regulacyjne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze województw: pomorskiego i warmińsko-mazurskiego, które są administracyjnie podzielone odpowiednio na 123 i 116 gmin. Na dzień 31 grudnia 2003 r. w oddziale zatrudnionych było łącznie 14 osób. Wśród nich było 2 prawników, 4 inżynierów o różnych specjalnościach, 8 ekonomistów (w tym 1 osoba dodatkowo z wykształceniem prawniczym i 1 osoba z wykształceniem średnim). Ponadto 9 pracowników ukończyło dodatkowo studia podyplomowe, 1 osoba kontynuowała studia doktoranckie, a inna podyplomowe. W ramach podnoszenia kwalifikacji zawodowych oraz w celu uzupełnienia i poszerzenia posiadanej wiedzy, pracownicy uczestniczyli w różnego typu kursach i szkoleniach (często na własny koszt).

Od 19 lutego 2003 r. pracą oddziału kieruje Mirosława Szatybelko-Połom.

3.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Lokalny sektor energetyczny cechuje się dywersyfikacją produkcji i zauważalną dalszą jej koncentracją, która w 2003 r. polegała m.in. na stopniowym zmniejszeniu liczby przedsiębiorstw energetycznych, przy jednoczesnym przejmowaniu prowadzonej działalności

Tabela 5. Koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne w Północnym Oddziale Terenowym z siedzibą w Gdańsku

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy	Liczba koncesji
Ciepłownictwo	103	213
Elektroenergetyka	26	42
Gazownictwo	3	8
Paliwa ciekłe	210	219
Razem	342	482

koncesjonowanej przez inne przedsiębiorstwa działające w sektorze energetycznym. Inwestycje podejmowane przez przedsiębiorstwa energetyczne polegały głównie na odtworzeniu lub modernizacji istniejącej infrastruktury, a nie na tworzeniu nowych mocy wytwórczych, co jest konsekwencją m.in. wysokich barier kapitałowych prowadzenia działalności energetycznej.

Strukturę sektora energetycznego w zakresie objętym koncesjonowaniem na terenie działania oddziału przedstawia tabela 5 (str. 76).

a) ciepłownictwo

W sektorze ciepłowniczym kontynuowane były zmiany związane ze strukturą podmiotową i własnością przedsiębiorstw energetycznych. Na koniec omawianego okresu 103 przedsiębiorstwa energetyczne z siedzibą na terenie działania oddziału prowadziły koncesjonowaną działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło. Tym samym utrzymywał się malejący trend liczby koncesjonariuszy zaobserwowany w latach ubiegłych, związany m.in. z zaprzestaniem prowadzenia lub nie podjęciem działalności koncesjonowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne, przejmowaniem zorganizowanych części przedsiębiorstw przez innych przedsiębiorców, jak również z utrzymującą się tendencją zmniejszania przez odbiorców wielkości zamówionej mocy cieplnej która, w niektórych przypadkach, skutkowałą wygaśnięciem koncesji. Kontynuowany był również proces prywatyzacji przedsiębiorstw ciepłowniczych zarówno w formie sprzedaży pośredniej (kapitałowej), jak i bezpośredniej.

Sektor ciepłowniczy cechuje wysoka koncentracja zdolności wytwórczych. W woj. pomorskim suma zainstalowanej mocy cieplnej 4 przedsiębiorstw energetycznych stanowi 68% całości mocy cieplnej zainstalowanej w koncesjonowanych przedsiębiorstwach energetycznych województwa, natomiast w woj. warmińsko-mazurskim suma zainstalowanej mocy cieplnej 4 przedsiębiorstw wynosi ok. 52%. Ponadto na terenie woj. pomorskiego została zaobserwowana koncentracja produkcji ciepła przez inwestorów zagranicznych. W woj. pomorskim 11 koncesjonariuszy, posiadających ok. 72% udziału w łącznej produkcji ciepła na tym terenie, stanowi własność inwestorów zagranicznych.

W 2003 r. wśród koncesjonariuszy było 7 przedsiębiorstw, które wytwarzały ciepło w źródłach niekonwencjonalnych o łącznej mocy zainstalowanej 35,39 MW (w 2002 r. było 6 przedsiębiorstw o łącznej mocy zainstalowanej 16,11 MW). Cztery przedsiębiorstwa eksploatowały źródła ciepła opalane wyłącznie słomą, a 3 – trocinami lub zrębkami drewna. Ponadto 1 koncesjonowane przedsiębiorstwo energetyczne produkowało ciepło na potrzeby własne, pochodzące ze spalania kory pozyskiwanej w procesie produkcji celulozy i papieru. Natomiast 9 przedsiębiorstw stosowało

do wytwarzania ciepła biomasę łącznie z innym paliwem, najczęściej z węglem kamiennym.

b) elektroenergetyka

W okresie sprawozdawczym, w porównaniu do 2002 r., nastąpiły zmiany w zakresie struktury lokalnego rynku energii elektrycznej, zarówno pod względem liczby koncesjonariuszy jak i wielkości produkcji energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych. Energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem wytwarzano w 3 elektrociepłowniach zawodowych o łącznej mocy powyżej 400 MW. Energię elektryczną z przeznaczeniem na potrzeby własne produkowano ponadto w 1 elektrociepłowni oraz w 2 elektrociepłowniach przemysłowych, o łącznej mocy 61,2 MW.

Energię elektryczną wytwarzano również w 166 źródłach odnawialnych (w 2002 r. w 154). Były wśród nich elektrownie wodne, elektrownie na biogaz, elektrownie wiatrowe oraz elektrownia na biomasę. Zwiększenie w 2003 r. liczby eksploatowanych elektrowni wodnych i elektrowni wykorzystujących w produkcji biogaz świadczy o utrzymywaniu się tendencji zwiększania liczby eksploatowanych źródeł odnawialnych. Spółki dystrybucyjne wyodrębniły spółki zależne, zajmujące się wytwarzaniem energii „zielonej”, co związane jest z realizacją ustawowego obowiązku jej zakupu przez dystrybutorów.

c) gazownictwo

W analizowanym okresie istotne zmiany organizacyjne nastąpiły w sektorze gazowniczym. Z dniem 1 stycznia 2003 r. rozpoczęła działalność Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku, która została wyodrębniona z Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA (PGNiG). Zakres terytorialny działania tego podmiotu objął 3 dawne Oddziały PGNiG SA (Gdańsk, Bydgoszcz i Olsztyn). Łączna sprzedaż gazu Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. wyniosła w 2003 r. ponad 790 mln m³. Ponadto na terenie działania oddziału działalność gospodarczą w zakresie dostawy gazu ziemnego prowadziły w 2003 r. także 2 inne przedsiębiorstwa posiadające koncesje na przesyłanie i obrót paliwami gazowymi.

d) paliwa ciekłe

W podsektorze paliw ciekłych nie zaszły istotne zmiany w zakresie liczby przedsiębiorstw koncesjonowanych. W stosunku do 2002 r. ogólna liczba koncesjonariuszy uległa zmniejszeniu o jedno przedsiębiorstwo energetyczne, wynosząc ostatecznie 210.

3.2. Odbiorcy paliw i energii

W ujęciu ilościowym głównymi odbiorcami energii elektrycznej pozostają nadal odbiorcy komunalni (ponad 90%), natomiast w odniesieniu do wartości zakupionej energii dominują odbiorcy przemysłowi (ponad 60%). Największymi odbiorcami ciepła są spółdzielnie mieszkaniowe, przedsiębiorstwa gospodarki komunalnej oraz

wspólnoty mieszkaniowe. Na terenie działania oddziału zaobserwowano malejący popyt na ciepło i energię elektryczną oferowane przez przedsiębiorstwa energetyczne. W przypadku ciepła wynika on z dokonywanych termomodernizacji eksploatowanych budynków mieszkalnych, przy stosunkowo niskim przyroście nowych zasobów mieszkaniowych, a w przypadku energii elektrycznej spadek popytu jest wynikiem spadku produkcji w sektorze stoczniowym i w przedsiębiorstwach związanych z gospodarką morską. Poza tym coraz trudniej jest przedsiębiorstwom ciepłowniczym pozyskiwać nowych odbiorców, bowiem właściciele lub użytkownicy nowych obiektów zabezpieczają sobie coraz częściej dostawę ciepła we własnym zakresie.

Na rynku gazu ziemnego, w konsekwencji zmian organizacyjnych PGNiG, nastąpiła zmiana w strukturze odbiorców gazu ziemnego. Głównymi odbiorcami gazu zostały zakłady przemysłowe, przede wszystkim z sektora rolno-spożywczego. W poprzednim okresie byli nimi odbiorcy komunalni.

3.3. Działalność regulacyjna

3.3.1. Koncesjonowanie

W okresie sprawozdawczym zostało wydanych łącznie 88 decyzji w zakresie koncesji. Zdecydowana większość, tj. 56 wydanych decyzji dotyczyła zmiany wcześniej udzielonych przedsiębiorstwom koncesji (rozszerzenie lub zawężenie dotychczasowej działalności).

Wydano 10 decyzji udzielających koncesji w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu

ciepłem. Wśród przedsiębiorstw, którym udzielono koncesje, były 4 przedsiębiorstwa energetyczne rozpoczynające działalność gospodarczą i 2 podmioty koncesjonowane, którym dodatkowo wydane zostały koncesje na prowadzenie nowo podjętej przez nich działalności gospodarczej. Wydano również 1 promesę koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła.

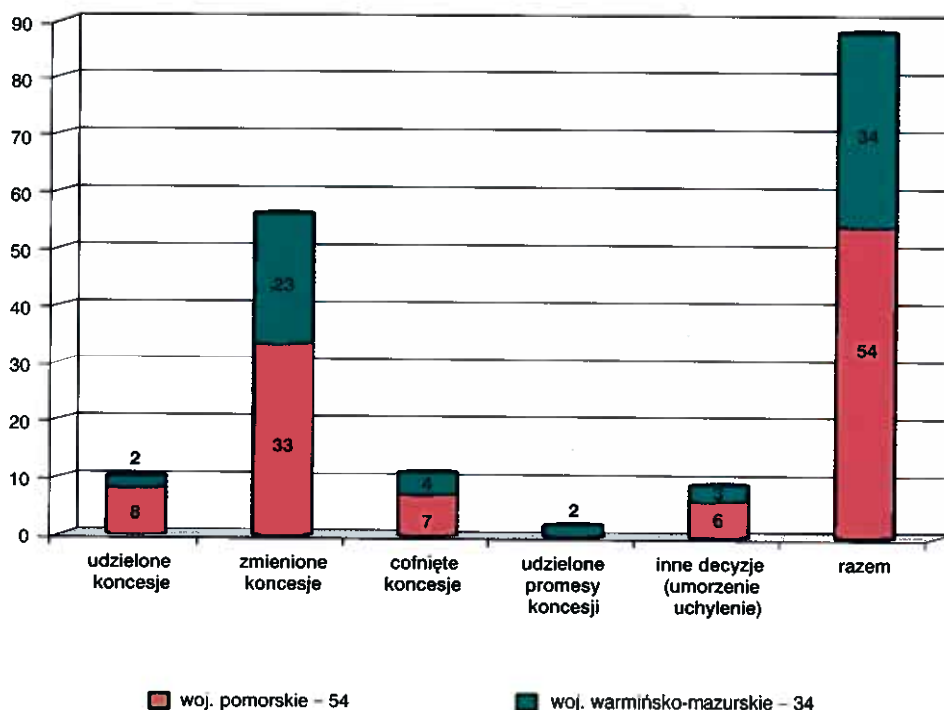
W związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności koncesjonowanej przez 6 przedsiębiorstw energetycznych, cofnięto 11 koncesji. W przypadku 3 przedsiębiorstw energetycznych wydano 3 decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji, w związku z ograniczeniem zamówionej mocy cieplnej do wielkości nieprzekraczającej 1 MW.

W jednym przypadku wydano decyzję odmawiającą zmiany koncesji na wytwarzanie ciepła, z powodu niewystarczającego udokumentowania przez przedsiębiorcę zmniejszenia osiągalnej mocy cieplnej. Wydano również 2 decyzje odmawiające cofnięcia koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła oraz 1 decyzję uchylającą udzieloną koncesję na wytwarzanie ciepła.

Pomimo upływu piątego roku regulacji, przedkładał wnioskami w zakresie koncesji charakteryzowały się nadal licznymi uchybieniami, polegającymi m.in. na nieprzedstawieniu stosownych dokumentów potwierdzających własność infrastruktury ciepłowniczej.

Zestawienie udzielonych koncesji i promes, zmian oraz cofnięcia koncesji przedstawia rysunek 4.

Rysunek 4. Zestawienie udzielonych koncesji i promes oraz zmiany i cofnięcia koncesji w 2003 r.



3.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

W 2003 r. rozpatrzonych zostało łącznie 145 wniosków w zakresie taryf dla ciepła, w tym 80 wniosków dotyczyło zatwierdzenia taryfy, a 65 zmiany terminu obowiązywania wcześniej zatwierdzonych taryf oraz rozszerzenia zakresu prowadzonej działalności gospodarczej. Wydano 59 decyzji zatwierdzających taryfę dla ciepła, 3 decyzje odmawiające jej zatwierdzenia, 13 decyzji umarzających postępowanie, a w 5 przypadkach postępowanie administracyjne nie zostało zakończone w okresie sprawozdawczym. Powodem wydania decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy było m.in. nieprowadzenie przez przedsiębiorstwo ewidencji kosztów działalności koncesjonowanej w sposób zgodny z przepisem art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, nadmierne i merytorycznie nieuzasadnione zawyżenie poziomu planowanych kosztów rodzajowych przyjętych do opracowania taryfy, czy też nieudokumentowanie planowanych na pierwszy rok stosowania taryfy kosztów modernizacji i rozwoju, uwzględnionych w kalkulacji cen ciepła.

Postępowania administracyjne w sprawie zmiany taryfy w 59 przypadkach zostały zakończone wydaniem decyzji przedłużającej okres ich obowiązywania, a w 1 przypadku wydaniem decyzji zmieniającej taryfę, w związku ze zmianą koncesji wnioskodawcy w zakresie przedmiotu prowadzonej działalności gospodarczej. Ponadto w 1 przypadku postępowanie umorzono, a w 4 innych wydano decyzje odmawiające zmiany terminu obowiązywania zatwierdzonych wcześniej taryf dla ciepła.

Strukturę rodzajową omawianych wniosków przedstawia rysunek 5.

Na koniec 2003 r. z łącznej liczby 103 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, 98 posiadało taryfy dla ciepła zatwierdzone przez Prezesa URE. Oznacza to, że 5 koncesjonariuszy nie posiadało nadal zatwierdzonej przez Prezesa URE pierwszej taryfy dla

ciepła. Powodem takiego stanu rzeczy jest: przedkładanie wniosków taryfowych z licznymi błędami merytorycznymi, zmiany właścicielskie utrudniające zakończenie postępowania, a także opieszałość przedsiębiorstw w składaniu wniosków taryfowych. W 2003 r. w oddziale wydano 59 decyzji zatwierdzających taryfy, a ich charakterystykę przedstawia rysunek 6 (str. 80).

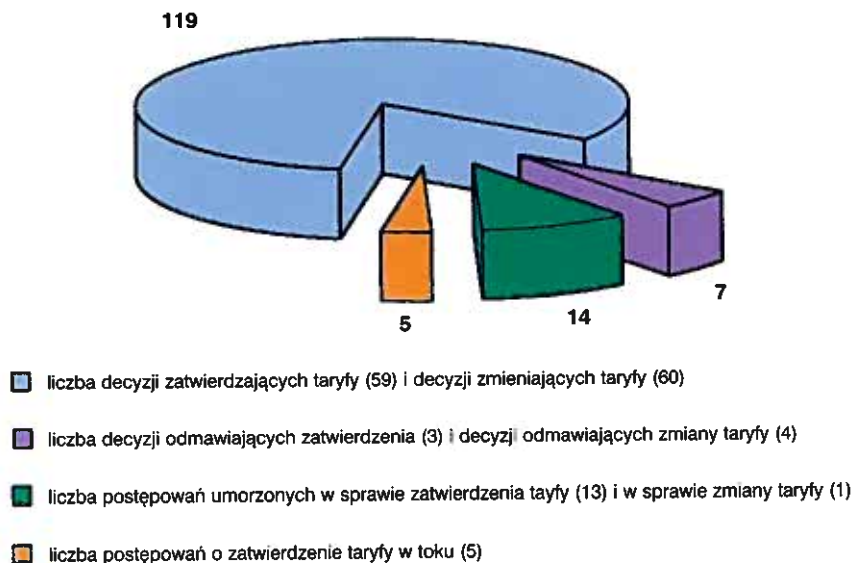
Wśród taryf zatwierdzonych w 2003 r. znajdują się 4 taryfy z terminem obowiązywania dłuższym niż 24 miesiące. Zostały one opracowane przez przedsiębiorstwa, które charakteryzowały się w miarę stabilną sytuacją finansową i stosunkowo niewysokim poziomem stosowanych cen i stawek opłat.

Na koniec 2003 r. 13 koncesjonariuszy posiadało taryfy zatwierdzone na okres dłuższy niż 24 miesiące. Nie jest to ilość znacząca, jednak zachowana ostrożność w rozszerzeniu ilości tych przedsiębiorstw wynika m.in. z braku woli do składania wniosków o zatwierdzenie taryfy z terminem jej obowiązywania powyżej 2 lat przez same przedsiębiorstwa, a ponadto z braku stabilności ich sytuacji finansowo-gospodarczej. Regulator musi wykazywać dużą ostrożność przy ustalaniu współczynnika korekcyjnego X_c , a każda decyzja o zatwierdzeniu taryfy na okres powyżej 2 lat powinna być bardzo wyważona i poparta różnorodnymi analizami ekonomicznymi.

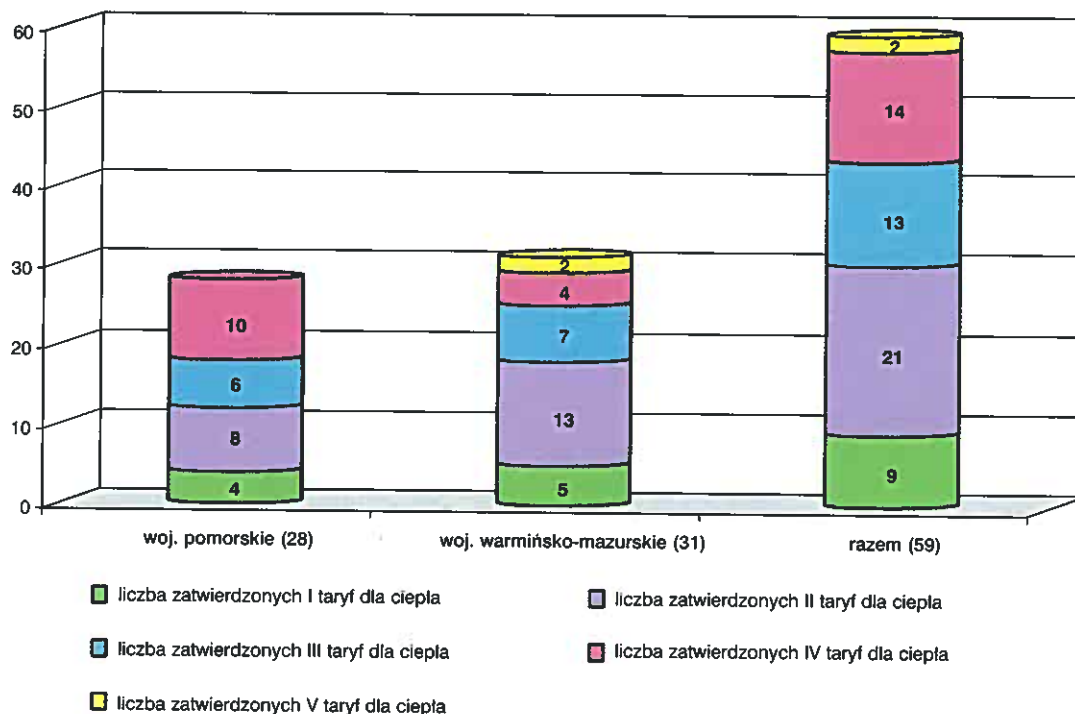
Z posiadanych informacji wynika, iż 3 przedsiębiorstwa mające określone współczynniki X_c nie skorzystały z możliwości określonej w § 28 rozporządzenia taryfowego i nie podwyższyły cen i stawek opłat zawartych w zatwierdzonych taryfach. Przyczyną powyższego jest m.in. fakt występowania wysokiego bezrobocia na terenie prowadzenia działalności gospodarczej przez te podmioty, a zatem i ograniczone możliwości finansowe odbiorców ciepła.

Średni wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat zawartych w taryfach dla ciepła, zatwierdzonych w oddziale w 2003 r.,

Rysunek 5. Taryfy i zmiany taryf dla ciepła w 2003 r.



Rysunek 6. Taryfy dla ciepła zatwierdzone w 2003 r.



uksztaltował się na poziomie 1,43%¹⁾ i był niższy od średniego wskaźnika wzrostu w skali kraju (1,68%). W woj. pomorskim wzrost ten wyniósł 1,39%, a w woj. warmińsko-mazurskim ukształtował się na poziomie 1,52%.

Zmiany średnich cen i stawek opłat wynikających z zatwierdzonych w 2003 r. taryf w stosunku do cen i stawek opłat ostatnio stosowanych przedstawiono w tabeli 6.

Pierwotne oczekiwania przedsiębiorstw w zakresie wzrostu cen i stawek opłat były znacznie wyższe od wzrostów ostatecznie zatwierdzonych. Najwyższy proponowany do zatwierdzenia Prezesowi URE wzrost wyniósł 57,43% (ostatecznie zatwierdzono wzrost w wysokości 25,33%).

Kompleksowa analiza przedkładanych do zatwierdzenia taryf powodowała w konsekwencji weryfikację

Tabela 6. Zmiany średnich cen i stawek opłat wynikających z taryf zatwierdzonych w 2003 r.

Wyszczególnienie	Zmiany cen i stawek opłat (%)			Komentarz
	średni	max	min	
I taryfa	0,85	6,98	-7,65	dla woj. pomorskiego nastąpił łączny spadek opłat o 2,80%, a dla woj. warmińsko-mazurskiego wzrost o 3,18%, co przy średnim krajowym wskaźniku wzrostu cen i stawek opłat zawartych w I taryfach zatwierdzonych w 2003 r. jest zjawiskiem pozytywnym
II taryfa	1,50	13,81	-3,53	dla woj. pomorskiego wzrost wyniósł 3,68%, a dla woj. warmińsko-mazurskiego nastąpił spadek o 0,06%
III taryfa	0,38	6,81	-4,26	dla woj. pomorskiego wzrost ok. 1,19%, a dla warmińsko-mazurskiego spadek o 0,09%
IV taryfa	1,44	25,33	0,00	dla woj. pomorskiego wzrost o 1,22%, a dla warmińsko-mazurskiego o 3,29%
V taryfa	2,12	5,12	0,00	wzrost dot. taryf tylko dwóch przedsiębiorstw z woj. warmińsko-mazurskiego i wynika z obniżenia wielkości mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców oraz uwzględnienia w kosztach zwiększonych przez gminę obciążeń z tytułu podatku od nieruchomości

1) Wykazywane dalej średnie wzrosty cen, jak również poziom cen i stawek opłat dotyczą wyłącznie tych taryf, które były zatwierdzone w oddziale, a nie uwzględniają taryf przedsiębiorstw, które co prawda działają na terenie kilku miast położonych w obszarze objętym właściwością Północnego OT w Gdańsku, ale ich taryfy ze względu na siedzibę tych przedsiębiorstw były zatwierdzone w innych oddziałach terenowych URE.

kosztów, na bazie których taryfy były opracowywane. Skala tej korekty była znaczna, a łączna kwota kosztów uznanych za nieuzasadnione wyniosła 32,54 mln zł, z tego 24,79 mln zł dotyczyło przedsiębiorstw w woj. pomorskim, a 7,75 mln zł w woj. warmińsko-mazurskim. Uzyskany efekt regulacyjny w kwocie 32,5 mln zł jest prawie trzykrotnie wyższy od rocznych kosztów zakupu ciepła przez mieszkańców 35-tysięcznego miasta Łęborka. Ww. kwota efektów regulacyjnych wykazuje znaczny wzrost w stosunku do efektu osiągniętego w 2002 r. (ca 8 mln zł).

Należy odnotować, iż przedsiębiorstwa coraz częściej odchodzą od subsydiowania grup odbiorców. Oceniając to zjawisko jako pożądane, w niektórych przypadkach akceptowano w przedkładanych kolejnych taryfach wzrost opłat za ciepło pochodzące np. ze źródeł lokalnych nawet wówczas, gdy przewyższał on średni wzrost opłat w skali całego przedsiębiorstwa. Powyższe działania powodują, iż cena ciepła staje się rzeczywistym odzwierciedleniem kosztów jego wytworzenia.

W 2003 r. średnioważona wskaźnikowa cena ciepła, wynikająca z zatwierdzonych w oddziale taryf wyniosła 23,22 zł/GJ i była niższa od zatwierdzonej w 2002 r. o 0,29 zł/GJ. W woj. pomorskim cena ta osiągnęła poziom 23,06 zł/GJ, a w woj. warmińsko-mazurskim 23,54 zł/GJ. Ceny te są niższe od poziomu cen zatwierdzonych w 2002 r.

Na uwagę zasługuje fakt, iż w okresie sprawozdawczym na łączną liczbę 59 taryf zatwierdzonych w oddziale, znajdują się 4 taryfy dla ciepła wytwarzanego ze słomy oraz 3 taryfy dla ciepła wytwarzanego z trocin, zrębków lub brykietów drewna. Cena ciepła wytwarzanego ze słomy kształtuje się na średnim poziomie 26,47 zł/GJ, a ciepła pochodzącego ze spalania zrębków lub brykietów drewna na poziomie ok. 30,76 zł/GJ. Są one zbliżone do cen ciepła wytwarzanego z tych samych surowców w 2002 r. W porównaniu do cen ciepła pocho-

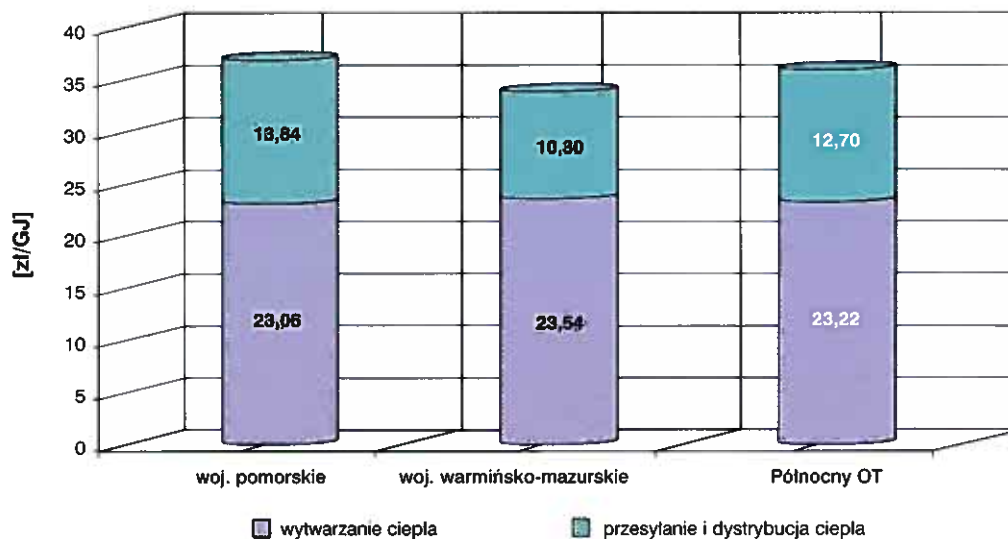
dzącego ze spalania innych paliw, a w szczególności miały węgla kamiennego, są to ceny dość wysokie. Na ich poziom wpływa kosztotwórczy proces przygotowania surowca do produkcji ciepła. W 2003 r. w źródłach odnawialnych została wytworzona stosunkowo niewielka ilość ciepła, stanowiąca ok. 1% łącznej ilości ciepła sprzedanego na terenie obu województw, a zatem jego oddziaływanie na ogólny bilans cieplny, jak i na poziom cen ciepła, jest mało zauważalne.

Średnioważona wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe w skali oddziału ukształtowała się na poziomie 12,70 zł/GJ i była wyższa od średniej stawki opłaty z 2002 r. (11,77 zł/GJ). Dla woj. pomorskiego wyniosła ona 13,84 zł/GJ, a dla woj. warmińsko-mazurskiego 10,30 zł/GJ. Wysoki poziom średniej stawki opłaty za usługi przesyłowe zatwierdzony dla woj. pomorskiego jest związany m.in. z wysokimi kosztami modernizacji systemów ciepłowniczych, przeprowadzonej przez dwa największe przedsiębiorstwa z tego województwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła poprzez miejską sieć ciepłowniczą, a zatem i wysokimi kosztami finansowymi związanymi z obsługą zaciągniętych wcześniej kredytów z Banku Światowego. Ponadto na poziom ww. stawek opłat wpływ miały wysokie koszty energii elektrycznej, związane z faktem dużego zużycia energii elektrycznej przy eksploatacji rozległych sieci ciepłowniczych, położonych na zróżnicowanym pod względem wysokości, terenie Trójmiasta. Poziom średnich cen i stawek opłat znajduje graficzne odzwierciedlenie na rysunku 7.

Struktura własnościowa przedsiębiorstw ciepłowniczych a taryfy

Struktura własności przedsiębiorstw energetycznych zaopatrujących mieszkańców w ciepło, mających siedzibę na terenie działania oddziału, nie uległa istotnej zmianie w porównaniu z 2002 r. W okresie sprawozdaw-

Rysunek 7. Średnioważone ceny i stawki opłat wynikające z taryf zatwierdzonych w 2003 r.



czym przedsiębiorstwa będące własnością organów samorządowych stanowiły 50% ogółu podmiotów koncesjonowanych. Pozostałą grupę koncesjonariuszy tworzyły przedsiębiorstwa prywatne, przedsiębiorstwa Skarbu Państwa, przedsiębiorstwa z przewagą kapitału zagranicznego i krajowego oraz przedsiębiorstwa spółdzielcze.

Prywatyzacja przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowiących własność gminy postępuje stosunkowo wolno. W 2003 r. sprywatyzowane zostały metodą kapitałową tylko 2 przedsiębiorstwa energetyczne stanowiące własność gminną. Z powyższych informacji wynika, że zasadniczą przesłanką sprzedaży udziałów w tych spółkach była konieczność sfinansowania deficytu budżetowego lokalnych samorządów, w mniejszym zaś stopniu poprawa efektywności działania przedsiębiorstw energetycznych poprzez prywatny nadzór właścicielski. Z informacji posiadanych przez oddział wynika, iż w 2004 r. nie należy spodziewać się gwałtownego przyspieszenia procesów prywatyzacyjnych gminnych przedsiębiorstw, co potwierdza również brak zawiadomień o zamiarze sprzedaży udziałów przez dotychczasowych właścicieli. W okresie sprawozdawczym nie nastąpiły również istotne procesy komercjalizacji zakładów budżetowych (powołano tylko 1 spółkę prawa handlowego). Ponadto zaobserwowano proces wtórnej komunalizacji działalności gospodarczej, który polegał na przejmowaniu działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło przez gminy w sytuacji upadłości lokalnych dostawców ciepła.

Średnia cena ciepła wytwarzanego w przedsiębiorstwach gminnych w taryfach zatwierdzonych w 2003 r. ukształtowała się na poziomie 25,02 zł/GJ (w 2002 r. wyniosła 28,27 zł/GJ), natomiast stawka opłat za usługi przesyłowe osiągnęła średni poziom wynoszący 11,76 zł/GJ (w 2002 r. wyniosła odpowiednio 12,51 zł/GJ). W 2003 r. średni wzrost opłat dla odbiorców zaopatrywanych przez przedsiębiorstwa gminne wyniósł 2,45% i był wyższy od średniego wzrostu opłat w skali oddziału (1,43%). Oczekiwane przez przedsiębiorstwa wzrosty cen i stawek opłat zawarte były w przedziale od 0,8% do 54,9%, natomiast zatwierdzone wzrosty były niższe i wynosiły od -0,4% do 13,8%. Łączna kwota kosztów uznanych za nieuzasadnione wyniosła 7 559 tys. zł i odpowiada prawie 2-letnim kosztom zakupu paliwa, dokonywanego przez przedsiębiorstwo ciepłownicze z Chojnic.

Należy nadmienić, iż ustawa – Prawo energetyczne nałożyła na wszystkie gminy obowiązek opracowania projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Wyniki przeprowadzonego rozeznania w tym zakresie wskazują na niewypełnianie przez gminy ich ustawowego obowiązku. W woj. pomorskim projekt założeń do planu opracowało 28% gmin w tym województwie, a w woj. warmińsko-mazurskim 18% gmin. Powyższe informacje świadczą o tym, że wiele gmin nadal nie widzi konieczności planowania rozwoju infrastruktury energetycznej.

3.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2003 r. w oddziale prowadzone były 3 postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej oraz kontynuowano, rozpoczęte w 2002 r., 1 postępowanie dotyczące zmiany taryfy. Zatwierdzone ceny energii elektrycznej (netto) wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w 2003 r. wyniosły: 137,11 zł/MWh dla Elektrociepłowni Wybrzeże SA oraz 133,98 zł/MWh dla Elektrociepłowni Elbląg Sp. z o.o. Wzrost cen wahał się w przedziale od 0,5% do 1%. Trzecie postępowanie administracyjne dotyczyło taryfy opracowanej przez Grupę LOTOS SA.

3.3.4. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2003 r. w oddziale prowadzonych było 20 postępowań administracyjnych, wszczętych na wniosek stron, w sprawach dotyczących sporów, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Z wnioskami o rozstrzygnięcie sporu występowali odbiorcy energii elektrycznej i ciepła, a w jednym przypadku odbiorca gazu. Zakres prowadzonych w 2003 r. postępowań nie różnił się zasadniczo od spraw prowadzonych w roku poprzednim i obejmował spory w zakresie postanowień umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, umów sprzedaży ciepła i energii elektrycznej oraz nieuzasadnionego wstrzymania ich dostaw.

Z wymienionych 20 postępowań – 15 zakończono wydaniem decyzji, pozostałe 5 nie zostało zakończonych. W trakcie prowadzonych postępowań wydano 5 postanowień na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w tym 3 postanowienia nakazujące wznowienie dostaw paliw lub energii oraz 2 postanowienia negatywne.

Z inicjatywy oddziału odbyły się również spotkania mediacyjne. Ich efektem było umorzenie postępowania w 3 sprawach dotyczących odbiorców z miejscowości Krynica Morska, Sztutowo oraz Sępólno. Dodatkowo, prowadzone przez oddział negocjacje między stronami w ostatniej z ww. miejscowości, skutkowały unormowaniem całokształtu stosunków związanych z dostawą ciepła w oparciu o przepisy ustawy – Prawo energetyczne.

Z kolei w 12 sprawach wydano decyzje merytoryczne, od których w 9 przypadkach strony odwołały się do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Na koniec 2003 r. nie zapadły jeszcze rozstrzygnięcia w tych sprawach.

W rozstrzygniętych 12 sprawach – w 6 przypadkach decyzje były korzystne dla odbiorców, w 1 sprawie wydano decyzję stwierdzającą, że wstrzymanie dostaw ciepła przez przedsiębiorstwo energetyczne było nieuzasadnione, a w pozostałych 5 sprawach Prezes URE orzekł zawarcie umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej zgodnie z ich wnioskami. Od powyższych decyzji (korzystnych dla odbiorców) przedsiębiorstwo wniosło odwołania.

W pozostałych 6 rozstrzygniętych sprawach decyzje były niekorzystne dla odbiorców. W dwóch sprawach orzeczono zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy sprzedaży ciepła ustalając treść zapisów umownych. Od wydanych decyzji odbiorcy wnieśli odwołania.

W praktyce działalności oddziału pojawia się problem rozstrzygania sporów dotyczących cen ciepła ustalanych przez niekoncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne. Powyższe wskazuje na to, iż w ramach art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne właściwość Prezesa URE do rozstrzygania sporów jest bardzo szeroka, a kwestia odpowiednich interpretacji i działań podejmowanych przez oddział jest skomplikowana i pracochłonna.

W dwóch kolejnych sprawach orzeczono, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej było uzasadnione (odbiorca wniósł odwołanie) oraz, że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zawarcia umowy sprzedaży ciepła. Od tej decyzji, pomimo że była ona niekorzystna dla odbiorcy, nie wniesiono odwołania. Daje się zauważyć, że stopień złożoności rozpatrywanych sporów z każdym rokiem wzrasta i podejmowane są próby wykładni przepisów ustawy – Prawo energetyczne z pominięciem istoty działalności gospodarczej dotyczącej przesyłania i dystrybucji paliw i energii. Wskazuje to na szerokie spektrum sporów, do rozstrzygnięcia których zobowiązany jest Prezes URE.

W 2003 r. zakończono także 2 postępowania w sprawie odmowy zawarcia umów o świadczenie usług przesyłowych w zakresie przesyłania ciepła dla odbiorców uprawnionych. W obu przypadkach rozstrzygnięcia były niekorzystne dla odbiorców, bowiem orzeczono, że na przedsiębiorstwie energetycznym nie ciąży obowiązek zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych. Jedna decyzja uprawomocniła się, a od drugiej odbiorca złożył odwołanie, które nie zostało jeszcze rozpatrzone przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W okresie sprawozdawczym zostały rozpatrzone przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów odwołania od decyzji Prezesa URE wydanych w 2002 r. We wszystkich rozpatrzonych sprawach (4) sąd oddalił odwołania.

W 2003 r. do oddziału wpłynęła, podobnie jak w latach poprzednich, duża liczba skarg i wniosków (łącznie 223), w których wnioskodawcy zwracali się o zajęcie stanowiska przez oddział w przedstawianych sprawach, bądź też o porady prawne. W 1 przypadku skargę przekazano do rozpatrzenia według właściwości innemu organowi, a w pozostałych 222 przypadkach, po ustaleniu okoliczności faktycznych i prawnych, udzielono skarżącemu pełnych wyjaśnień. W porównaniu z latami ubiegłymi liczba wpływających skarg i wniosków kształtowała się na zbliżonym poziomie, jednakże z uwagi na rosnącą świadomość odbiorców dotyczącą zagadnień ekonomicznych, prawnych i technicznych

związanych z dostarczaniem paliw i energii, znacznemu rozszerzeniu uległ stopień skomplikowania rozpatrywanych i załatwianych spraw.

3.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2003 r. w oddziale przeprowadzono 106 kontrole przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem posiadania koncesji. Kontrole przeprowadzono na podstawie nadsyłanych przez przedsiębiorstwa sprawozdań z działalności koncesjonowanej prowadzonej w 2002 r. W trakcie kontroli w 4 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości dotyczące m.in. nierealizowania obowiązku sporządzenia rocznego sprawozdania z działalności objętej koncesją oraz niepowiadomienia Prezesa URE o zaprzestaniu prowadzenia działalności koncesjonowanej. W związku z tym wydane zostały decyzje nakładające na przedsiębiorstwo kary pieniężne. Obowiązek corocznego przedstawiania Prezesowi URE sprawozdań z działalności koncesjonowanej nabiera szczególnego znaczenia w świetle wymogu nałożonego rozporządzeniem Rady Ministrów z 22 sierpnia 2003 r. o wykorzystywaniu informacji zawartych w tych sprawozdaniach w Programie Badań Statystycznych Statystyki Publicznej. Przedsiębiorstwa energetyczne powinny mieć także świadomość, że przekazywane w sprawozdaniach dane liczbowe, powinny być spójne z inną sprawozdawczością GUS. Ponadto powinny być skorelowane z danymi wykazywanymi we wnioskach taryfowych.

b) parametry jakościowe obsługi odbiorców

W oddziale przeprowadzono 43 kontrole dotrzymywania przez przedsiębiorstwa standardów jakościowych obsługi odbiorców w zakresie dostarczania ciepła, energii elektrycznej i gazu. Ujawniono nieprawidłowości w działalności jednostek kontrolowanych, polegające m.in. na niedotrzymywaniu przez przedsiębiorstwa terminów udzielenia odpowiedzi na interwencje odbiorców oraz na opieszałości we wznowieniu dostaw energii elektrycznej w przypadkach, kiedy ustały przyczyny ich wstrzymania. W 3 przypadkach skierowano wystąpienia pokontrolne do przedsiębiorstw, a w 40 sprawach przedsiębiorstwa energetyczne same usunęły nieprawidłowości.

c) prawidłowość stosowania taryf

W 2003 r. oddział przeprowadził 53 kontrole prawidłowości stosowania taryf, z tego: 33 kontrole dotyczyły taryf dla ciepła, 17 – taryf dla energii elektrycznej i 3 – taryf dla gazu. Spośród przeprowadzonych kontroli w 10 przypadkach ujawniono nieprawidłowości. W stosunku do 4 przedsiębiorstw skierowano wystąpienia pokontrolne, w 4 przypadkach nałożono na przedsiębiorstwa energetyczne kary pieniężne za stosowanie taryfy bez przedstawienia jej do zatwierdzenia Prezesowi URE, a w kolejnych 2 przekazano sprawy według właściwości do innych oddziałów terenowych URE, celem wszczęcia

postępowania z art. 56 ustawy – Prawo energetyczne. W pozostałych 43 przypadkach nie stwierdzono nieprawidłowości.

d) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

W 2003 r. przeprowadzono 25 kontroli kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych. Do 11 koncesjonariuszy skierowano wystąpienia pokontrolne. W 3 przypadkach powiadomiono organy ścigania o stwierdzonych nieprawidłowościach.

3.3.6. Nakładanie kar pieniężnych

W omawianym okresie w oddziale prowadzono 11 postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kar pieniężnych: za stosowanie taryf bez przestrzegania obowiązku ich przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia, za nie sporządzenie sprawozdania z działalności koncesjonowanej za 2002 r., prowadzenie ewidencji księgowej niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne oraz za zatrudnianie osób bez wymaganych ustawą kwalifikacji.

W 9 przypadkach wymierzono przedsiębiorstwom kary pieniężne na łączną kwotę 24 000 zł, z czego kwota w wysokości 21 500 zł została już uregulowana. W 2003 r. jedno postępowanie nie zostało zakończone, a kolejne zostało umorzone. Ponadto 1 karę rozłożono na raty. W 2003 r. podjęto czynności egzekucyjne w stosunku do 3 przedsiębiorstw energetycznych, mające na celu wyegzekwowanie nałożonych kar pieniężnych.

3.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

W 2003 r. kontynuowano współpracę z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz bezpośrednio z powiatowymi i miejskimi rzecznikami konsumentów poprzez udzielanie odpowiedzi na ich pisemne zapytania. Przeprowadzono także rozmowy z pracownikami UOKiK, w trakcie których udzielono im szczegółowych wyjaśnień w interesujących ich kwestiach z zakresu działalności sektora energetycznego.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

Współpraca z rzecznikami polegała m.in. na ich udziale w corocznych spotkaniach organizowanych przez oddział, a także na wymianie korespondencji w zakresie spraw wnoszonych przez odbiorców, będących przedmiotem zainteresowania obydwu stron. Zapoznawano ich z tematyką skarg rozstrzyganych w oddziale, natomiast sami rzecznicy informowali o sprawach wnoszonych przez odbiorców bezpośrednio do nich. W trakcie spotkania (w siedzibie oddziału) z powiatowymi i miejskimi rzecznikami konsumentów, poinformowano ich o skargach wniesionych przez odbiorców na działania przedsiębiorstw energetycznych

oraz o wynikach tych postępowań. Tradycją takich spotkań stało się również przybliżanie uczestniczącym w spotkaniach rzecznikom wszelkich zmian pojawiających się w ustawie – Prawo energetyczne i w wydanych na jej podstawie przepisach wykonawczych, a także interpretacji niektórych przepisów w kontekście bogatego orzecznictwa Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W ramach współpracy kontynuowana jest także praktyka pisemnego informowania o składanych przez przedsiębiorstwa energetyczne wnioskach w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła. Ponadto co kwartał rzecznicy otrzymują pisemną informację o rozstrzyganych w oddziale skargach i sporach. W oddziale kontynuuje działalność punkt konsultacyjny dla rzeczników.

c) współpraca z odbiorcami i przedsiębiorstwami energetycznymi oraz działania interwencyjne oddziału na lokalnym rynku energetycznym

W roku ubiegłym w oddziale pojawił się dotychczas nie występujący problem groźby całkowitego zaprzestania dostaw ciepła mieszkańcom jednego z miast woj. pomorskiego, w związku z ogłoszeniem upadłości zakładu produkcyjnego w tej miejscowości, który był jednocześnie jedynym wytwórcą ciepła na tym terenie. Syndyk masy upadłościowej ze względu na ograniczenie podstawowej działalności upadłego, nie był zainteresowany wytwarzaniem ciepła na potrzeby mieszkańców miasta. Od momentu powzięcia wiadomości o problemie, sprawa była szczegółowo monitorowana przez oddział, tym bardziej, że w początkowej fazie zaistniałego problemu można było odnieść wrażenie, iż władze miasta nie do końca były świadome konieczności realizacji ciężącego na nich ustawowego obowiązku zaopatrzenia odbiorców w ciepło. W celu rozwiązania powstałego problemu, w siedzibie oddziału zorganizowano spotkanie zainteresowanych stron, tj. władz miasta i syndyka. W jego wyniku oraz szeregu późniejszych rozmów doprowadzono do osiągnięcia porozumienia, dzięki któremu syndyk zobowiązał się i faktycznie kontynuował dostawy ciepła do czasu wybudowania nowego źródła. Wskutek podjętych działań, dostawy ciepła były nieprzerwane.

W innej sprawie, na wniosek zainteresowanych stron, pracownicy oddziału uczestniczyli w roli mediatora w spotkaniach odbiorców z przedsiębiorstwem energetycznym, zorganizowanych w celu rozwiązania sporu w zakresie dostawy ciepła na terenie innego miasta z woj. pomorskiego. Problem dotyczył proponowanego przez przedsiębiorstwo wzrostu cen, od którego uzależniono zawarcie z odbiorcami umów sprzedaży ciepła. W wyniku przeprowadzonych mediacji spór został załagodzony, wskutek czego większość odbiorców podpisała umowy sprzedaży ciepła.

W czwartym kwartale 2003 r. pojawił się problem dotyczący wysokiego wzrostu opłat z tytułu dostaw gazu do odbiorców z terenu Słupska i okolic, który był żywo komentowany w mediach lokalnych. Wskazywany przez odbiorców znaczny wzrost opłat za gaz spowodowany

był zmianą rodzaju dostarczanego paliwa, tj. gazu ziemnego zaazotowanego na gaz ziemny wysokometanowy, a następnie wprowadzeniem w życie kolejnej taryfy z wyższymi cenami i stawkami opłat dla gazu wysokometanowego. Wzrost opłat dotyczył w szczególności odbiorców komunalnych. Przyczyną nagłośnienia sprawy w mediach lokalnych była m.in. niedostateczna akcja informacyjna przeprowadzona przez przedsiębiorstwo gazownicze. Podobnie jak w latach ubiegłych, w siedzibie oddziału odbywały się spotkania z odbiorcami ciepła, energii elektrycznej i gazu oraz z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych.

W 2003 r. oddział, we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi ze Słupska, opracowywał odpowiedzi na pytania odbiorców ciepła. Były one publikowane w „Poradniku dla odbiorców ciepła”, który od 2002 r. cyklicznie ukazuje się w regionalnej prasie („Głos Pomorza”). Taki sam sposób kontaktu utrzymywany był z odbiorcami energii elektrycznej poprzez redagowany we współpracy z zakładami energetycznymi z Gdańska „Poradnik dla odbiorców energii elektrycznej”, w którym wyjaśniano kwestie związane z dostawą energii elektrycznej.

4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu

Zasięg terytorialny Zachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Poznaniu obejmuje województwa: wielkopolskie i kujawsko-pomorskie, na których skupia się działalność łącznie 370 gmin.

Zatrudnienie w oddziale nie zmieniło się i wynosi 15 osób, z tego: 7 posiada wykształcenie ekonomiczne, 5 – techniczne i 3 – prawnicze.

Od 6 kwietnia 1998 r. funkcję dyrektora oddziału pełni Henryk Kanoniczak.

4.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Liczba przedsiębiorstw energetycznych, posiadających co najmniej jedną koncesję według stanu na koniec 2003 r. wynosiła 498, przy czym dla poszczególnych obszarów koncesjonowanych liczba koncesji wyglądała następująco: dla ciepła – 231, energii elektrycznej – 63, paliw ciekłych – 377 i paliw gazowych – 10.

Największym producentem energii elektrycznej jest Zespół Elektrowni „Pątnów-Adamów-Konin” SA (2 338 MW) oraz elektrociepłownie w Poznaniu (275,5 MW) i Bydgoszczy (262,4 MW), wytwarzające energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu, o łącznej mocy cieplnej osiągalnej 2 433,7 MW.

W wyniku połączenia pięciu spółek dystrybucyjnych: Energetyki Poznańskiej SA, Zakładu Energetycznego Bydgoszcz SA, Zielonogórskich Zakładów Energetycznych SA, Zakładu Energetycznego Gorzów SA oraz Energetyki Szczecińskiej SA, z dniem 2 stycznia 2003 r. rozpoczęło działalność nowe przedsiębiorstwo ener-

tyczne – Grupa Energetyczna ENEA SA. Na terenie działania Zachodniego Oddziału Terenowego URE przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną zajmowały się trzy spółki dystrybucyjne:

- Grupa Energetyczna ENEA SA dla następujących obszarów działania: Obszar nr I – bydgoski, Obszar nr II – gorzowski, Obszar nr III – poznański, Obszar nr V – zielonogórski,
- Energetyka Kaliska SA,
- Zakład Energetyczny Toruń SA.

Usługi przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną świadczyły również spółki dystrybucyjne: Zakład Energetyczny Płock SA i Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA.

W zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła największe przedsiębiorstwa to Poznańska Energetyka Ciepła SA i Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bydgoszczy świadczące usługi przesyłowe na poziomie odpowiednio 1 030 MW i 833 MW.

Głównym dostawcą i dystrybutorem paliw gazowych na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego są dwie spółki: Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. i Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., które powstały w wyniku przeprowadzonego w PGNiG SA procesu restrukturyzacji.

Dotychczas stosowany głównie w regionie Wielkopolski gaz ziemny zaazotowany GZ-35 sukcesywnie zastępowany jest gazem wysokometanowym GZ-50 z powodu wyczerpania się krajowych złóż gazu ziemnego zaazotowanego. W 2003 r. zmiany gazu dokonano w miejscowościach położonych na północ od Poznania (na kierunku Piła – Poznań).

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła odbywa się również w eksploatowanych na terenie działania oddziału terenowego odnawialnych źródłach energii. Elektrownia wodna na Wiśle we Włocławku o mocy zainstalowanej 160,2 MW sprzedała w 2003 r. 477,1 GWh energii elektrycznej, natomiast elektrownie wodne w gminie Koronowo o łącznej zainstalowanej mocy 45,2 MW sprzedały 85,8 GWh energii elektrycznej.

Koncesjonowane źródła opalane słomą, o łącznej mocy 9,1 MW, wytwarzają rocznie ok. 61 tys. GJ ciepła. Kotłownie takie pracują w: Sępólnie Krajeńskim, Nowych Skalmierzycach, Chelmnie koło Pniew, w Gostycynie i Pawłótku.

Jeden koncesjonariusz w kotle sodowym o mocy 169 MW wytwarza ciepło powstające w wyniku regeneracji ługów związanych z produkcją masy celulozowej.

Jedno przedsiębiorstwo energetyczne realizuje obowiązek zakupu ciepła (24,5 tys. GJ/rok) ze źródła niekonwencjonalnego eksploatowanego w Toruniu, opalanego biogazem uzyskiwanym ze składowiska odpadów komunalnych.

4.2. Odbiorcy paliw i energii

Na terenie działania Zachodniego Oddziału Terenowego w 2003 r. 91 odbiorców uprawnionych było do korzystania z usług przesyłowych zakupionej energii

elektrycznej od wybranych dostawców. Jednak z prawa tego korzystało tylko dwóch:

- Huta Aluminium SA w Koninie, jako największy odbiorca energii elektrycznej (961,9 GWh) korzystała z usług przesyłowych świadczonych przez Energetykę Kaliską SA,
- Slodownia SOUFFLET POLSKA Sp. z o.o. w Poznaniu – zakupiła 12 GWh energii elektrycznej, korzystając z usług przesyłowych świadczonych przez Grupę Energetyczną ENEA SA w Poznaniu.

Drugim pod względem wielkości zakupu odbiorcą energii elektrycznej są Zakłady Azotowe ANWIL SA we Włocławku, które zakupiły 632,7 GWh energii elektrycznej w 2003 r.

Odbiorcami energii elektrycznej, dokonującymi rocznych zakupów powyżej 300 GWh są: Kopalnia Węgla Brunatnego KONIN SA w Kleczewie (362,9 GWh) i Zakłady Włókien Chemicznych ELANA SA w Toruniu (324,3 GWh).

Największymi odbiorcami ciepła są spółdzielnie mieszkaniowe (SM) takie jak np.: SM Osiedle Młodych w Poznaniu, która w 2003 r. kupiła ponad 1 150 tys. GJ ciepła oraz Poznańska SM, Poznańska SM Winogrody, SM Grunwald w Poznaniu, ADM Sp. z o.o. w Bydgoszczy, Bydgoska SM i Fordońska SM w Bydgoszczy (zakupiły one w 2003 r. od 550 do 715 tys. GJ ciepła).

Najwięcej gazu ziemnego zużywają Zakłady Azotowe Anwil SA we Włocławku – 310 mln m³ rocznie. Do największych odbiorców gazu ziemnego na terenie oddziału zaliczyć należy również huty szkła w: Gostyniu, Ujściu, Antoninku i Sierakowie zużywające rocznie od 14 do 42 mln m³ oraz Volkswagen Poznań Sp. z o.o. (roczne zużycie ponad 24 mln m³).

4.3. Działalność regulacyjna

4.3.1. Koncesjonowanie

W 2003 r. w Zachodnim Oddziale Terenowym rozpatrzono 75 spraw koncesyjnych dotyczących 72 przedsiębiorstw, wydając łącznie 113 decyzji dotyczących udzielenia koncesji, promesy koncesji, zmian koncesji, stwierdzenia wygaśnięcia decyzji (którymi udzielono koncesji), cofnięcia koncesji oraz umorzenia postępowań koncesyjnych.

Poza tym wygasło 7 koncesji z powodu wykreślenia 3 przedsiębiorstw z rejestru handlowego.

Tak samo jak w latach poprzednich, tak i w 2003 r. największą ilość, bo 73 decyzje, stanowiły decyzje o zmianie koncesji. Zaobserwowane zjawisko systematycznego zwiększania ilości postępowań w zakresie zmian koncesji, wynika m.in. z podejmowania przez przedsiębiorstwa działań inwestycyjnych i modernizacyjnych związanych z wymianą kotłów na nowoczesne, bardziej sprawne technicznie, spowodowanych zmianą rodzaju paliwa z węglowego na paliwo gazowe, olejowe, czy biomasę. Również widoczne zmiany zachodzą w procesie przesyłania i dystrybucji ciepła, budowane są

nowe sieci ciepłownicze w technologii preizolowanej, jednocześnie likwidacji ulegają stare sieci ciepłownicze zasilane dotychczas z małych, nieefektywnych i znacznie zanieczyszczających środowisko źródeł ciepła, a odbiorcy podłączani zostają do rozbudowywanych i modernizowanych miejskich sieci ciepłowniczych.

Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadających przynajmniej jedną koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło wg stanu na koniec 2003 r. wynosiła 115, przy czym liczba koncesji w zakresie wytwarzania ciepła wynosiła 106, w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła – 98, a obrotu ciepłem – 27.

Według stanu na koniec 2003 r. było 39 przedsiębiorstw energetycznych posiadających przynajmniej jedną koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, przy czym liczba koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej wynosiła 21, przesyłania i dystrybucji – 18, a obrotu nią – 24.

Na koniec 2003 r. 5 przedsiębiorstw energetycznych posiadało przynajmniej jedną koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, przy czym po pięć koncesji w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi.

Ponadto liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających przynajmniej jedną koncesję w zakresie zaopatrzenia w paliwa ciekłe, na koniec 2003 r. wynosiła 357, przy czym liczba koncesji w zakresie wytwarzania paliw ciekłych wynosiła 4, magazynowania – 17 i obrotu paliwami ciekłymi – 356.

4.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

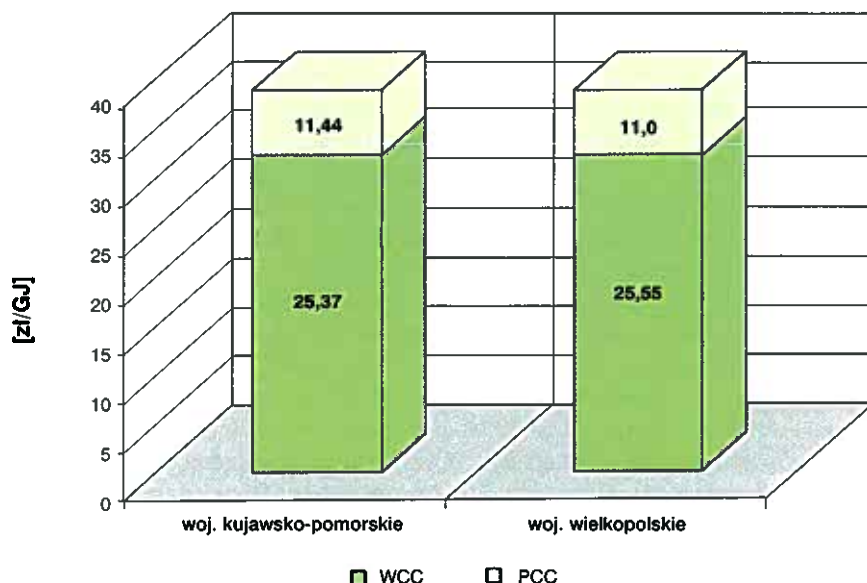
Rok 2003 był piątym rokiem taryfowania w ciepłownictwie. W okresie tym do Zachodniego Oddziału Terenowego wpływały wnioski przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie pierwszych, drugich, trzecich, czwartych oraz piątych taryf dla ciepła.

Ogółem w 2003 r. w oddziale zatwierdzono 70 taryf dla ciepła. Symulowane przychody ze sprzedaży ciepła przez ww. przedsiębiorstwa wyniosły ok. 1,14 mld zł, co stanowi 80% sumy przychodów wszystkich przedsiębiorstw podlegających taryfowaniu przez oddział. Poza tym przeprowadzono 14 innych postępowań administracyjnych, w tym zatwierdzono 2 korekty obowiązujących taryf oraz 7 przedłużeń terminu ich obowiązywania. Odmówiono zatwierdzenia taryfy dla ciepła trzem przedsiębiorstwom, a w dwóch przypadkach postępowanie umorzono. Pięć przedsiębiorstw, którym taryfy zatwierdzono w 2003 r. złożyło wnioski o ich zatwierdzenie odpowiadając na wezwanie do złożenia taryfy dla ciepła.

W zatwierdzonych w 2003 r. taryfach dla ciepła, średni ważony wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat wynosi 1,26%, przy proponowanym przez przedsiębiorstwa do zatwierdzenia dwukrotnie wyższym.

Średnie jednocłonowe ceny i stawki opłat netto wyniosły: w zakresie wytwarzania ciepła 25,47 zł/GJ,

Rysunek 8. Średnioważone ceny i stawki opłat w podziale na województwa w taryfach zatwierdzonych w 2003 r.



a w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła 11,19 zł/GJ. Ceny i stawki opłat w podziale na województwa przedstawia rysunek 8.

Ceny w zakresie wytwarzania ciepła wzrosły średnio o 1,22%. Niższe wzrosty odnotowano w przypadku przedsiębiorstw eksploatujących źródła opalane gazem ziemnym, pomimo odczuwalnej podwyżki cen gazu ziemnego na terenie Wielkopolski przy zmianie gazu zaazotowanego na wysokometanowy. Natomiast wyższe wzrosty dotyczyły cen ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych olejem opałowym lekkim oraz miałem węgla kamiennego. W zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła średni wzrost stawek opłat wyniósł około 1,35%.

W powyższej analizie pominięto jedno nowe przedsiębiorstwo energetyczne z woj. kujawsko-pomorskiego, prowadzące działalność na majątku dotychczasowych 2 dużych zakładów przemysłowych, sprzedające ciepło głównie na potrzeby procesów technologicznych tychże zakładów.

W 2003 r. zmiany cen i stawek opłat mogło dokonać 40 przedsiębiorstw, gdyż ich taryfy dla ciepła zatwierdzone w poprzednich latach miały ustalony okres obowiązywania dłuższy niż dwa lata. Tym samym miały one szansę samodzielnego określenia w 2003 r. nowych cen i stawek opłat bez obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE. Przedsiębiorstwa te nie skorzystały z możliwej maksymalnej podwyżki, podnosząc średnio ceny i stawki opłat o ok. 1% (przy możliwości wzrostu średnio o ok. 1,5%).

W omawianym roku, na okres ponad 2 lat, zatwierdzono 26 taryf, co stanowiło 37% wszystkich zatwierdzonych. Rozwiązanie takie zastosowano przede wszystkim w przypadku trzecich i czwartych taryf. Dotyczyło to przedsiębiorstw energetycznych o ustabilizowanej sytuacji finansowej, które przedstawiły do zatwierdzenia kolejne taryfy skutkujące wskaźnikiem

wzrostu cen i stawek opłat poniżej wskaźnika inflacji oraz zawierające stosunkowo niewysokie ceny i stawki opłat.

W procesie zatwierdzania taryf na okres dłuższy niż dwa lata, istotnym jest ustalenie przez regulatora współczynnika korekcyjnego X_r , który dotyczy wzrostu efektywności, a więc obowiązku obniżania kosztów działalności. Wymaga to każdorazowo wnikliwej indywidualnej analizy. W praktyce jego poziom określano zarówno na podstawie analizy zakresu rzeczowego inwestycji, analizy danych historycznych zawartych we wcześniejszych wnioskach jak i analizy porównawczej podobnych przedsiębiorstw energetycznych. Ustalony w 2003 r. wskaźnik wynosił od 0% do 1,8%.

Wbrew częstym narzekaniom przedsiębiorstw na brak środków i możliwości uwzględnienia zysku w cenach i stawkach opłat, wykonują one modernizacje źródeł, sieci ciepłowniczych, budują lub kupują nowe źródła. Potwierdzeniem tego jest zauważalny wzrost liczby zmian koncesji posiadanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, dotyczący około 40% wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw. Z powyższego wynika, iż to właśnie zatwierdzone przez regulatora taryfy dla ciepła zabezpieczają przedsiębiorstwom środki pieniężne na ich rozwój, a wydłużony termin obowiązywania taryf pozwala im samodzielnie, poprzez minimalizowanie kosztów, wypracować zysk, a tym samym dodatkowe środki na modernizację infrastruktury.

Pewną trudność sprawia przedsiębiorstwom konsekwentne przeznaczenie zysku wykazanego w bilansie, na realizację działań modernizacyjnych i rozwojowych zwłaszcza w taryfach ustalanych na okres wieloletni. Konstrukcja cen i stawek opłat ustalonych z uwzględnieniem kosztów planowanych (wynikających z nakładów na środki trwałe w budowie i wartości niematerialne) powoduje wykazywanie przez przedsiębiorstwa zysku bilansowego w pierwszych latach obowiązywania taryfy.

Podobny efekt bilansowy powodują koszty remontów przekwalifikowane przez biegłych w trakcie badania bilansu jako koszty modernizacji (rozliczane w bilansach przez kilka lat) lub sytuacje gdy remonty planowane na pierwszy rok taryfowy realizowane są po zakończeniu okresu grzewczego i obciążają wynik finansowy roku następnego.

Istotą regulacji jest m.in. równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła, przy zachowaniu zasady minimalizacji kosztów. Wyrazem tego jest uznawanie przez regulatora w procesie taryfowania tylko tych pozycji kosztowych, które mają racjonalny charakter, a dynamika ich wzrostu jest umiarkowana. Nie uznając takiego poziomu cen i stawek opłat jaki proponowały na wstępie przedsiębiorstwa, „pozostawiono w kieszeniach odbiorców ciepła” z terenu działania oddziału ponad 14 mln zł. Z roku na rok kwota oszczędności ulega systematycznemu zmniejszaniu, jednak nadal za te pieniądze można by kupić ciepło na ogrzanie średniej wielkości miasta powiatowego.

Analiza wniosków taryfowych większości badanych w 2003 r. przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących działalność w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, a także dorobek 400 dotychczas zatwierdzonych taryf dla ciepła przez poznański oddział w okresie minionych 5 lat, pozwala na konkluzję, iż w sektorze tym przedsiębiorstwa nadal nie podejmują działań typowych dla podmiotów działających w warunkach konkurencji. W toku zatwierdzania taryf widoczna jest jeszcze tendencja do zawyżania planowanych kosztów i nie liczenia się z możliwościami odbiorców. Art. 45 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dostrzegany jest przez nie tylko w zakresie pkt 1, który mówi iż „taryfy dla (...) ciepła powinny zapewniać pokrycie kosztów uzasadnionych działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie: wytwarzania (...), przesyłania, dystrybucji lub obrotu (...) energią, kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska”. Stąd częste uwzględnianie pkt 2 tegoż artykułu, który stanowi, że taryfy powinny również zapewniać „ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen”, następuje dopiero pod wpływem działań regulatora.

Praktyka wskazuje, iż tam gdzie pojawia się realna możliwość konkurencji innego dostawcy lub dystrybutorów gazu (np. w Toruniu, Złotowie, Śremie) przedsiębiorstwa zaczynają bardziej liczyć się z odbiorcami. Jednym z przykładów wpływu konkurencji może być przedsiębiorstwo działające na terenie woj. kujawsko-pomorskiego, posiadające taryfę zatwierdzoną w 2002 r. na kilka lat. Przez wiele miesięcy stosowało ono upusty dla odbiorców, bowiem działa na tym terenie także inny wytwórca, potencjalnie zdolny zasilać odbiorców przedsiębiorstwa. Nadmienić należy, iż przedsiębiorstwo to w procesie zatwierdzania taryfy nie uzyskało akceptacji cen na wnioskowanym poziomie, lecz niższym. Dodatkowo wskaźnik inflacji za 2002 r. ukształtował się na poziomie niższym niż planowany na ten rok, zatem indeksacja dokonana w 2003 r.

z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych ustalonych w połowie 2002 r. odbyła się na poziomie niższym od zakładanego. Można zatem wnioskować, iż pojawienie się konkurencji wymusiło poprawę efektywności równie skutecznie jak działania regulacyjne. Podobną poprawę efektów gospodarowania zaobserwowano w przypadku innych przedsiębiorstw energetycznych w momencie wystąpienia konkurencji dystrybutorów gazu i możliwości utraty dużych odbiorców. Dla większości przedsiębiorstw, substytutem konkurencji pozostaje jednak regulator. W warunkach konkurencji znacznie ostrożniej planowane są także inwestycje modernizacyjne i remonty. Nadmienić należy jednak, iż z uwagi na szasłość lat 90. oraz wcześniejszych, nie leży w długoterminowym interesie odbiorców hamowanie inwestycji odtworzeniowych i modernizacyjnych w przedsiębiorstwach energetycznych. Widoczne stają się także pozytywne efekty modernizacji infrastruktury sieciowej (zwłaszcza wprowadzenie automatyki pogodowej i sieci preizolowanych), jeśli dokonywane były łącznie z modernizacjami po stronie odbiorców (wymiana stolarki okiennej, ocieplenia budynków). W takich przypadkach wzrost cen i stawek opłat kompensowany zmniejszeniem zapotrzebowania odbiorców na ciepło, nie skutkuje dokuczliwym dla odbiorców w lokalach wzrostem opłat w przeliczeniu na m² ogrzewanej powierzchni.

4.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2003 r. zatwierdzono 10 taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstwom wytwarzającym energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem – w odniesieniu do energii elektrycznej objętej obowiązkiem zakupu. Wśród nich dwie taryfy obejmowały swoim zakresem również przesyłanie i dystrybucję oraz obrót energią elektryczną. Dla trzech przedsiębiorstw taryfy zatwierdzono po raz pierwszy w wyniku wezwania urzędu.

Średni wzrost cen energii elektrycznej w odniesieniu do cen ostatnio stosowanych wyniósł 2,86%, w tym 3 przedsiębiorstwa pozostawiły ceny na dotychczasowym poziomie. W przypadku 3 przedsiębiorstw w wyniku weryfikacji przedstawionych taryf dla układu skojarzonego, nie uznano przedstawionych kosztów za uzasadnione. Ustalono dla tych przedsiębiorstw współczynnik korekcyjny X_n , wymuszający poprawę efektywności ich funkcjonowania w celu ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Podjęte działania pozwoliły na zatwierdzenie cen energii elektrycznej na niższym poziomie oraz uzyskanie wymiernego efektu oszczędnościowego w kwocie 11 mln zł. Zatwierdzona średnia ważona cena netto sprzedaży energii elektrycznej wynosi około 133 zł/MWh dla blisko 1,55 TWh.

4.3.4. Rozstrzygnięcie spraw spornych

Na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wszczęto dwa postępowania w sprawach spornych, z których jedno zakończono wydaniem

decyzji, natomiast drugie jest jeszcze w toku. Dotyczyły one energii elektrycznej i paliw gazowych.

W zakresie energii elektrycznej wydano decyzję orzekającą odmowę dokonania zmiany treści umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej pomiędzy zakładem energetycznym a odbiorcą. Niekorzystna dla wnioskodawcy decyzja spowodowała złożenie przez niego odwołania do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Tym samym decyzja nie jest prawomocna.

W zakresie paliw gazowych spór dotyczył nieuzasadnionego wstrzymania dostaw gazu przez zakład gazowniczy. W postępowaniu tym na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne zostało wydane postanowienie nakazujące przedsiębiorstwu energetycznemu kontynuację dostaw paliwa gazowego do zakładu odbiorcy, do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. Wnioskodawca złożył również wniosek o zawieszenie postępowania administracyjnego, aż do czasu zakończenia postępowań antymonopolowych toczących się przed Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Na wydane postanowienie odmawiające zawieszenia tego postępowania administracyjnego, odbiorca złożył zażalenie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W okresie sprawozdawczym pokaźna grupa rozpatrywanych spraw nie wymagała przeprowadzenia postępowania administracyjnego i wydania decyzji administracyjnej. W większości sprawy te udawało się pozytywnie załatwić już na etapie postępowania wyjaśniającego.

Sprawy z zakresu energii elektrycznej dotyczyły: zasad naliczania i wysokości opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, sposobu rozliczania za dostarczoną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłowe, możliwości korygowania wystawionej faktury, nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz zasadności zastosowania i wysokości opłat za nielegalny pobór, sposobu przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne, standardów jakościowych obsługi odbiorców, przebiegu sieci elektroenergetycznej, układów pomiarowo-rozliczeniowych stosowanych przy dostarczaniu energii elektrycznej (w tym również układów przedpłatowych), zapisów zawartych w umowach sprzedaży, kwalifikacji odbiorców do poszczególnych grup taryfowych, zasadności pobierania opłat za dodatkowe usługi przeprowadzone na zlecenie odbiorcy oraz posiadania świadectw kwalifikacyjnych przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci.

W sprawach związanych ze sprzedażą ciepła odbiorcy podnosili w swoich pismach kwestie: konieczności posiadania koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła przez spółdzielnie ogrzewające budynki po byłych Państwowych Gospodarstwach Rolnych, zapisów zawartych w umowach sprzedaży, nielegalnego poboru ciepła, układów pomiarowo-rozliczeniowych, zasad określania mocy zamówionej w umowach na dostarczanie ciepła, ustalania cen ciepła przez przedsiębiorstwa nie posiadające koncesji, zasad-

ności stosowania opłaty za montaż oraz wymianę liczników ciepła i ich legalizacji, a także użytkowania pomieszczeń węzłów cieplnych i kotłowni. Bardzo często poruszanym problemem były kwestie rozliczeń kosztów ciepła pomiędzy indywidualnymi odbiorcami w lokalach a spółdzielniami mieszkaniowymi czy właścicielami lub zarządcami budynków wielolokalowych. Wyjaśnień w tych sprawach udzielano niezależnie od tego, że indywidualni odbiorcy ciepła w lokalach nie są odbiorcami ciepła w rozumieniu przepisów prawa energetycznego.

Sprawy podnoszone przez odbiorców gazu dotyczyły: przyłączenia do sieci gazowej, zasad naliczania i wysokości opłat za przyłączenie do sieci, zapisów zawartych w umowach sprzedaży, standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz sposobów rozliczeń prowadzonych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

We wszystkich przypadkach podjęte przez oddział działania prowadziły z jednej strony do informowania odbiorców o obowiązującym stanie prawnym i przysługujących im uprawnieniach, a z drugiej strony do przeprowadzania interwencji w przedsiębiorstwach energetycznych. Rezultatem podjętych działań była reakcja przedsiębiorstw energetycznych na wskazywane nieprawidłowości, które natychmiast usuwano. Dzięki temu możliwe było pozytywne rozpatrzenie wielu skarg bez konieczności wszczęcia postępowania administracyjnego. Uznając służebną rolę urzędu wobec wszystkich konsumentów paliw i energii oraz mając świadomość skomplikowania zagadnień związanych z szeroko rozumianą energetyką oddział udzielał rzetelnych i wyczerpujących wyjaśnień wszystkim, którzy kierowali doń zapytania.

4.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Na bieżąco prowadzony jest monitoring działalności przedsiębiorstw koncesjonowanych. Wymagana jest terminowość nadsyłania sprawozdań z działalności koncesjonowanej. Wypełnione formularze sprawozdań zostają poddane kontroli poprawności statystycznej i archiwizacji, a dane przedstawiane przez przedsiębiorstwa służą do opracowania charakterystyki sektora ciepłowniczego w ramach systemu statystyki publicznej.

b) prawidłowość stosowania taryf

Rozpatrzono 117 skarg na ceny i stawki opłat, z czego 46 dotyczyło ciepła, 63 energii elektrycznej, a 8 gazu. Spośród ww. spraw dwie skutkowały wszczęciem postępowania administracyjnego. We wszystkich sprawach dotyczących skarg na przedsiębiorstwa energetyczne, zwracano się do nich o przedstawienie swojego stanowiska w sprawie. Bardzo często skutkowało to pozytywnym załatwieniem skargi. W innych przypadkach wyczerpująco wyjaśniano sytuację prawną i jej wpływ na sytuację faktyczną odbiorców, co w większości przypadków przekonywało petenta o prawidłowości działania

przedsiębiorstwa energetycznego. Kilka spraw dotyczyło wspomnianej wcześniej zmiany gazu ziemnego na terenie Wielkopolski. Wprowadzenie gazu wysokometanowego w miejsce gazu zaazotowanego spowodowało, iż odbiorcy za dostarczony im gaz muszą zapłacić więcej. Wzrost opłat wynika przede wszystkim z wyższej – w przeliczeniu na jednostkę dostarczanej energii – ceny gazu ziemnego wysokometanowego w stosunku do ceny gazu ziemnego zaazotowanego, w związku z wyższymi kosztami pozyskania gazu wysokometanowego. Gaz ten bowiem w około 70% pochodzi z importu, z którego – na dzień dzisiejszy – koszt zakupu jest wyższy od kosztu zakupu gazu o identycznych parametrach jakościowych ze źródeł krajowych. Jednakże wzrost opłat z tytułu zmiany gazu zużywanego nie był tak drastyczny, bowiem gaz ziemny wysokometanowy ma wyższe ciepło spalania, a zatem zużywa się go mniej niż gazu ziemnego zaazotowanego.

4.3.6. Nakładanie kar pieniężnych

W 2003 r. wszczęto jedno postępowanie na skutek nieprzesłania w terminie przez przedsiębiorstwo energetyczne sprawozdania z realizacji warunków określonych w koncesji oraz działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w 2002 r. Wydano decyzję o ukaraniu przedsiębiorstwa energetycznego i wymierzono karę pieniężną w kwocie 12 612 zł. Decyzja jest prawomocna.

Wszczęto również jedno postępowanie wobec wytwórcy ciepła za nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji, polegających na prowadzeniu działalności koncesjonowanej na zasadach określonych w ustawie – Prawo energetyczne, co w tej sprawie oznaczało nieprzestrzeganie obowiązku stosowania cen i stawek opłat zatwierdzonych w taryfie. Przedsiębiorstwo energetyczne stosowało bowiem dla jednego z odbiorców stawki jednoczłonowe zamiast stawek opłat zawartych w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE. W wyniku przeprowadzonego postępowania administracyjnego wydano decyzję o nałożeniu kary w kwocie 500 zł. Symboliczna wysokość kary wynikała z faktu, że przedsiębiorstwo natychmiast przystąpiło do usuwania zaistniałej nieprawidłowości.

4.4. Pozostała działalność oddziału

W 2003 r. kontynuowane było wydawanie poradnika – informatora dla odbiorców ciepła i energii elektrycznej. Opublikowano trzy części poradnika dla odbiorców energii elektrycznej i siedem części poradnika dla odbiorców ciepła.

Poradniki ukazywały się w dziennikach lokalnych: „Głosie Wielkopolskim”, „Gazecie Poznańskiej”, „Ekspresie Poznańskim” i „Ziemi Kaliskiej” ze średnią częstotliwością raz na kwartał. Ich zasadniczym zadaniem było wyjaśnienie odbiorcom paliw i energii podstawowych zagadnień z zakresu prawa energetycznego oraz poinformowanie o uprawnieniach jakie dają im przepisy prawne w tej dziedzinie.

Podobnie jak w roku poprzednim, pracownicy Zachodniego Oddziału Terenowego w godzinach pracy urzędu jak i w ramach uruchomionego punktu informacyjnego dla konsumentów i rzeczników konsumentów, udzielali odpowiedzi na zapytania i wątpliwości kierowane do oddziału.

Pytania w przeważającej części były zadawane telefonicznie, a dotyczyły głównie kwestii rozliczeń odbiorców energii elektrycznej z przedsiębiorstwami energetycznymi oraz rozliczeń indywidualnych odbiorców ciepła w lokalach ze spółdzielniami mieszkaniowymi bądź zarządzającymi budynkami wielolokalowymi.

W Informatorze Regionalnej Izby Obrachunkowej w Poznaniu ukazał się opracowany przez pracowników oddziału artykuł pt.: „Polityka energetyczna a zadania gminy w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”.

5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie

Działalność regulacyjną Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie prowadzi na terenie dwóch województw: lubelskiego i podlaskiego.

Oddział zatrudnia 11 pracowników posiadających wyższe wykształcenie, w tym: 5 pracowników z wykształceniem technicznym, 3 – ekonomicznym, 2 – prawniczym i 1 – humanistycznym.

W ramach podnoszenia kwalifikacji zawodowych, pracownicy oddziału uczestniczyli w szkoleniach i seminariach o tematyce umożliwiającej uzupełnienie wiedzy z zakresu ochrony informacji niejawnych, w kursach komputerowych oraz w związku z wejściem Polski do Unii Europejskiej w szkoleniach nt.: integracji europejskiej, funkcjonowania Unii Europejskiej, postępowania przed Europejskim Trybunałem Sprawiedliwości oraz kursach języka angielskiego.

Wschodnim Oddziałem Terenowym z siedzibą w Lublinie od 9 listopada 1998 r. kieruje dyrektor dr inż. Ryszard Rabięga.

5.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

W obrębie właściwości terytorialnej oddziału działalność energetyczną prowadzi 260 przedsiębiorstw posiadających łącznie 365 koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję oraz obrót paliwami i energią. Rysunek 9 (str. 91) przedstawia zestawienie liczbowe posiadanych koncesji.

W skład grupy przedsiębiorstw energetycznych wchodzi: 66 przedsiębiorstw ciepłowniczych, 26 przedsiębiorstw elektroenergetycznych, 4 przedsiębiorstwa dystrybucji i obrotu gazem, 178 przedsiębiorstw zajmujących się obrotem paliw ciekłych. Jedno przedsiębiorstwo – Zakłady Azotowe PUŁAWY SA zajmuje się zarówno zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną jak i gaz.

Największymi producentami energii elektrycznej i ciepła są następujące elektrociepłownie pracujące w pełnym skojarze: Elektrociepłownia Lublin – Wrotków Sp. z o.o., Elektrociepłownia Białystok SA, Elektrociepłownia Zakładów Azotowych „Puławy” SA, Megatem EC – Lublin Sp. z o.o. Łączna osiągalna moc cieplna wymienionych elektrociepłowni wynosi 2 234 MW, a elektryczna – 550 MW.

Na terenie oddziału działają 3 spółki prowadzące działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, a mianowicie: Lubelskie Zakłady Energetyczne Lubzel SA, Zakład Energetyczny Białystok SA i Zamojska Korporacja Energetyczna SA. Łączna roczna sprzedaż energii elektrycznej tych spółek dystrybucyjnych wynosi 7 408 GWh.

Do głównych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła należą: LPEC w Lublinie Sp. z o.o. i MPEC Sp. z o.o. w Białymstoku. Rocznie przedsiębiorstwa te sprzedają łącznie 9 419 TJ ciepła.

Przedsiębiorstwami zajmującymi się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem gazu ziemnego jest Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie – Zakład Gazowniczy w Lublinie i Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Warszawie – Gazownia Białostocka, których roczna sprzedaż gazu wyniosła łącznie ok. 300 mln m³.

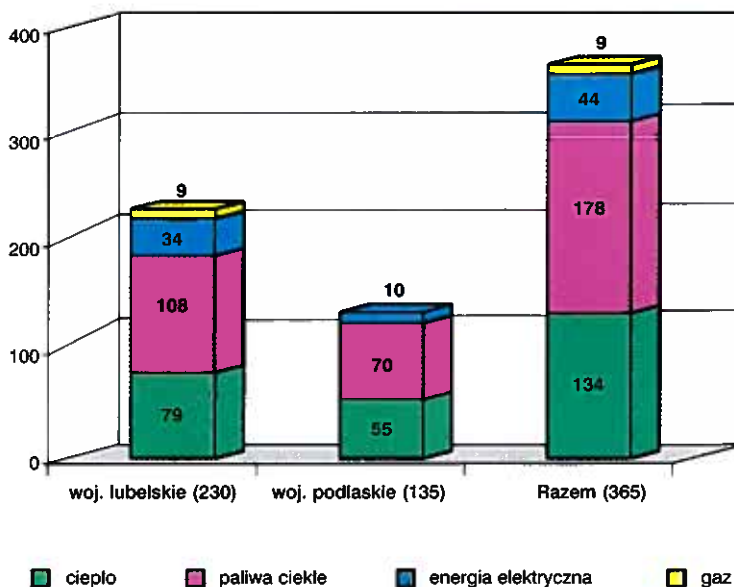
Odnawialne źródła energii elektrycznej stanowią 42 małe elektrownie wodne o mocy zainstalowanej 3,8 MW i 4 małe elektrownie wiatrowe o mocy 1,2 MW. Zakup przez spółki dystrybucyjne energii elektrycznej z tych źródeł wynosi 13,9 GWh, co stanowi 0,19% sprzedaży energii przez te spółki. Niekonwencjonalne źródła ciepła to 5 kotłowni opalanych biomasą (zrębki drzewne, słoma) o łącznej mocy 15,6 MW.

5.2. Odbiorcy paliw i energii

Największym odbiorcą energii elektrycznej są Zakłady Azotowe „Puławy” SA, które zakupują rocznie 914 GWh energii. Ponad 100 GWh energii elektrycznej rocznie zakupują: Lubelski Węgiel „Bogdanka” SA i Cementownia „Chelm”. Odbiorcami ponad 40 GWh energii elektrycznej rocznie są: Zakłady Płyt Wiórowych SA w Grajewie, Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych – Przepompownia Adamowo, Fabryka Łożysk Toczących „Kraśnik” SA oraz PKP „ENERGETYKA” Sp. z o.o. Ponadto 24 odbiorców dokonuje zakupów powyżej 10 GWh energii rocznie.

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego z sieci przesyłowej są: Zakłady Azotowe „Puławy” SA, które rocznie zakupują do produkcji wyrobów chemicznych 831 mln m³ gazu oraz Elektrociepłownia Lublin –

Rysunek 9. Koncesje wg województw (stan na 31.12.2003 r.)



Wrotków Sp. z o.o. – 330 mln m³ do produkcji energii elektrycznej i ciepła w bloku parowo – gazowym. Zużycie gazu przez pozostałych odbiorców kształtuje się poniżej 5 mln m³/rok.

5.3. Działalność regulacyjna

Na terenie działania oddziału koncesjonowaną działalność ciepłowniczą prowadzi 66 przedsiębiorstw, z czego w zakresie wytwarzania ciepła – 10, wytwarzania i przesyłania ciepła – 43, wytwarzania, przesyłania i obrotu ciepłem – 9, przesyłania i obrotu ciepłem – 4. W porównaniu ze stanem na koniec 2002 r. liczba przedsiębiorstw zmniejszyła się o 5 firm. Ponadto na obszarze działania oddziału występuje jedno przedsiębiorstwo posiadające promesy koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła.

5.3.1. Koncesjonowanie

Działalność oddziału w zakresie udzielania koncesji w 2003 r. dotyczyła postępowań wszczętych na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego.

W trakcie roku sprawozdawczego udzielono 2 koncesje, z czego 1 na wytwarzanie ciepła, oraz 1 na przesyłanie i dystrybucję ciepła.

W 2003 r. wydano 26 decyzji zmieniających udzielone koncesje. Wszystkie te decyzje dotyczyły wniosków stron na podstawie art. 41 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zmiany warunków udzielonych koncesji dokonywane były przede wszystkim w związku z:

- wnioskiem strony o rozszerzenie działalności z powodu przejęcia bądź modernizacji źródła ciepła i sieci ciepłowniczych,
- wnioskiem strony o ograniczeniu zakresu udzielonych koncesji spowodowanego wyłączeniem z eksploatacji kotłów, likwidacją eksploatowanych źródeł ciepła bądź z powodu przekazania kotłowni,

- zmianami organizacyjnymi,
- wnioskiem strony o zmianę parametrów czynnika grzewczego z powodu modernizacji sieci ciepłowniczych.

W 2003 r. w związku z zaprzestaniem działalności, na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, cofnięte zostały 4 koncesje dla 3 przedsiębiorców.

Na wniosek strony zostały cofnięte 2 koncesje na wytwarzanie ciepła, a z urzędu cofnięto 2 koncesje – po jednej na wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła. W uzasadnieniu decyzji podawanym powodem cofnięcia koncesji było zaprzestanie prowadzenia działalności w zakresie objętym obowiązkiem jej posiadania.

Ponadto wydano 3 decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji na podstawie art. 162 § 1 pkt 1 Kpa. Decyzje te związane były z ograniczeniem przez przedsiębiorcę zakresu prowadzonej działalności do tego stopnia, że nie wymagała ona posiadania koncesji na mocy przepisów art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (tzn. ograniczenie przez odbiorców ciepła mocy zamówionej do wielkości nie przewyższającej 1 MW).

Poza tym, jedna koncesja na wytwarzanie ciepła wygasła przed upływem terminu jej obowiązywania na mocy art. 42 ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela 7. Decyzje koncesyjne wydane w 2003 r.

Wydane decyzje	2003
Decyzje koncesyjne	2
Decyzje zmieniające koncesje	26
Decyzje cofające koncesje	4
Decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji	3
Decyzje o umorzeniu postępowania	2
Razem	37

5.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

a) wnioski taryfowe

W 2003 r. do oddziału wpłynęły 72 wnioski dotyczące taryf dla ciepła. Wydano 51 decyzji zatwierdzających taryfy dla ciepła (w tym 2 decyzje dla dwóch oddziałów

Wojskowej Agencji Mieszkaniowej). Wydano ponadto 3 decyzje zatwierdzające taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w elektrociepłowniach.

Z łącznej liczby 66 przedsiębiorstw posiadających koncesje na prowadzenie działalności dotyczącej zaopatrzenia w ciepło, tylko 1 firma nie posiada zatwierdzonej taryfy dla ciepła. W stosunku to tego przedsiębiorstwa postępowanie taryfowe prowadzone w 2003 r. pozostawało na koniec roku w toku, a zakończenie postępowania administracyjnego w sprawie jej zatwierdzenia przypadnie w 2004 r.

W omawianym okresie dokonano 15 zmian w obowiązujących taryfach dla ciepła. We wszystkich przypadkach zmiany dotyczyły przedłużenia okresu obowiązywania taryfy. Wydano ponadto 1 decyzję odmawiającą zmiany taryfy dla ciepła oraz 5 decyzji umarzających postępowania.

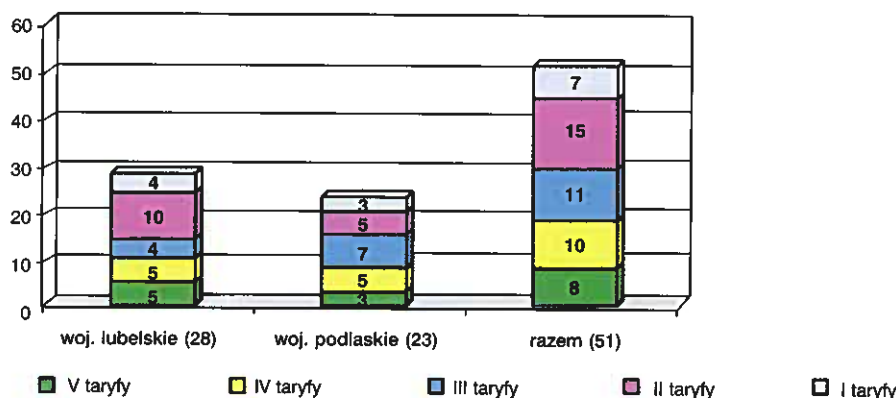
b) efekty regulacji

W 2003 r. średni wzrost cen i stawek opłat, w stosunku do poprzednio stosowanych, wynikający z wszystkich zatwierdzonych w oddziale taryf dla ciepła wyniósł 1,71%, w tym 1,62% w woj. lubelskim i 1,77% w woj. podlaskim. Średni wzrost w stosunku do cen i stawek opłat ostatnio stosowanych wyniósł dla pierwszych taryf 5,37%, drugich – 2,95%, trzecich – 2,58%, czwartych spadek o 1,69%, dla piątych – wzrost o 1,99%. W 11 przedsiębiorstwach nastąpił spadek cen i stawek opłat, w 15 – średni wzrost cen nie przekroczył 2%, w 18 – był większy od 2% lecz nie przekroczył 5%, w 6 – zamykał się w przedziale 5-10%, dla 1 przedsiębiorstwa był wyższy od 10% i dotyczył pierwszej taryfy.

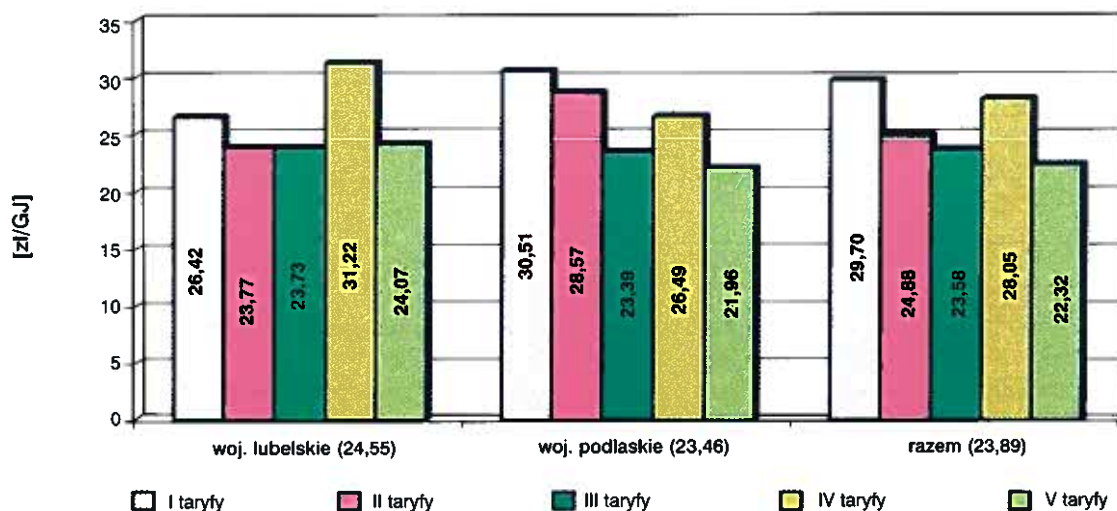
Średnia cena ciepła dla wytwarzania, wynikająca ze wszystkich zatwierdzonych w 2003 r. taryf wyniosła 23,89 zł/GJ, natomiast dla przesyłania 9,67 zł/GJ. Średnia jednoskładnikowa cena ciepła dla odbiorcy końcowego wyniosła więc 33,56 zł/GJ.

Najniższa cena wytwarzanego ciepła wyniosła 14,44 zł/GJ, najwyższa zaś 56,60 zł/GJ. Tak duże zróżnicowanie cen spowodowane jest rodzajem stosowanego paliwa oraz technologią wytwarzania ciepła. Dla przykładu najniższa cena ciepła występuje w przedsiębiorstwie,

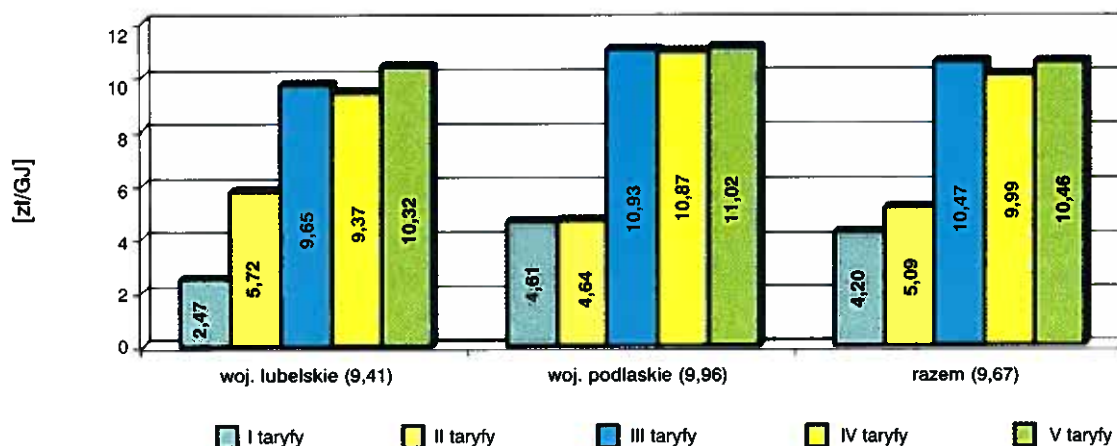
Rysunek 10. Zatwierdzone taryfy dla ciepła (stan na 31.12.2003 r.)



Rysunek 11. Średnie ceny ciepła (w zł/GJ)



Rysunek 12. Średnie stawki opłat za usługi przesyłowe (w zł/GJ)



w którym paliwem podstawowym są odpady drzewne z produkcji mebli. Najwyższa cena ciepła występuje w lokalnym źródła ciepła opalonym gazem płynnym propan-butan.

Najniższa cena ciepła w źródłach, w których paliwem jest miał węgla kamiennego, wyniosła 16,52 zł/GJ, natomiast najwyższa 33,72 zł/GJ. W przedsiębiorstwach,

w których paliwem wykorzystanym do produkcji ciepła jest węgiel gruby, orzech, kostka lub groszek, ceny ciepła zawierały się w przedziale od 31,26 zł/GJ do 42,87 zł/GJ, natomiast w źródłach gazowych lub olejowych ceny zawierają się w przedziale od 29,38 zł/GJ do 54,36 zł/GJ.

Na poziom i wzrost zatwierdzonych cen i stawek opłat miały wpływ przede wszystkim zmiany cen paliw,

Tabela 8. Zestawienie średnich cen (dotyczących wytwarzania ciepła) w zależności od wielkości sprzedaży ciepła

Wielkość sprzedaży ciepła (GJ)	Liczba przedsiębiorstw wytwarzających ciepło	Średnia cena ciepła (zł/GJ)
do 50 000	14	33,38
50 000-100 000	11	28,83
100 000-500 000	15	27,56
500 000-1 000 000	4	22,06
powyżej 1 000 000	2	22,21
	46	23,89

Tabela 9. Zestawienie średnich stawek opłat za usługi przesyłowe w zależności od wielkości sprzedaży ciepła

Wielkość sprzedaży ciepła (GJ)	Liczba przedsiębiorstw przesyłających ciepło	Średnia stawka przesyłowa (zł/GJ)
do 50 000	9	4,37
50 000-100 000	11	5,36
100 000-500 000	20	7,49
500 000-1 000 000	5	12,93
	45	9,67

energii elektrycznej i podatku od budowy wykorzystywanych bezpośrednio do wytwarzania ciepła oraz rurociągów i przewodów sieci ciepłowniczych, a także koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska. Istotne znaczenie miały również ograniczenia przez odbiorców poboru ciepła i wielkości zamawianej przez nich mocy cieplnej.

Bardzo duże znaczenie przy analizie wysokości cen z wytwarzania, obok rodzaju stosowanego paliwa i technologii wytwarzania, odgrywa także wielkość sprzedaży ciepła. Z analizy przeprowadzonej wśród 51 przedsiębiorstw, którym w 2003 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła wynika, że w przedsiębiorstwach o dużej sprzedaży ciepła (elektrociepłownie, duże PEC-e), średnie ceny są znacznie niższe niż w przedsiębiorstwach o niskiej sprzedaży ciepła (poniżej 500 tys. GJ rocznie). Wynika to z faktu, że w tej grupie znajdują się zarówno źródła wytwarzające ciepło wraz z energią elektryczną w skojarzeniu, jak i ciepłownie realizujące zadania modernizacyjne przyczyniające się do obniżki kosztów paliwa.

Analiza stawek opłat za usługi przesyłowe wskazuje, że najwyższe stawki występują w przedsiębiorstwach o dużej sprzedaży ciepła (typowe przedsiębiorstwa ciepłownicze, o zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą powyżej 86%). Na wysokość stawek przesyłowych w dużych przedsiębiorstwach mają wpływ nie tylko koszty stałe (dotyczące sieci ciepłowniczych, węzłów cieplnych, zewnętrznych instalacji odbiorczych), lecz także w dużym stopniu koszty strat przesyłania ciepła w rozległych sieciach ciepłowniczych.

5.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2003 r. zatwierdzono 3 taryfy dla przedsiębiorstw wytwarzających energią elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. Dla EC Białystok SA oraz EC GIGA w Świdniku Sp. z o.o. są to piąte taryfy, natomiast dla MEGATEM EC - Lublin Sp. z o.o. jest to taryfa trzecia.

Tabela 10. Ceny energii elektrycznej (netto) zatwierdzone w 2003 r.

Przedsiębiorstwo	Średnia cena (zł/MWh)
EC Białystok SA	135,51
EC GIGA Świdnik Sp. z o.o.	138,20
MEGATEM EC Lublin Sp. z o.o.	123,00

5.3.4. Rozstrzyganie spraw spornych

W omawianym okresie w sprawach spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wydano 6 decyzji administracyjnych w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, w tym w 5 przypadkach orzeczono, że wstrzymanie dostaw nie było nieuzasadnione. Wydano również 3 postanowienia w trybie art. 8 ust. 2 o kontynuacji dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. W przypadku 2 decyzji, w związku z odwołaniem wnioskodawców, sprawa została przekazana do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W jednej ze spraw sąd odrzucił odwołanie od decyzji. W toku są 2 postępowania dotyczące ustalenia treści umowy sprzedaży ciepła oraz 1 – ustalenia treści umowy sprzedaży energii elektrycznej.

W większości z powyższych spraw prowadzone postępowanie administracyjne uwypukliło pojawiający się problem przedsiębiorstw energetycznych, związany z trudnościami z wyegzekwowaniem należności za dostarczoną energią elektryczną. Stosownie do art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, może wstrzymać dostarczanie tej energii w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energią co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.

Możliwość wstrzymania dostaw energii elektrycznej w powyższych sprawach wynikała zatem bezpośrednio z powołanego przepisu, przy uwzględnieniu regulacji zawartych w ustawie – Kodeks cywilny oraz łączących strony umów sprzedaży energii elektrycznej. Uzasadnioną przyczyną wstrzymania dostaw przez przedsiębiorstwo energetyczne był również stwierdzony nielegalny pobór energii elektrycznej oraz stan instalacji odbiorczej, stwarzający bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia lub środowiska.

W jednej ze spraw uznano, że zastosowanie rygoru w postaci wstrzymania dostawy energii elektrycznej było przedwczesne. Okoliczności sprawy wskazywały, że powodem wstrzymania była próba zmuszenia odbiorcy do uiszczenia opłaty

z tytułu nielegalnego poboru. Na wniosek odbiorcy wydano postanowienie w trybie art. 8 ust. 2 o kontynuacji dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu, uznając że dalsze wstrzymanie dostaw energii elektrycznej jest formą retorsji za nieuregulowanie spornej należności, nie mieszczącej się w kategorii zapłaty za pobraną energię w rozumieniu art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto zobowiązano przedsiębiorstwo energetyczne do ponownego przeanalizowania stanu faktycznego i obliczenia opłaty za nielegalny pobór, zgodnie z obowiązującą taryfą dla energii elektrycznej.

5.3.5. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W okresie 1 stycznia-31 grudnia 2003 r. wpłynęło 45 skarg, w tym: 27 skarg odbiorców energii elektrycznej, 16 skarg odbiorców ciepła oraz 2 skargi odbiorców gazu.

Skargi z zakresu energii elektrycznej dotyczyły: kosztów przebudowy przyłącza, standardów jakościowych obsługi odbiorców, sposobu rozliczeń, zasadności zastosowania oraz wysokości opłaty za nielegalny pobór, sposobu przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne, zasad naliczania oraz wysokości opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, kosztów i zasadności zmian w wewnętrznych instalacjach zasilających.

Skargi z zakresu ciepła dotyczyły: rozliczeń za dostarczone ciepło, standardów jakościowych obsługi odbiorców, kosztów montażu ciepłomierzy, podziału odbiorców na grupy taryfowe, koncesji na wytwarzanie i dystrybucję, rozliczeń w budynkach wielolokalowych.

Skargi odbiorców gazu dotyczyły zwiększenia ceny gazu oraz zaliczenia do odpowiedniej grupy taryfowej.

W wyniku analizy przedmiotowych skarg w 5 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości w działalności przedsiębiorstw energetycznych, polegające na: przeprowadzeniu kontroli niezgodnie z wymogami rozporządzenia Ministra Gospodarki z 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 75 poz. 866), wyznaczeniu odbiorcy nieprawidłowego terminu do przystosowania instalacji odbiorczej do zmienionych warunków funkcjonowania sieci i nieprawidłowym obliczeniu opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej. W dwóch przypadkach nieprawidłowości zostały dobrowolnie usunięte przez przedsiębiorstwo, natomiast w trzech wydano zalecenia pokontrolne. W pozostałych nie podzielono argumentów skarżących i udzielono im wyjaśnień o obowiązującym stanie prawnym.

W wyniku napływających skarg, odbiorcom udzielano wszelkich informacji o okolicznościach faktycznych i prawnych, które mogą mieć wpływ na ustalenie ich praw i obowiązków związanych z załatwieniem danego rodzaju sprawy.

W przesyłanych do oddziału pismach pojawiały się nie tylko zagadnienia dotyczące bezpośrednio właściwości rzeczowej Prezesa URE ale również sprawy, do

których rozpatrzenia właściwym był sąd powszechny oraz inne odpowiednie instytucje. Podania te kierowane były zgodnie z właściwością na podstawie art. 66 Kpa lub zwracane odbiorcy z pouczeniem i wskazaniem organu właściwego do rozpatrzenia sprawy.

5.3.6. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2003 r. oddział przeprowadził 51 kontroli warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji. Kontrole zostały przeprowadzone w ramach rozpatrywania wniosków taryfowych. W ich wyniku stwierdzono przestrzeganie przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków koncesyjnych.

b) parametry jakościowe obsługi odbiorców

Oddział przeprowadził 4 kontrole w zakresie przestrzegania parametrów jakościowych obsługi odbiorców energii elektrycznej. W ich wyniku stwierdzono:

- nieprawidłowy (skrócony), termin narzucony odbiorcy przystosowania urządzeń do zmienionych warunków funkcjonowania sieci,
- niepowiadomienie o przerwach w dostawie energii elektrycznej,
- nieprawidłowe przyjęcie zgłoszenia o usterkach.

Działania podjęte przez oddział doprowadziły do usunięcia stwierdzonych nieprawidłowości. W pierwszej sprawie przedsiębiorstwo ustaliło prawidłowy termin zgodnie z obowiązującymi przepisami, a w pozostałych sprawach przedsiębiorstwo zobowiązało się do prowadzenia prawidłowej obsługi odbiorców w przyszłości.

c) prawidłowość stosowania taryf

W 2003 r. w 2 przedsiębiorstwach objętych kontrolą prawidłowości stosowania taryf dla energii elektrycznej stwierdzono 3 nieprawidłowości polegające na:

- nieprawidłowym naliczaniu opłat za przyłączenie,
- zawyżaniu opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej.

W jednym przypadku przedsiębiorstwo wyeliminowało nieprawidłowości po skierowaniu wystąpienia pokontrolnego, a w pozostałych przypadkach przedsiębiorstwa dobrowolnie wyeliminowały ujawnione nieprawidłowości.

Przeprowadzono 35 kontroli w zakresie poprawności stosowania taryf dla ciepła. Kontrolą objęto także stosowanie opłat za inne usługi świadczone odbiorcom przez przedsiębiorstwa energetyczne. Postępowania wyjaśniające dotyczące 8 przedsiębiorstw nie zostały zakończone.

Jednocześnie kontroli poddano realizację planów modernizacji i rozwoju w 2003 r.

d) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

Przeprowadzono 15 kontroli przestrzegania przepisów art. 54 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie spełniania wymagań kwalifikacyjnych przy eksploatacji

urządzeń, instalacji i sieci. W 7 przedsiębiorstwach stwierdzono w tym zakresie nieprawidłowości. W celu ich wyeliminowania zostały wydane zalecenia pokontrolne, które zostały wykonane przez wszystkie przedsiębiorstwa.

5.3.7. Nakładanie kar pieniężnych

W okresie sprawozdawczym wszczęto 1 postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za nieuzasadnione wstrzymanie dostaw (art. 56 ust. 1 pkt 14 ustawy). Postępowanie jest w toku.

5.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie współpracował z delegaturami UOKiK w ramach art. 23 ust. 1 pkt 7 – Prawa energetycznego, w następującym zakresie:

1. Oddział udzielał specjalistycznych opinii w zakresie energetyki oraz wszelkich informacji nt. prowadzonych przez UOKiK postępowań w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów, dotyczących działania koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych, m.in. w zakresie stosowania taryf dla energii elektrycznej i ciepłej.
2. Przesyłano do UOKiK skargi odbiorców energii, wykraczające poza uprawnienia Prezesa URE, wraz z odpowiednimi wyjaśnieniami w zakresie obowiązków przedsiębiorstw energetycznych niekoncesjonowanych wynikających bezpośrednio z ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

W 2003 r. do rzeczników konsumentów skierowano szereg pisemnych odpowiedzi na pytania dotyczące głównie prawidłowości kalkulacji cen ciepła, sporządzanych przez przedsiębiorstwa nie posiadające koncesji.

Udzielano także odpowiedzi i wyjaśnień na liczne pytania zgłoszone telefonicznie w ramach prowadzonego punktu konsultacyjnego. Rzecznicy konsumentów zostali poinformowani o działalności punktu konsultacyjnego powołanego do realizowania jednego z zasadniczych zadań Prezesa URE, a dotyczącego ochrony interesów odbiorców paliw i energii. W związku z niewielką znajomością przez odbiorców specyficznej problematyki energetycznej regulowanej ustawą – Prawo energetyczne, działalność punktu konsultacyjnego odgrywa zasadniczą rolę przy rozpatrywaniu skarg wpływających do rzeczników konsumentów.

c) współpraca z odbiorcami, samorządami lokalnymi i przedsiębiorstwami energetycznymi

W 2003 r. kontynuowano współpracę z samorządami różnych szczebli w celu wyjaśnienia problemów związanych z zatwierdzaniem taryf dla ciepła, jak również w sprawach bieżących, dotyczących indywidualnych skarg odbiorców ciepła.

Udzielono również wielu wyjaśnień indywidualnym odbiorcom ciepła oraz energii elektrycznej i gazu w zakresie zasad rozliczania cen i stawek opłat, konstrukcji taryf, fakturowania itp.

W okresie sprawozdawczym wpłynęło 6 zapytań z zakresu energii elektrycznej dotyczących: rozliczeń za zużytą energię, umów o przyłączenie, zmiany grupy taryfowej, czynszu za najem stacji trafo, kwalifikacji do określonych grup taryfowych.

Z zakresu ciepła wpłynęło 15 zapytań dotyczących: interpretacji poszczególnych przepisów z zakresu prawa energetycznego, możliwości skrócenia okresu obowiązywania taryfy, standardów obsługi odbiorców, charakteru prawnego cen i stawek opłat, rozliczeń za zużyte ciepło, stosowania cen i stawek w przypadku braku taryfy, kwestii związanych z nielegalnym poborem ciepła, kwestii związanych z koncesjonowaniem oraz możliwościami prawnymi zawierania umów sprzedaży ciepła z indywidualnymi odbiorcami w lokalach.

Informacyjna rola urzędu wyrażała się także w formułowaniu opinii i udzielaniu odpowiedzi na pytania pochodzące zarówno od odbiorców, jak i przedsiębiorstw energetycznych, oraz instytucji zajmujących się ochroną praw konsumentów.

6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi

Zasięg terytorialny Środkowozachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Łodzi obejmuje obszar województw: łódzkiego i świętokrzyskiego, na którym znajduje się 279 gmin (odpowiednio 177 i 102 gminy). Podstawowym zadaniem oddziału jest działalność regulacyjna, która jest substytutem konkurencji i dlatego ogromne znaczenie ma usytuowanie regulatora w bliskiej odległości pomiędzy podmiotem regulowanym i odbiorcą. Umożliwia to rzetelne zapoznanie się ze stanem technicznym przedsiębiorstw energetycznych i uwarunkowaniami znajdującymi się na rynkach lokalnych. Zapewnia także możliwość bezpośredniej oceny efektów regulacji i bezpośredni kontakt konsumentów z przedstawicielami regulatora, co w ostateczności wpływa na szybkie rozstrzygnięcie sporów w trybie interwencyjnym. W okresie sprawozdawczym oddziałem kierował dyrektor dr inż. Leszek Szczygieł.

6.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na terenie ww. województw działalność gospodarczą prowadzi 346 przedsiębiorstw koncesjonowanych posiadających 480 koncesji w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji paliw i energii oraz obrotu nimi.

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 Bełchatów SA o mocy zainstalowanej 4 390 MW i produkcji energii elektrycznej w 2003 r. w wysokości 28 276 428 MWh,
- Elektrownia Połaniec SA, której moc zainstalowana wynosi 1 800 MW, a wielkość produkcji energii była równa 8 307 504 MWh.

Łączna produkcja tych elektrowni wynosiła 36 583 932 MWh, co stanowiło ok. 24% produkcji energii elektrycznej w kraju.

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

- Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA (ZELT SA), który w 2003 r. sprzedał 4 131 314 MWh energii elektrycznej, a moc szczytowa wynosiła 691 MW,
- Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA (ZEORK SA), których sprzedaż wynosiła 3 849 725 MWh, a moc szczytowa była równa 770 MW,
- Łódzki Zakład Energetyczny SA (ŁZE SA) o sprzedaży równej 2 568 998 MWh i mocy szczytowej wynoszącej 610,2 MW.

Łączna sprzedaż w tych zakładach energetycznych wynosiła 10 550 037 MWh, co stanowiło ok. 7% sprzedaży energii elektrycznej w Polsce.

Największymi producentami ciepła są:

- Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA, o mocy osiągalnej 2 560 MW_t i produkcji wynoszącej 18 205 818 GJ, produkujący ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną,
- Elektrownia Bełchatów SA, o mocy osiągalnej 375 MW_t i produkcji 2 083 623 GJ,
- Elektrociepłownia Kielce SA, o mocy osiągalnej 273 MW_t i produkcji 1 866 424 GJ,
- Elektrownia Połaniec SA, o mocy osiągalnej 130 MW_t i produkcji 2 621 927 GJ.

Wielkość mocy cieplnej zainstalowanej w przedsiębiorstwach ciepłowniczych na terenie oddziału wynosi 6 600 MW_t, co stanowi ponad 9% mocy zainstalowanej w kraju. Zdecydowana większość przedsiębiorstw (ok. 70%) zajmowała się zarówno wytwarzaniem jak i przesyłaniem ciepła. Pod względem formy organizacyjno-prawnej dominowały spółki z o.o. (43%) oraz spółki akcyjne (38%).

Najwięksi dystrybutorzy ciepła (oprócz ZEC w Łodzi SA) to:

- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bełchatowie, które zamówiło 110 MW_t i sprzedało 1 052 242 GJ,
- Miejskie Przedsiębiorstwo Ciepłe Sp. z o.o. w Kielcach, które zamówiło 229,7 MW_t i sprzedało 1 920 631 GJ ciepła.

Przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem gazem zajmują się dwie spółki:

- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Warszawie, Oddział „Gazownia Łódzka”, która sprzedała w 2003 r. 322 698 tys. m³ gazu dla 392 698 odbiorców,

- Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie, Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach, która sprzedała w tym samym okresie 189 999 tys. m³ gazu dla 120 681 odbiorców.

6.2. Odbiorcy paliw i energii

Największymi odbiorcami energii elektrycznej na obszarze działania oddziału są odbiorcy przemysłowi, których zużycie kształtuje się na następującym poziomie: Kopalnia Węgla Brunatnego „Bełchatów” SA – 1 068 425 MWh, CELSA Huta Ostrowiec SA w Ostrowcu Świętokrzyskim – 439 859 MWh, Lafarge-Cement Polska SA Małogoszcz – 118 951 MWh.

Natomiast dominującymi odbiorcami ciepła są odbiorcy komunalni. Wielkość mocy zamówionej przez tych odbiorców przekracza 60 MW. Można tu wymienić m.in.: Pabianicką Spółdzielnię Mieszkaniową, Spółdzielnię Mieszkaniową „Teofilów” w Łodzi, Spółdzielnię Mieszkaniową „Pionier” w Kutnie.

Dominującymi odbiorcami gazu na terenie woj. łódzkiego i świętokrzyskiego są następujące zakłady: Ceramika Paradyż w Tomaszowie Mazowieckim – 11 747 327 m³, Ferroxcube Polska w Skierniewicach – 6 580 290 m³, Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Radomsku – 4 849 760 m³, Ceramika Końskie Zakład Biskwitu – 7 822 634 m³.

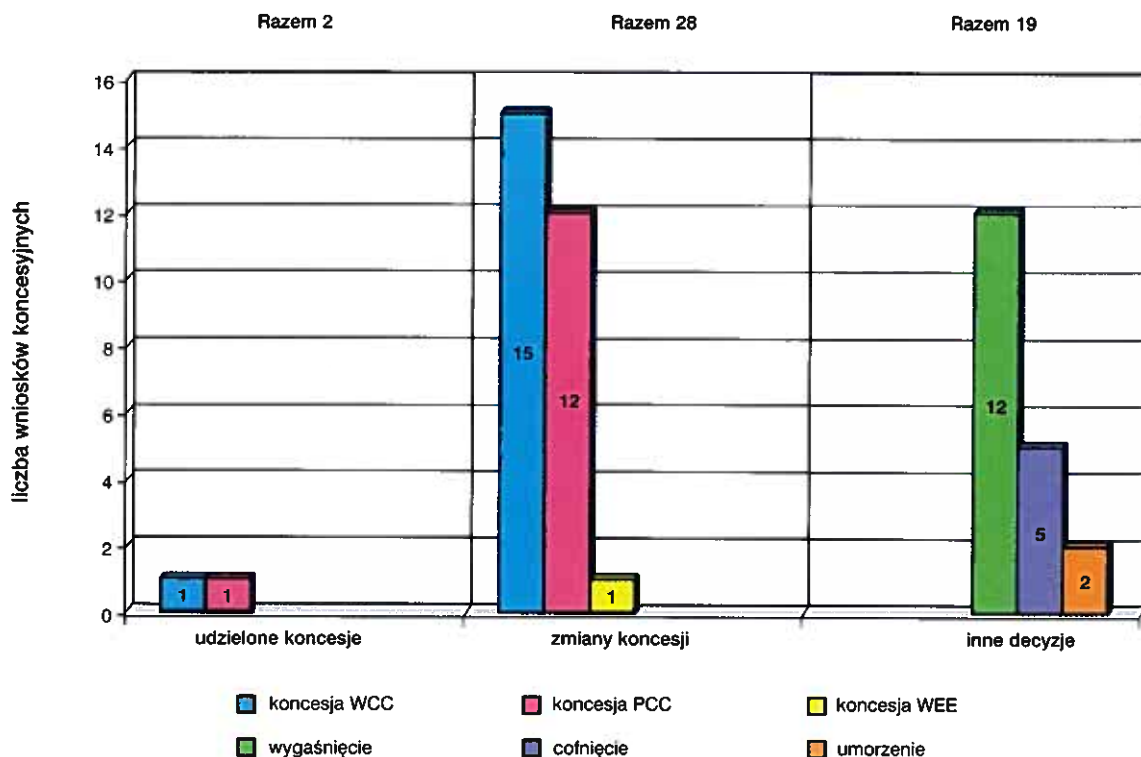
Wyżej wymienieni dostawcy i odbiorcy paliw i energii są uczestnikami lokalnego rynku energii, i niektórzy z nich mają istotny wpływ na funkcjonowanie tego rynku poprzez możliwość korzystania z uprawnień dostępu stron trzecich do sieci (TPA). Decyzje o korzystaniu z TPA, czyli uczestnictwie w rynku, podejmują odbiorcy uprawnieni, przy czym w okresie przejściowym do 1 stycznia 2006 r. obowiązuje, za wyjątkiem ciepła, harmonogram uzyskiwania prawa do korzystania z TPA w zależności od zużycia paliw i energii w latach poprzednich (Dz. U. z 2003 r. Nr 17, poz. 158). Zgodnie z tym harmonogramem, w 2003 r. 79 odbiorców energii elektrycznej było uprawnionych do skorzystania z tej zasady, z czego tylko 1 skorzystał z przysługujących mu uprawnień. Jeżeli natomiast chodzi o ciepło, to mimo tego, że od 1 stycznia 2003 r. wszyscy jego odbiorcy byli uprawnionymi do korzystania z prawa do usług przesyłowych, nikt z niego nie skorzystał ze względu na brak alternatywnego dostawcy dołączonego do sieci ciepłowniczej.

6.3. Działalność regulacyjna

6.3.1. Koncesjonowanie

Oddział zgodnie z § 2 ust. 1 pkt a rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. z 2002 r. Nr 107, poz. 942) prowadził postępowania administracyjne w zakresie udzielenia koncesji lub promesy koncesji, a także zmiany i cofnięcia koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania,

Rysunek 13. Przebieg procesu koncesjonowania w Środkowozachodnim Oddziale Terenowym z siedzibą w Łodzi w 2003 r.



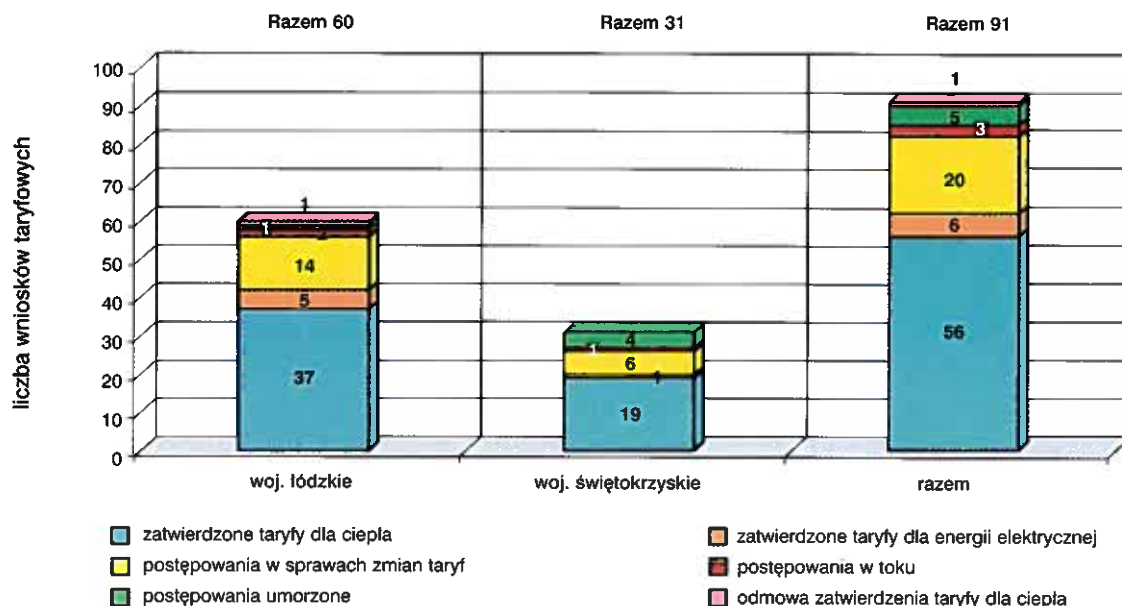
przesyłania, dystrybucji i obrotu ciepłem oraz w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem.

W okresie sprawozdawczym oddział wydał łącznie 49 decyzji w sprawach dotyczących koncesji. Przebieg procesu koncesjonowania w 2003 r. przedstawia rysunek 13.

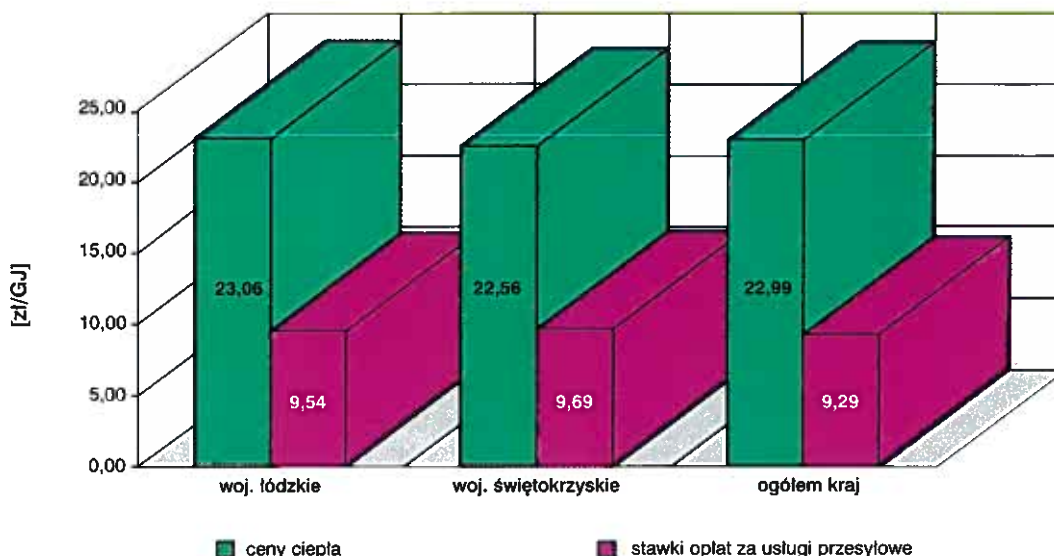
6.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Zgodnie z regulacją prawną zawartą w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji lub obrocie ciepłem ustalają taryfy, które podlegają zatwier-

Rysunek 14. Zestawienie liczbowe przebiegu zatwierdzania taryf dla ciepła i energii elektrycznej w 2003 r.



Rysunek 15. Średnioważone ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe w taryfach zatwierdzonych w 2003 r.



dzeniu przez Prezesa URE. W 2003 r. Środkowozachodni Oddział Terenowy URE rozpatrywał łącznie 91 wniosków taryfowych, z czego 65 w sprawie zatwierdzenia nowych taryf dla ciepła, 19 dotyczących korekt taryf dla ciepła, 6 wniosków w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz 1 wniosek w sprawie korekty taryfy dla energii elektrycznej. Zestawienie liczbowe zatwierdzonych taryf wg województw i w rozbiciu na poszczególne rodzaje postępowań przedstawiono na rysunku 14 (str. 98).

W 2003 r. średnia wskaźnikowa cena ciepła w zakresie wytwarzania w zatwierdzonych taryfach na terenie woj. łódzkiego wyniosła 23,06 zł/GJ i zawierała się w przedziale od 13,44 zł/GJ do 43,03 zł/GJ, zaś średnia cena wskaźnikowa ciepła w zakresie wytwarzania na terenie woj. świętokrzyskiego wyniosła 22,56 zł/GJ i zawierała się w przedziale od 12,64 zł/GJ do 43,93 zł/GJ. Natomiast średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe wynosiły w woj. łódzkim i świętokrzyskim odpowiednio 9,54 zł/GJ i 9,69 zł/GJ.

W okresie sprawozdawczym średnia cena ciepła na terenie woj. łódzkiego wzrosła o 0,13% w stosunku do ostatnio obowiązującej średniej wskaźnikowej ceny ciepła, a na terenie woj. świętokrzyskiego spadła o -0,92%. Średnioważone ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe w taryfach zatwierdzonych w 2003 r. w Środkowozachodnim Oddziale Terenowym URE oraz w kraju przedstawia rysunek 15.

W 2003 r. oddział zatwierdził taryfy 8 przedsiębiorstw na okresy wieloletnie, w tym 5 działającym na terenie woj. łódzkiego i 3 działającym na terenie woj. świętokrzyskiego. W związku z powyższym, w kolejnych latach przedsiębiorstwa te będą mogły samodzielnie dostosować zatwierdzone im taryfy do zmieniających się warunków ekonomicznych w oparciu o zatwierdzone dodatnie wartości (od 0,3% do 1%)

współczynników korekcyjnych X_r , wymuszające poprawę efektywności ich funkcjonowania. Należy podkreślić, że podstawową przyczyną małej ilości wniosków o zatwierdzenie taryf na okresy wieloletnie jest, zdaniem przedsiębiorstw, przede wszystkim niestabilność cen na rynku paliw pierwotnych.

Oddział, realizując zadania Prezesa URE polegające na regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa oraz zmierzając do minimalizacji kosztów przedsiębiorstw energetycznych, zmniejszył w toku postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf przychody tych przedsiębiorstw o 30 838,66 tys. zł, co oznacza, że kwota ta, wystarczająca do zakupu ciepła na roczne zaspokojenie potrzeb grzewczych mieszkańców dużego miasta powiatowego (np. Pabianic, bądź Piotrkowa Trybunalskiego), pozostanie u odbiorców.

Stosunkowo niewielkie wzrosty cen i stawek opłat w taryfach zatwierdzonych w 2003 r. są m.in. efektem bardzo dokładnej weryfikacji kosztów w przedsiębiorstwach energetycznych, dokonywanej przez pracowników oddziału, na etapie rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf i niskiej inflacji. Jednocześnie dostępność różnych rodzajów paliwa, a przede wszystkim stałe zwiększanie dostępności gazu ziemnego powoduje, że przedsiębiorstwa energetyczne nie chcąc tracić odbiorców ciepła, jako maksymalną wartość akceptowalną przez odbiorców, przyjęły cenę ciepła wytwarzanego na gazie ziemnym. Spowodowane to było także wzrostem ilości firm proponujących wybudowanie małych, nowoczesnych, indywidualnych kotłowni gazowych po promocyjnych cenach, niekiedy łącznie z budową odcinków sieci ciepłowniczej wraz z przyłączem. Szczególnie dało się to zaobserwować w Skierniewicach oraz w Zduńskiej Woli, gdzie gaz staje się paliwem alternatywnym w stosunku do węgla.

6.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2003 r. w oddziale rozpatrzono 7 wniosków dotyczących taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem, a więc dla której stosuje się obowiązek zakupu. W sześciu przypadkach zatwierdzono nowe taryfy, w jednym przedłużono okres ważności taryfy zatwierdzonej w 2002 r. Jedną z taryf dotyczyła przedsiębiorstwa (Energetyka Boruta Sp. z o.o.) prowadzącego również działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną, a więc zawierała także stawki opłat za świadczenie usługi przesyłowej. Ceny i stawki opłat ustalone w tej taryfie zostały zatwierdzone na poziomie niższym od stawek obowiązujących w dwóch sąsiednich spółkach dystrybucyjnych, co stworzyło zachętę dla podmiotów zlokalizowanych w zasięgu sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa energetycznego do przyłączania się do jego sieci.

W przedsiębiorstwach, dla których taryfa została zatwierdzona w 2003 r. sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło wynosiła od 70% do 88,20%, a więc była dość zróżnicowana. Średnioważona cena sprzedaży energii elektrycznej obliczona na podstawie zatwierdzonych cen i planowanych wielkości sprzedaży wynosi 136,60 zł/MWh.

6.3.4. Rozstrzygnięcie spraw spornych

Środkowozachodni Oddział Terenowy URE rozpatrywał razem 140 spraw, w tym 73 z zakresu energii

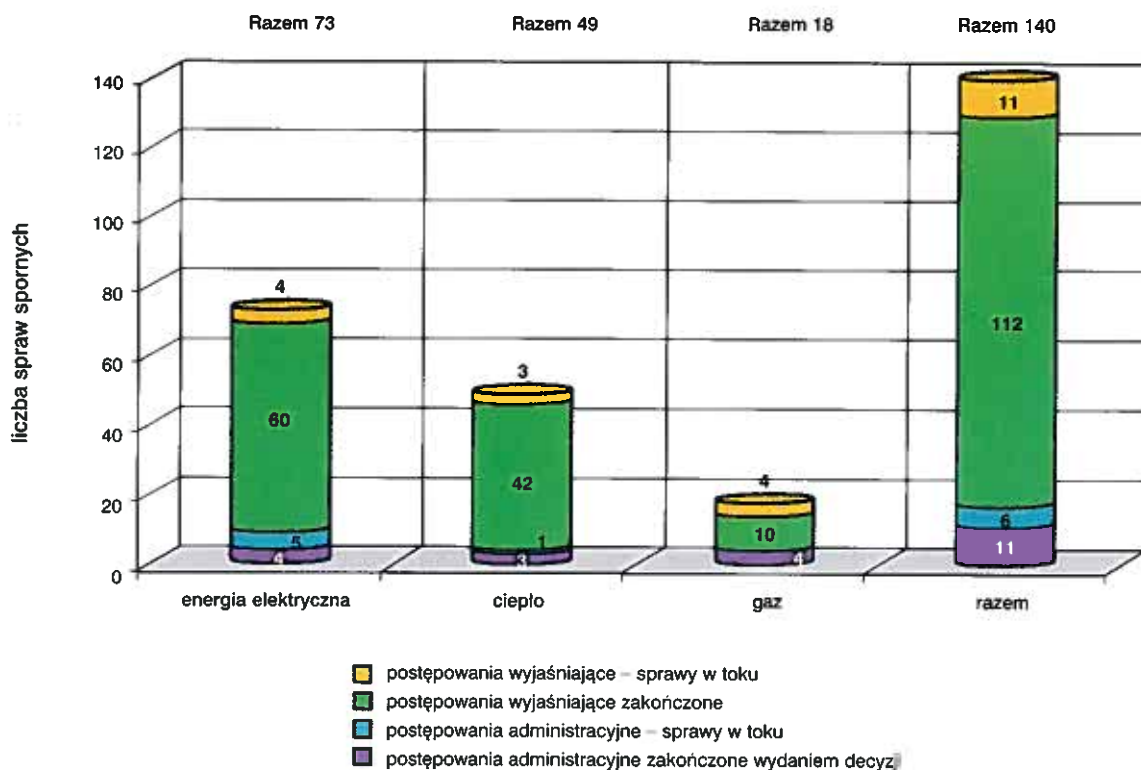
elektrycznej, 49 – ciepła i 18 – gazu. Spośród ogólnej liczby spraw, 11 postępowań zakończono wydaniem decyzji administracyjnej (4 decyzje dotyczyły energii elektrycznej, 3 – ciepła i 4 – gazu). W toku pozostało 6 postępowań administracyjnych. Pozostałe 123 sprawy, które stanowią 88% ich ogólnej liczby, rozpatrzono w ramach postępowań wyjaśniających (w tym 11 spraw znajduje się w toku).

Wydano także 5 decyzji umarzających prowadzone postępowania administracyjne, jako bezprzedmiotowe.

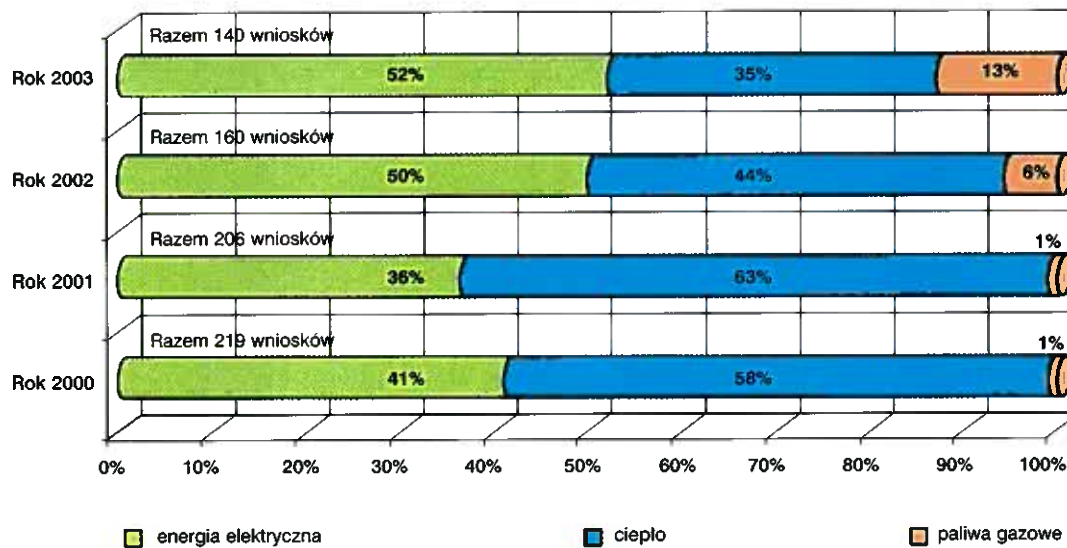
W ramach spornych postępowań administracyjnych, wydano w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne 3 postanowienia, w tym: 2 postanowienia o odmowie uwzględnienia wniosku o określenie warunków podjęcia bądź kontynuowania dostaw paliw i energii oraz 1 postanowienie nakazujące podjęcie i kontynuowanie dostawy energii elektrycznej do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

Skargi i wnioski wykraczające poza zakres wyznaczony treścią art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, były przedmiotem postępowań wyjaśniających. Najczęściej dotyczyły one: nielegalnego pobierania paliw i energii, wysokości opłat naliczanych z tytułu nielegalnego ich pobierania, zasadności wykonywania zaleceń pokontrolnych, standardów jakościowych obsługi odbiorców, stosunków własnościowych oraz warunków przyłączenia do sieci energetycznych, jak również rozliczeń za paliwa i energię dostarczane odbiorcom indywidualnym. W wielu przypadkach podejmowano natychmiastowe interwencje, tak, by w trybie pilnym

Rysunek 16. Struktura rozpatrywania sporów, skarg i wniosków w 2003 r.



Rysunek 17. Udział nośników energetycznych w strukturze rozpatrywania sporów w 2003 r.



wyeliminować rzeczywiste i potencjalne nieprawidłowości. Szczegółową strukturę rozpatrywania skarg i wniosków oraz sposoby ich załatwienia przedstawiono na rysunkach 16 i 17. Analiza tej struktury wskazuje, że w ostatnich czterech latach nastąpił znaczny spadek ilości spraw spornych. Przy czym można stwierdzić wyraźny spadek procentowy spraw dotyczących ciepła, co świadczyć może o skuteczności regulacji w tej dziedzinie. Jednocześnie w zakresie energii elektrycznej daje się zauważyć niewielki wzrost procentowy spraw spornych dotyczących przede wszystkim taryf i przyłączy. Natomiast daje się także zaobserwować wyraźny wzrost procentowy sporów odnoszący się do paliw gazowych, co wynikać może ze zwiększenia przez przedsiębiorstwa gazownicze kontroli w zakresie nielegalnego poboru gazu, szczególnie dla celów grzewczych.

6.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Pracownicy oddziału, podczas rozpatrywania napływających wniosków w sprawach o zatwierdzenie taryf dla ciepła i energii elektrycznej, przeprowadzali jednocześnie kontrolę zgodności warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne z udzielonymi im koncesjami.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 62 kontrole w zakresie przestrzegania warunków prowadzenia działalności zgodnie z udzielonymi koncesjami. Z ogólnej liczby 62 kontroli – 56 przeprowadzono w toku rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła oraz 6 w zakresie taryf dla energii elektrycznej. W toku rozpatrywania wniosków taryfowych nie stwierdzono prowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności gospodarczej niezgodnie z udzielonymi koncesjami.

b) parametry jakościowe dostaw i obsługi odbiorców

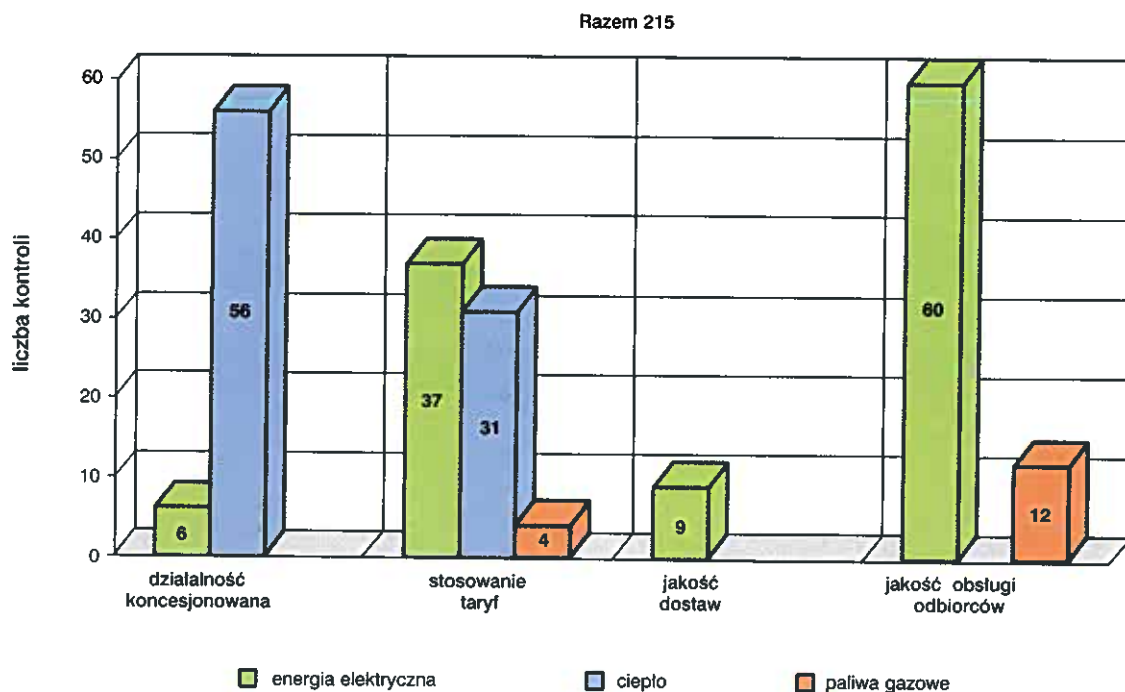
W okresie sprawozdawczym oddział przeprowadził 81 kontroli w zakresie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców, w tym 9 dotyczyło parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej, a 72 – jakości obsługi odbiorców (w tym 12 dotyczyło paliw gazowych, 60 – energii elektrycznej). Kontrole w zakresie standardów jakościowych przeprowadzone zostały na skutek skarg odbiorców energii elektrycznej i dotyczyły częstych przerw w zasilaniu w energię elektryczną, migotania światła, uszkodzeń sprzętu gospodarstwa domowego i komputerów na skutek przepięć w sieci elektroenergetycznej, wstrzymania dostaw energii elektrycznej i niewłaściwego ustalenia wielkości zabezpieczeń przedlicznikowych. W toku przeprowadzonych kontroli ustalono, że przerwy w dostawie energii elektrycznej spowodowane były wyłączeniami awaryjnymi w pracy sieci, bądź były skutkiem planowanych wyłączeń energii elektrycznej w związku z pracami eksploatacyjnymi i nie przekraczały dopuszczalnych limitów czasowych, określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznej, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. z 2000 r. Nr 85, poz. 957).

c) prawidłowość stosowania taryf

Oddział przeprowadzał kontrole prawidłowości stosowania taryf dla energii elektrycznej, ciepła i gazu podczas rozpatrywania skarg odbiorców.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 72 kontrole w zakresie prawidłowości stosowania taryf,

Rysunek 18. Kontrolowanie działalności koncesjonowanej oraz stosowania taryf i standardów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców



z czego: 4 kontrole dotyczyły taryf dla paliw gazowych, 31 – taryf dla ciepła i 37 – taryf dla energii elektrycznej.

Kontrole przeprowadzone zostały na skutek skarg złożonych przez odbiorców i miały na celu ustalenie prawidłowości rozliczeń za energię elektryczną między odbiorcą i przedsiębiorstwem energetycznym, ustalenie prawidłowości stosowania cen i stawek opłat, w tym opłat za przyłączenie do sieci, opłat z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz obciążenia innymi dodatkowymi opłatami. W wyniku przeprowadzonych kontroli w jednym przypadku stwierdzono nieprawidłowość polegającą na zawyżonym obciążeniu odbiorcy opłatą za nielegalny pobór gazu. W toku czynności kontrolnych dostawca gazu zweryfikował swoje stanowisko i obniżył obciążenie odbiorcy poprzez wystawienie noty uznaniowej.

Na rysunku 18 przedstawiono w sposób graficzny działalność kontrolną oddziału w zakresie kontroli stosowania taryf oraz jakości dostaw i obsługi odbiorców.

d) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

Kontrolą kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych objęto 8 przedsiębiorstw energetycznych podległych właściwości rzeczowej oddziału. W 6 przedsiębiorstwach zakończono kontrole. Wszystkie osoby zatrudnione przy dozorcze i eksploatacji urządzeń energetycznych posiadały wymagane świadectwa kwalifikacyjne. Kontrolowane jednostki posiadały prawidłowo wykonany i na bieżąco aktualizowany wykaz

stanowisk, na których wymagane jest posiadanie świadectw kwalifikacyjnych. Pozostałe dwie kontrole będą kontynuowane w przyszłym roku kalendarzowym.

6.3.6. Nakładanie kar pieniężnych

W okresie sprawozdawczym prowadzono trzy postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za niedopełnienie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku wynikającego z koncesji, polegającego na niezłożeniu w odpowiednim terminie corocznego sprawozdania z realizacji warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej za poprzedni rok. W wyniku tych postępowań nałożono na przedsiębiorstwa energetyczne kary pieniężne w łącznej wysokości 1 500 zł. Na ustalenie wysokości kary miał wpływ stopień szkodliwości czynu, dotychczasowe zachowanie podmiotów oraz fakt, iż przedsiębiorstwa energetyczne niezwłocznie po otrzymaniu zawiadomienia o wszczęciu postępowania, na podstawie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, złożyły wymagane sprawozdania, wywiązując się tym samym z obowiązku określonego w koncesjach.

6.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Wykonanie ustawowego obowiązku współpracy z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych, odbywało się nie tylko przy okazji prowadzonych postę-

powań wyjaśniających oraz administracyjnych, ale miała również miejsce współpraca oddziału z Departamentem Przemysłu i Infrastruktury Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie.

Ponadto pracownicy oddziału w swojej pracy korzystali z doświadczeń Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, zawartych w „Raporcie z przeprowadzonej kontroli wzorców umownych stosowanych przez zakłady energetyczne”. Wspomniany raport wykorzystano w prowadzonych spornych postępowaniach administracyjnych, oceniając zapisy stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne umów sprzedaży energii elektrycznej, pod kątem niedozwolonych postanowień umownych. Zwrócono głównie uwagę na abuzywne zapisy umowne, rozszerzające katalog przesłanek wstrzymania dostarczania energii elektrycznej.

b) współpraca z samorządami lokalnymi

W okresie sprawozdawczym oddział w ramach współpracy z organami zarządzającymi miast i gmin w zakresie planowania zaopatrzenia miast i gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe odbył 6 spotkań z władzami samorządowymi w tym zakresie. Zarządom gmin podczas spotkań przedstawiano korzyści wynikające z posiadania założeń do planu zaopatrzenia w paliwa i energię takie, jak: obniżenie kosztów energii, poprawę stanu środowiska czy rozbudowę sieci energetycznych. W trakcie spotkań omawiano tematykę dotyczącą wprowadzenia i akceptacji przez odbiorców zatwierdzonych taryf dla ciepła przez Prezesa URE, zwracano uwagę na problemy pojawiające się po wyzbyciu się przez władze gminne mienia komunalnego przedsiębiorstw energetycznych. W celu upowszechnienia tych zagadnień, w Biuletynach Informacyjnych Regionalnej Izby Obrachunkowej w Kielcach i w Łodzi oraz na ich stronach internetowych, opublikowano artykuł w tej sprawie.

7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu

Południowo-Zachodni Oddział Terenowy we Wrocławiu prowadzi działalność regulacyjną na terenie województw: dolnośląskiego i opolskiego, podzielonych administracyjnie odpowiednio na 169 i 71 gmin.

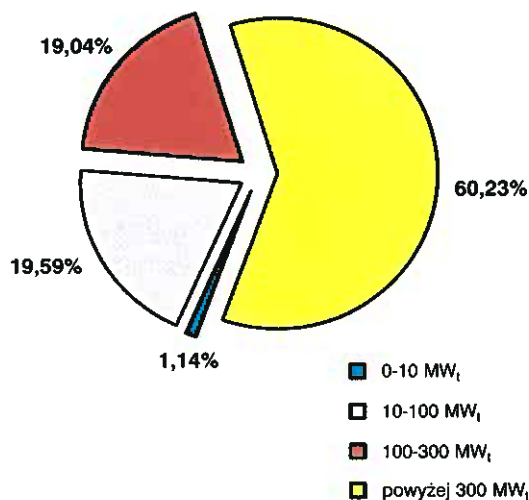
Zatrudnienie w oddziale w 2003 r. nie zmieniło się i wynosiło 15 osób. W ramach podnoszenia kwalifikacji pracownicy oddziału uczestniczyli w różnego typu konferencjach, sympozjach, seminariach i warsztatach organizowanych przez Urząd Regulacji Energetyki, Krajową Szkołę Administracji Publicznej, stowarzyszenia naukowo-techniczne i przedsiębiorstwa energetyczne. Głównym nurtem tych spotkań była integracja Polski z Unią Europejską, a zwłaszcza przystosowanie sektora energetycznego po akcesji.

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

7.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na koniec 2003 r. w 77 przedsiębiorstwach ciepłowniczych moc cieplna zainstalowana wynosiła 6 754,7 MW_t, z tego w woj. dolnośląskim – 4 676,2 MW_t, a w woj. opolskim – 2 078,5 MW_t. W porównaniu do 2002 r. zainstalowana moc cieplna w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych obniżyła się o 77,55 MW_t (1,13%). Przyczyną tego stanu było dostosowywanie majątku produkcyjnego przedsiębiorstw ciepłowniczych do potrzeb odbiorców ciepła. Na obniżenie mocy zainstalowanej wpłynęły także wygaśnięcia i cofnięcia koncesji. Sektor jest zróżnicowany, gdyż ponad 60% zainstalowanej mocy w przedsiębiorstwach koncesjonowanych przypada na 8 największych wytwórców ciepła o mocy powyżej 300 MW_t, natomiast w 17 przedsiębiorstwach moc zainstalowana w każdym z nich nie przekracza 10 MW_t, co stanowi 1,14% mocy ogółem.

Rysunek 19. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2003 r. wg mocy zainstalowanej w woj. dolnośląskim i opolskim



Również w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła występują podobne proporcje.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze działają głównie jako spółki z o.o. (41) i spółki akcyjne (25), ale także, zakłady budżetowe i przedsiębiorstwa państwowe.

Ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną wytwarzane jest w 15 przedsiębiorstwach koncesjonowanych.

Ciepło produkowane w skojarzeniu pochodzi głównie z elektrociepłowni węglowych, jedynie w 3 przedsiębiorstwach jest ono produkowane na bazie paliw gazowych.

Największym producentem ciepła w skojarzeniu oraz dominującym producentem ciepła na terenie działania oddziału jest Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA o rocznej sprzedaży ciepła ok. 9,75 mln GJ i energii elektrycznej ok. 1,16 mln MWh.

Na terenie działania oddziału ciepło wytwarzane jest również w odnawialnym źródle energii wykorzystującym w procesie przetwarzania energię z biomasy. W Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Lubań Sp. z o.o. zainstalowane są trzy kotły na słomę, w dwóch kotłowniach o łącznej mocy zainstalowanej 8 MW_e, co stanowi ok. 25% mocy ogółem zainstalowanej w PEC Lubań. W 2003 r. kotłownie na słomę wyprodukowały ok. 54 300 GJ ciepła, co stanowi 32% ogólnej produkcji (zakładany wskaźnik docelowy 40%). Koszt wytworzenia 1 GJ w kotłowniach na słomę w 2003 r. wyniósł 23,12 zł i był o około 20% niższy niż w latach poprzednich.

Dominującymi producentami energii elektrycznej na terenie działania oddziału są: Elektrownia „Opole” SA i Elektrownia „Turów” SA.

W zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej wiodącą rolę odgrywają spółki dystrybucyjne – 4 spółki w woj. dolnośląskim i 1 spółka w woj. opolskim. Sprzedaż energii elektrycznej przez te spółki dla odbiorców końcowych w 2003 r. wyniosła ok. 8 460 GWh w woj. dolnośląskim i ok. 2 350 GWh w woj. opolskim.

Spółki dystrybucyjne zakupiły w 2003 r. 53 882 MWh energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Produkcja energii we własnych odnawialnych źródłach wyniosła 147 069 MWh. Ze źródeł energii pracujących w skojarzeniu spółki dystrybucyjne zakupiły 1 114 995 MWh energii elektrycznej, co stanowi 10,3% całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedanej w 2003 r.

Przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem paliwami gazowymi zajmują się dwie spółki: Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu (woj. dolnośląskie) oraz Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze (woj. opolskie). Największym producentem i użytkownikiem gazu koksowniczego są Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o. Głównym zewnętrznym odbiorcą tego gazu jest Elektrownia Blachownia SA. W 2003 r. sprzedaż gazu przez ZK „Zdzieszowice” wyniosła ok. 420 mln m³.

7.2. Odbiorcy i dostawcy paliw i energii

Odbiorcami ciepła na obszarze województw dolnośląskiego i opolskiego są głównie spółdzielnie

i wspólnoty mieszkaniowe oraz przedsiębiorstwa przemysłowe.

Największymi dostawcami ciepła (powyżej 500 tys. GJ/rok) do zasobów mieszkaniowych spółdzielni, wspólnot oraz obiektów użyteczności publicznej są: MPEC Wrocław SA, Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA, WPEC w Legnicy SA, MPEC „Termal” SA w Lubinie, PEC Sp. z o.o. w Jeleniej Górze, FORTUM DZT SA w Wałbrzychu, PEC SA w Wałbrzychu, HARPEN POLSKA Sp. z o.o. we Wrocławiu, MZEC Sp. z o.o. w Kędzierzynie-Koźlu oraz MZEC Sp. z o.o. w Świdnicy.

Największymi dostawcami ciepła (powyżej 500 tys. GJ/rok) do przedsiębiorstw przemysłowych są: „Energetyka” Sp. z o.o. w Lubinie i PE „Energetyka-Rokita” Sp. z o.o. Brzeg Dolny.

Prawo do korzystania z zasady TPA przez odbiorców ciepła w praktyce nie jest stosowane. Kilku odbiorców na terenie woj. opolskiego i dolnośląskiego, kupuje wprawdzie ciepło bezpośrednio u wytwórcy mając odrębne umowy na usługi przesyłowe, ale jest to efekt układu technicznego i własnościowego sieci ciepłowniczych, a nie świadomego stosowania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych.

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego są nadal: Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” – ok. 377 mln m³/rok – gaz ziemny wysokometanowy i KGHM Polska Miedź SA – ok. 131 mln m³/rok – gaz ziemny zaazotowany.

Największymi odbiorcami energii elektrycznej są: KGHM Polska Miedź SA, Zakłady Chemiczne Rokita SA, Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” SA, PKP Energetyka Sp. z o.o. z ZE Wrocław, MPK Sp. z o.o. Wrocław.

Prawo do korzystania z usług przesyłowych energii elektrycznej, począwszy od 2003 r., uzyskało 53 odbiorców. Z prawa tego skorzystało 5 odbiorców: 3 odbiorców z woj. dolnośląskiego oraz 2 odbiorców z woj. opolskiego.

7.3. Działalność regulacyjna

7.3.1. Koncesjonowanie

W 2003 r. kontynuowany był w oddziale proces koncesjonowania działalności gospodarczej przedsiębiorstw w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią. W obrębie właściwości terytorialnej oddziału zostały dotychczas udzielone łącznie 503 koncesje dla 373 przedsiębiorstw energetycznych, z których część prowadzi działalność także poza woj. dolnośląskim i opolskim. Oddział w kwietniu 2003 r. przejął w części sprawy udzielania koncesji na magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję i obrót paliwami gazowymi.

Ogółem w 2003 r. do oddziału wpłynęły 92 wnioski w sprawach koncesyjnych od 65 przedsiębiorstw energetycznych. Wydano 5 postanowień oraz 80 decyzji kończących postępowania koncesyjne, w tym 13 decyzji w zakresie spraw wszczętych w 2002 r.

Znacząca ilość wniosków dotyczyła cofnięć i wygaśnięcia koncesji z powodu zaprzestania działalności

Tabela 11. Ilość koncesjonariuszy w latach 2002 i 2003 posiadających siedzibę na terenie działalności oddziału

Województwo	Zakres działalności koncesyjnej							
	ciepło		energia elektryczna		paliwa ciekłe		paliwa gazowe	
	2002 r.	2003 r.	2002 r.	2003 r.	2002 r.	2003 r.	2002 r.	2003 r.
Dolnośląskie	61	53	31	26	180	179	7	6
Opolskie	25	24	11	11	63	68	6	6
Razem	86	77	42	37	243	247	13	12

koncesjonowanej na skutek utraty odbiorców lub przejścia działalności przez inne przedsiębiorstwa. Wnioski o dokonanie zmian w koncesjach wynikały z konieczności dostosowania zapisów w koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego koncesjonariusza, zmian przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności ciepłowniczej w wyniku przejścia lub przekazania, wyłączenia lub modernizacji eksploatowanych i nowych źródeł ciepła, albo sieci ciepłowniczych oraz ze zmiany terminu realizacji warunków koncesyjnych.

7.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Podstawowa działalność regulacyjna oddziału w 2003 r. związana była z rozpatrywaniem wniosków w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła oraz ciepła i energii elektrycznej wytwarzanych w skojarzeniu.

W 2003 r. w oddziale zatwierdzono 52 taryfy dla ciepła, z czego 37 dla przedsiębiorstw mających siedzibę w woj. dolnośląskim i 15 w woj. opolskim.

Na 37 przedsiębiorstw w dolnośląskim, którym zatwierdzono taryfy, 32 to przedsiębiorstwa prowadzące działalność ciepłowniczą związaną z wytwarzaniem lub wytwarzaniem oraz przesyłaniem i dystrybucją ciepła, natomiast 5 przedsiębiorstw prowadzi działalność związaną z przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepła.

W opolskim na 15 przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy, w jednym przypadku taryfa dotyczyła tylko przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem.

Nie występują przypadki przedsiębiorstw ciepłowniczych zajmujących się tylko obrotem ciepła.

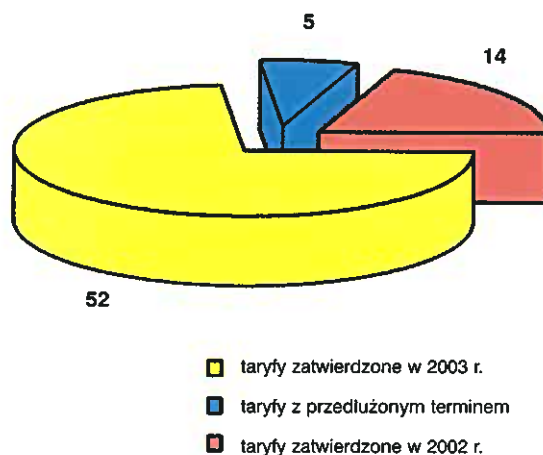
Liczbę taryf stosowanych w 2003 r. w powiązaniu z ilością sprzedanego ciepła przedstawia tabela 12.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze w 2003 r. funkcjonowały w zróżnicowanych warunkach. Odnotowano w tych przedsiębiorstwach m.in. zmiany wielkości sprzedaży ciepła, zmiany paliwa, zmiany własnościowe. Zmiany te znalazły odzwierciedlenie w poziomie zatwierdzanych

Tabela 12. Taryfy zatwierdzone w latach 2002-2003 (stan na 31.12.2003 r.)

Ilość taryf/rok zatwierdzenia	Ciepło sprzedane (GJ)	Udział %
52 taryfy zatwierdzone w 2003 r.	24 126 794	85,2
5 taryf z przedłużonym terminem	444 871	1,5
14 taryf zatwierdzonych w 2002 r.	3 759 028	13,3
Razem: 71 taryf	28 330 697	100,0

Rysunek 20. Taryfy zatwierdzone w latach 2002-2003 (stan na 31.12.2003 r.)



cen i stawek opłat. Były też przypadki rozpoczęcia działalności ciepłowniczej lub jej zaprzestania.

Przedsiębiorstwa, których taryfy zatwierdzono w 2003 r., miały w 18 przypadkach poprzednio zatwierdzone taryfy w 2002 r., a w pozostałych przypadkach w 2001 r. lub jeszcze wcześniej. Z 52 taryf zatwierdzonych w 2003 r., w 49 przypadkach termin ich obowiązywania nie przekracza 2 lat.

W zakresie ilości sprzedawanego ciepła odnotowano zarówno wzrosty jak i spadki sprzedaży ciepła. W woj. dolnośląskim największy wzrost sprzedaży ciepła w odniesieniu do poprzedniej taryfy (2001 r.) odnotowały HARPEN POLSKA Sp. z o.o. we Wrocławiu (144%) oraz ZPB „Bielbaw” SA w Bielawie (78,5%). Wzrost sprzedaży ciepła w przypadku HARPEN POLSKA wynika z rozszerzenia działalności, poprzez przejmowanie nowych źródeł ciepła, zlokalizowanych głównie poza obszarem woj. dolnośląskiego i opolskiego.

Ogółem wzrost sprzedaży ciepła odnotowało 10 przedsiębiorstw w woj. dolnośląskiego, w tym oprócz wyżej wymienionych Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej w Żmigrodzie (15%), Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław (9%) i Zakład Energetyki Ciepłej w Górze (9,1%).

Spadek sprzedaży ciepła w przedsiębiorstwach woj. dolnośląskiego, których taryfy zatwierdzono w 2003 r., odnotowano w 18 przypadkach. Najwyższe tzn. ponad 20% spadki sprzedaży dotyczyły: Dolnośląskich Zakładów Usługowo-Produkcyjnych DOZAMEL Sp. z o.o. we Wrocławiu (50,7%), Przedsiębiorstwa Usług Techniczno-Socjalnych w Jelczu-Laskowicach (40,8%), Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Kamiennej Górze (25,6%) i Ciepłowni Złoty Stok TERMEX Sp. z o.o. w Złotym Stoku (20,1%).

W woj. opolskim na 14 zatwierdzonych taryf dla ciepła, największy wzrost sprzedaży ciepła wystąpił w przedsiębiorstwach: Kombinat Rolny Kietrz (13,2%), Zakład Gospodarki Komunalnej ZAW-KOM Sp. z o.o. w Zawadzkiem (10,2%) i ECO SA w Opolu (10,8%). Największy spadek sprzedaży ciepła odnotował Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Kędzierzynie-Koźlu (34,8%).

Spadek sprzedaży ciepła oznacza najczęściej wzrost kosztów stałych (przynajmniej w krótkim okresie), a tym samym wzrost cen lub stawek opłat. Jeżeli w strukturze odbiorców ciepła są odbiorcy przemysłowi o znaczącym udziale w sprzedaży ciepła, to w przypadku utraty takiego odbiorcy oznacza to na ogół zakończenie działalności koncesjonowanej lub wystąpienie trudności finansowych w przedsiębiorstwie.

Obserwowano także zmianę w strukturze paliwa podstawowego zużywanego do produkcji ciepła. W wielu przypadkach, przedsiębiorstwa chcąc uchronić się przed wzrostem cen, zwłaszcza w odniesieniu do oleju, przeprowadziły po 2001 r. modernizacje, pozwalające spalać gaz w źródłach opartych na oleju.

Paliwo gazowe jest też wprowadzane w źródłach dotychczas opartych na paliwie stałym, często po

zmianie właściciela tych źródeł. Warto zauważyć, że najczęściej w wyniku przeprowadzonej modernizacji źródeł, związanej ze zmianą paliwa, następuje dynamiczny wzrost kosztów eksploatacji tych źródeł ze względu na wysokie koszty finansowe, koszty amortyzacji i koszty paliw.

Głównym problemem procesu taryfowania jest uznanie przez Prezesa URE zaplanowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne kosztów działalności koncesjonowanej za koszty uzasadnione.

W taryfach dla ciepła zatwierdzonych w 2003 r., za nieuzasadnione uznano koszty w wysokości ok. 25 mln zł, co stanowi ok. 3% ogółu kosztów. Redukcja dotyczyła głównie kosztów: paliwa, strat ciepła, restrukturyzacji przedsiębiorstwa, kosztów ogólnych.

W trzech przypadkach weryfikacja kosztów przedstawionych we wnioskach taryfowych skutkowała ich obniżeniem o 29,4%, 23% i 17,2%. W pozostałych rozpatrywanych wnioskach obniżki kosztów planowanych wynosiły od 0,5% do 10,5%.

Na zróżnicowanie poziomu kosztów funkcjonowania przedsiębiorstw, a tym samym poziom zatwierdzonych cen, jak i dynamikę ich wzrostu, wpływ mają odmienne warunki funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz rodzaj wykorzystywanego paliwa.

Najmniejszą jednostkową cenę ciepła w wysokości 16,82 zł/GJ zatwierdzono w taryfie ZA „Kędzierzyn” SA, a najwyższą cenę w wysokości 71,50 zł/GJ zatwierdzono w PEC Sp. z o.o. we Wrocławiu.

W zatwierdzonych taryfach dla ciepła najwyższe wzrosty opłat dotyczyły: Cukrowni „Głogów” SA – wzrost o 31,24% (z 17,22 zł/GJ na 22,60 zł/GJ); KGHM Polska Miedź SA w Lubinie – wzrost o 10,05% (z 16,72 zł/GJ na 18,40 zł/GJ); PW DZT Building w Świebodzicach – wzrost o 14,56% (z 44,8 zł/GJ na 50,84 zł/GJ).

Najniższe ceny ciepła są w źródłach, w których paliwem podstawowym jest mięt węglu kamiennego. Średnie ceny ciepła wytwarzanego w tych źródłach wynosiły 22,88 zł/GJ w woj. dolnośląskim (20 źródeł) oraz 23,69 zł/GJ w woj. opolskim (11 źródeł).

Najwyższe średnie ceny ciepła w poszczególnych województwach dotyczyły źródeł opartych na koksie i oleju opalowym i wyniosły: w woj. opolskim – 41,61 zł/GJ (koks) i 57,06 zł/GJ (olej opalowy), w woj. dolnośląskim – 40,36 zł/GJ (koks) i 50,69 zł/GJ (olej). Natomiast średnie ceny ciepła ze źródeł gazowych wyniosły 42,50 zł/GJ w woj. dolnośląskim oraz 39,02 zł/GJ w woj. opolskim. Jedynie w źródle opalanym gazem koksowniczym (ZK „Zdzieszowice”) cena ciepła była znacznie niższa i wyniosła 20,15 zł/GJ.

Zakończono 36 postępowań administracyjnych w sprawie zmian taryf dla ciepła, które dotyczyły głównie terminu ich obowiązywania.

W 2003 r. w oddziale zatwierdzono 5 pierwszych taryf dla ciepła tj. 9,6% ogółu zatwierdzonych. Wielkość sprzedaży ciepła tych przedsiębiorstw wynosi ok. 0,1 PJ i stanowi ok. 0,5% sprzedaży ciepła w woj. dolnośląskim i opolskim. Większość tych przedsiębiorstw (3) uzyskała

koncesję w 2002 r., a wnioski taryfowe złożyły po uprzednim wezwaniu. Zmiana cen i stawek opłat w tych taryfach zawiera się w przedziale od +8,76% do -17,21%, przy czym ceny wytwarzania w tych przedsiębiorstwach kształtują się od 21 zł/GJ do 62,68 zł/GJ. Duża rozpiętość w zatwierdzonych cenach wynika ze zróżnicowanych warunków funkcjonowania tych przedsiębiorstw i struktury ponoszonych przez te przedsiębiorstwa kosztów działalności ciepłowniczej.

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawach taryf oddział prowadził także monitorowanie zgodności działalności przedsiębiorstw energetycznych z zakresem posiadanych koncesji.

Monitorowanie wykazało, że ok. 10% złożonych wniosków taryfowych było niezgodnych z zakresem posiadanych koncesji. Rozbieżności zostały w trakcie postępowań administracyjnych skorygowane.

Do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów skierowano dwa odwołania od decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy dla ciepła przedsiębiorstwu MPEC Wrocław SA. Prezes URE odmówił zatwierdzenia taryfy dla ciepła z uwagi na zaplanowany przez przedsiębiorstwo nieuzasadniony poziom kosztów.

Struktura własnościowa przedsiębiorstw ciepłowniczych a taryfy

W procesie postępowań administracyjnych w sprawach taryf obserwuje się ciągłe zmiany struktury własnościowej przedsiębiorstw energetycznych. Najczęstszą formą własności są spółki akcyjne i spółki z o.o. z kapitałem prywatno-gminnym lub prywatno-państwowym. W strukturze tych przedsiębiorstw największy udział w sprzedaży ciepła mają spółki akcyjne – 73,7% oraz spółki z o.o. – 25,2%. Około 1% udziału w sprzedaży ciepła ma indywidualna własność prywatna, przedsiębiorstwa państwowe i zakłady budżetowe.

Trudno jest w warunkach ciągłych przekształceń jednoznacznie ocenić wpływ rodzaju własności na poziom przedstawianych do zatwierdzenia cen i stawek opłat.

Wnioskowany średni wzrost opłat wszystkich przedsiębiorstw, którym zatwierdzono w 2003 r. taryfy dla ciepła wyniósł 5,95%, a zaakceptowany przez Prezesa URE wzrost wyniósł 3,03%. Spółki akcyjne z kapitałem państwowym, prywatnym i zagranicznym wnioskowały średnio o wzrost opłat w wysokości 6,50%, a uzyskały 3,57%, spółki z o.o. wnioskowały o 3,51%, a otrzymały 1,47%, natomiast przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w formie zakładu budżetowego wnioskowały o 6,80%, a uzyskały 4,34%.

Poziom cen i wnioskowane ich wzrosty przedstawiane do zatwierdzenia zależą głównie, w opinii oddziału, od zakresu prowadzonych inwestycji modernizacyjnych, kosztów paliwa oraz wzrostu obciążeń podatkowych przedsiębiorstw energetycznych.

7.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2003 r. w oddziale zatwierdzono 5 taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem (3 dla

przedsiębiorstw z woj. dolnośląskiego i 2 z woj. opolskiego). Ustalone i zatwierdzone ceny energii elektrycznej dla poszczególnych przedsiębiorstw wynoszą w:

- Zespole Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA – 170,86 zł/MWh, wzrost ceny w stosunku do ostatnio stosowanej o 1,47%,
- Energetyce Ciepłej Opolszczyzny SA – 171,70 zł/MWh, wzrost o 5%,
- Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Jeleniej Górze – 164,95 zł/MWh, wzrost o 1%,
- Zakładach Koksowniczych „Zdzieszowice” Sp. z o.o. – 147,95 zł/MWh, wzrost o 2,4%,
- FORTUM DZT SA w Wałbrzychu – 207,03 zł/MWh, zachowano cenę na dotychczasowym poziomie.

7.3.4. Zatwierdzanie taryf dla gazu

W kwietniu 2003 r. oddział przejął częściowo sprawy dotyczące zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych. W okresie sprawozdawczym rozpatrzono trzy wnioski taryfowe. W ZK „Zdzieszowice” średnie wskaźnikowe ceny gazu koksowniczego dla odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych uległy zmianie w zakresie od -1,66% do +5,35%. Średnia cena gazu w zatwierdzonej taryfie w stosunku do cen ostatnio stosowanych Zakładu Energetyki-Błachownia wzrosła o 3,9%, a w DZU-P DOZAMEL cenę gazu obniżono o ok. 22%.

7.3.5. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2003 r. oddział prowadził 9 postępowań administracyjnych w sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego.

Problematyka spraw spornych rozstrzyganych przez oddział w 2003 r. nie różniła się zasadniczo od spraw przekazanych do rozstrzygnięcia Prezesowi URE w latach poprzednich. Źródłem największej ilości sporów były kwestie dotyczące przyłączenia do sieci elektroenergetycznych i gazowych. Jedna sprawa dotyczyła nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej.

W jednym przypadku spór dotyczący dostaw paliwa gazowego rozstrzygnięto na korzyść przedsiębiorstwa energetycznego stwierdzając, że nie ciąży na nim obowiązek zawarcia umowy sprzedaży tego paliwa.

Podmiotami wnioskującymi o rozstrzygnięcie sporu w trybie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego były w 3 przypadkach osoby fizyczne i w 6 – przedsiębiorcy.

7.3.6. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W 2003 r. wpłynęło do Południowo-Zachodniego Oddziału Terenowego 90 skarg i 32 wnioski. Z analizy skarg załatwianych w 2003 r. wynika, że znaczna ich ilość wpłynęła bezpośrednio od zainteresowanych. Były jednak przypadki przekazania skarg oddziałowi do załatwienia przez inne organy np. Klub Federacji Konsumentów oraz Rzeczników Konsumentów.

Problematyka poruszana w skargach i wnioskach, dotyczyła w szczególności zaopatrzenia w energię elek-

tryczną (63 skargi i wnioski) oraz w ciepło (52 skargi i wnioski), a tylko w niewielkim stopniu zaopatrzenia w gaz (7 skarg i wniosków).

W przypadku skarg z zakresu energii elektrycznej ich treść zdominowana została problematyką przyłączeń do sieci elektroenergetycznych, szczególnie dotyczących wysokości opłat za nie i uciążliwych warunków umów o przyłączenie. Inną dość charakterystyczną grupą skarg w tym zakresie były skargi dotyczące opóźnień w realizacji przyłączenia do sieci elektroenergetycznych. Skargi związane z zaopatrzeniem w energię elektryczną dotyczyły głównie rozliczeń za dostarczaną energię, zwiększenia mocy przyłączeniowej, zmiany postanowień umowy sprzedaży energii elektrycznej czy kar umownych za naruszenie jej postanowień.

W przypadku zaopatrzenia w ciepło najczęstszym powodem skarg były wątpliwości co do stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne taryf dla ciepła i zawartych w nich cen i stawek opłat oraz sprawy rozliczeń finansowych za dostarczane ciepło. Poruszano również sprawy realizacji umów sprzedaży ciepła oraz sposobu wprowadzania taryf dla ciepła.

W przypadku skarg dotyczących paliw gazowych powtarzała się problematyka dotycząca odmowy przyłączenia do sieci i treści umów sprzedaży gazu.

Przyczyną wielu skarg dotyczących przyłączeń do sieci elektroenergetycznych i gazowych oraz skarg na zbyt wysokie opłaty za przyłączenie, była niedostateczna wiedza odnośnie wpływu, jaki na koszty przyłączenia ma uchwalenie bądź nie uchwalenie przez gminę założeń do planów zaopatrzenia w energię elektryczną i paliwa gazowe. Często też przedsiębiorstwa, które powstały z wydzielonego majątku ciepłowniczego gminy (były zakłady budżetowe i komunalne) podejmują decyzje o modernizacji lub budowie nowych źródeł ciepła, bez wystarczającej analizy skutków tych inwestycji. Znikomy na ogół udział kapitału własnego w tych inwestycjach powoduje znaczny wpływ kosztów finansowych od kapitału obcego na wysoki poziom cen i stawek opłat za ciepło. W konsekwencji wysokie ceny ciepła tych przedsiębiorstw są źródłem skarg.

Nieterminowa realizacja umów o przyłączenie skutkowałą przedkładaniem wielu skarg, których przyczyny w większości przypadków zostały wyjaśnione. Skarżący często nie zwracali uwagi na zapisy umowy uzależniające dotrzymanie terminu jej realizacji od zachowań innych organów, instytucji czy osób prywatnych mających wpływ na realizację przedmiotu umowy.

7.3.7. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2003 r. przeprowadzono 9 kontroli warunków prowadzenia działalności koncesjonowanych, w wyniku których w przedsiębiorstwach stwierdzono nieprawidłowości polegające m.in. na niezgodności ilości źródeł ciepła związanych z prowadzeniem działalności konce-

sjonowanej z zapisami w koncesji (8), niezgodności stosowanych rodzajów paliw w źródłach ciepła z aktualnymi zapisami w koncesji (1).

Podjęte przez oddział działania miały na celu ustalenie przyczyn tych nieprawidłowości i sposobu ich usunięcia.

b) prawidłowość stosowania taryf

W okresie sprawozdawczym, w ramach rozpatrywanych skarg i wniosków na ceny i stawki opłat, dokonano kontroli prawidłowości stosowania taryf. W wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono stosowanie przez jedno przedsiębiorstwo taryfy dla ciepła bez przedstawienia jej do zatwierdzenia Prezesowi URE. W sprawie tej wszczęto postępowanie administracyjne o nałożenie kary pieniężnej.

c) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

Oddział przeprowadził 5 kontroli posiadania odpowiednich kwalifikacji przez osoby, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne.

W wyniku przeprowadzonych działań kontrolnych, w 2 przypadkach stwierdzono niezgodności zakresu posiadanych przez pracowników świadectw kwalifikacyjnych z wymaganiami aktualnego wykazu stanowisk pracy. Podjęte przez oddział działania miały na celu wyjaśnienie i usunięcie tych nieprawidłowości.

7.3.8. Nakładanie kar pieniężnych

Wydano jedną decyzję, na podstawie której wymierzono karę pieniężną w wysokości 10 000 zł, za stosowanie cen i stawek opłat za ciepło bez ich uprzedniego zatwierdzenia przez Prezesa URE. Kara została uiszczona.

7.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z samorządami lokalnymi i rzecznikami konsumentów

W procesie rozpatrywania wniosków koncesyjnych kierowane są pytania do lokalnych samorządów o wyrażenie opinii na temat zasadności planowanych modernizacji źródeł ciepła oraz możliwości wykorzystania rezerw zainstalowanej mocy.

Ponadto w oddziale nadal działa Zespół konsultacyjny do spraw konsumenckich w zakresie prawa energetycznego oraz Zespół do spraw konsultowania zagadnień związanych z planowaniem energetycznym w gminach. Ww. zespoły udzielały wyjaśnień i porad telefonicznych zarówno odbiorcom indywidualnym poszczególnych nośników energii w zakresie rozliczeń, jak również przedsiębiorstwom energetycznym w sprawach dotyczących modernizacji i rozwoju.

b) kontakty bezpośrednie z klientami

Pracownicy oddziału odbyli 53 spotkania z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych w sprawach

związanych z zatwierdzaniem taryf i udzielaniem koncesji oraz 4 spotkania z klientami oddziału, których celem była potrzeba wyjaśnienia prawidłowości rozliczania opłat za pobrane ciepło oraz opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Dla kształtowania taryf istotne znaczenie ma prowadzenie rozmów wyjaśniających z przedsiębiorstwami, które o te taryfy występują. Rozmowy takie to średnio 2-3 spotkania stron, pozwalające lepiej rozpoznać zarówno problemy przedsiębiorstw, jak i na ogół obniżyć koszty z uwzględnieniem ochrony odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen.

Z kolei skargi i wnioski klientów dostarczają oddziałowi informacji o działalności przedsiębiorstw energetycznych podlegających regulacji (np. o terminowości realizacji umów o przyłączenie do sieci) umożliwiając późniejsze ich wykorzystywanie w procesie taryfowania, natomiast udzielane przez oddział odpowiedzi skarżącym powodowały upowszechnianie znajomości zasad stosowania taryf przedsiębiorstw energetycznych oraz przepisów prawa energetycznego, wśród odbiorców energii i paliw, co pewnością skutkuje zmniejszeniem skarg kierowanych do Prezesa URE.

8. Południowy Oddział Terenowy Urzędu Regulacji Energetyki z siedzibą w Katowicach

Południowy Oddział Terenowy URE z siedzibą w Katowicach swoim zasięgiem terytorialnym obejmuje obszar województwa śląskiego.

Według stanu na 31 grudnia 2003 r. w Południowym Oddziale Terenowym URE zatrudnionych było 17 pracowników, wszyscy z wykształceniem wyższym.

Funkcję dyrektora oddziału od 17 listopada 2000 r. pełni Dorota Koziol.

8.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na koniec 2003 r. na terenie woj. śląskiego działało 633 koncesjonariuszy, którym udzielono łącznie 850 koncesji. Strukturę koncesjonowanych przedsiębiorstw branży energetycznej na obszarze województwa przedstawiono w tabeli 13.

W 2003 r., w stosunku do 2002 r., nastąpił spadek ilości przedsiębiorstw posiadających koncesje związane

z zaopatrzeniem w ciepło (wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem). Liczba przedsiębiorstw sektora ciepłowniczego spadła o 9 – ze 125 do 116, co było efektem cofnięć koncesji na wniosek dotychczasowych koncesjonariuszy, którzy zaprzestali prowadzenia działalności (dotyczyło to głównie energetyki przemysłowej).

W porównaniu ze stanem z poprzedniego roku, w sektorze elektroenergetycznym w 2003 r. nie zaszły istotne zmiany zarówno w zakresie liczby przedsiębiorstw działających na terenie woj. śląskiego jak i przedmiotu ich działania oraz udziałów w rynku energii. W stosunku do stanu z 2002 r. liczba koncesjonariuszy zmalała jedynie o 3 przedsiębiorstwa. W sektorze gazowniczym natomiast zwiększyła się o 1 przedsiębiorstwo, liczba podmiotów koncesjonowanych w sektorze paliw ciekłych wzrosła z kolei o 55.

Dostarczaniem ciepła do odbiorców finalnych zajmują się głównie przedsiębiorstwa przesyłowe. Przedmiotem ich działalności jest przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem wytworzonym we własnych lub obcych źródłach ciepła. Ich struktura w 2003 r. nie uległa zmianie w stosunku do 2002 r.

Na terenie obszaru pozostającego we właściwości miejscowej oddziału, działają 4 spółki dystrybucyjne energii elektrycznej: Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA, Będziński Zakład Elektroenergetyczny SA, Beskidzka Energetyka SA oraz Zakład Energetyczny Częstochowa SA.

Działalność związana z zaopatrzeniem odbiorców w gaz ziemny prowadzona była w 2003 r. przez spółkę dystrybucyjną sektora gazowniczego wydzieloną ze struktur PGNiG SA – Górnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze. Pozostałe przedsiębiorstwa zajmujące się działalnością gazowniczą dostarczają gaz ziemny wyłącznie odbiorcom przemysłowym.

8.2. Odbiorcy paliw i energii

Trwający nieprzerwanie od kilku lat proces restrukturyzacji przemysłu sprawia, że wzrasta znaczenie odbiorców komunalnych w strukturze sprzedaży przez przedsiębiorstwa energetyczne paliw i energii. Znaczne zmiany, jakie w ciągu minionych lat dokonały się na Śląsku, przyczyniły się do obniżenia sprzedaży zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła oraz gazu. Tym niemniej jednak w dalszym ciągu największymi odbiorcami,

Tabela 13. Struktura koncesjonowanych przedsiębiorstw

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy	Liczba koncesji
Ciepłownictwo	116	238
Elektroenergetyka	84	146
Gazownictwo	18	33
Paliwa ciekłe	415	433
Razem	633	850

zwłaszcza energii elektrycznej i paliw gazowych, pozostają kopalnie i huty.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze zasadniczo zaspokajają potrzeby socjalno-bytowe odbiorców, w tym spółdzielni, wspólnot mieszkaniowych, zarządów budynków komunalnych i odbiorców indywidualnych. Odbiorcy przemysłowi stanowią obecnie już niewielki udział w zużyciu ciepła – funkcjonują oni obecnie głównie w obrębie dużych zakładów przemysłowych, zużywając jednak ciepło nie dla celów technologicznych, ale przede wszystkim dla celów grzewczych.

Działająca na terenie woj. śląskiego, wspomniana wyżej, Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., jako jedna z dwóch dużych krajowych spółek dystrybucyjnych sektora gazowniczego, dostarcza paliwo siecią przesyłową zarówno przedsiębiorstwom przemysłu ciężkiego jak i najliczniejszej grupie – indywidualnym odbiorcom komunalnym.

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2003 r. odbiorcami największej ilości energii elektrycznej na Śląsku pozostawali, tak jak w przypadku paliw gazowych, odbiorcy przemysłowi. Najliczniejszymi są także odbiorcy komunalni. W dalszym ciągu na terenie woj. śląskiego występują odbiorcy (w tym również i komunalni) zaopatrywani w energię elektryczną przez często upadające zakłady przemysłowe, które przed laty dostarczały energię do zakładowych budynków mieszkalnych. Proces przyłączania tych odbiorców do sieci elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych nierzadko napotyka na trudności, głównie wynikające z problemów finansowych tychże odbiorców.

8.3. Działalność regulacyjna

8.3.1. Koncesjonowanie

Wszystkie postępowania prowadzone w 2003 r. wszczęte były na wniosek przedsiębiorców. Poniżej zamieszczono statystykę zakończonych w 2003 r. postępowań koncesyjnych.

W 2003 r. na wniosek strony wydano 87 decyzji zmieniających koncesje. Zmiany udzielonych koncesji dokonywane były przede wszystkim w związku:

- z rozszerzeniem lub zawężeniem przedmiotu działalności gospodarczej objętej koncesją (co było spowodowane przejściem lub przekazaniem, a także wyłączeniem lub modernizacją źródeł ciepła bądź sieci ciepłowniczych),
- ze zmianą nazwy, formy prawnej przedsiębiorcy,
- ze zmianą warunków prowadzenia działalności objętej koncesją,
- ze zmianą określonych w koncesji danych dotyczących eksploatowanego majątku (np. parametrów pracy źródła, sieci ciepłowniczych, rodzaju paliwa).

W związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności gospodarczej, na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, cofnięte zostały na wniosek 13 przedsiębiorstw energetycznych 22 koncesje. Uzasadnieniem decyzji cofających koncesje było zaprzestanie prowadzenia działalności koncesjonowanej.

Dodatkowo w 2003 r., dla jednego przedsiębiorstwa wydano 3 decyzje o umorzeniu, na jego wniosek, postępowania administracyjnego w sprawie wydania promesy koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem, ze względu na prowadzenie już przez to

Tabela 14. Statystyka postępowań koncesyjnych w 2003 r.

Decyzje udzielające koncesję, z czego:	11
<i>Decyzje dot. koncesji na wytwarzanie ciepła</i>	4
<i>Decyzje dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła</i>	3
<i>Decyzje dot. koncesji na obrót ciepłem</i>	3
<i>Decyzja dot. koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem</i>	1
Decyzje zmieniające koncesję, z czego:	87
<i>Decyzje dot. koncesji na wytwarzanie ciepła</i>	36
<i>Decyzje dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła</i>	32
<i>Decyzje dot. koncesji na obrót ciepłem</i>	6
<i>Decyzje dot. koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem</i>	7
<i>Decyzja dot. koncesji na wytwarzanie paliwa gazowego</i>	1
<i>Decyzja dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliwa gazowego</i>	1
<i>Decyzja dot. koncesji na obrót paliwami gazowymi</i>	1
<i>Decyzja dot. koncesji na obrót paliwami ciekłymi</i>	1
<i>Decyzja dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej</i>	1
<i>Decyzja dot. koncesji na obrót energią elektryczną</i>	1
Decyzje cofające koncesję, z czego:	22
<i>Decyzje dot. koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem</i>	21
<i>Decyzja dot. koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła</i>	1
Decyzje umarzające postępowanie administracyjne w sprawie udzielenia promesy i cofnięcia koncesji na obrót ciepłem	4
OGÓŁEM	124

przedsiębiorstwo działalności gospodarczej i posiadanie koncesji w tym zakresie. Wydano także 1 decyzję umarzającą postępowanie w sprawie cofnięcia koncesji na obrót ciepłem.

Ponadto jedno z przedsiębiorstw energetycznych zostało włączone w struktury innego koncesjonowanego przedsiębiorstwa, co spowodowało wygaśnięcie jego koncesji z dniem wykreślenia tego przedsiębiorstwa z właściwego rejestru.

8.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Do 31 grudnia 2003 r., spośród 116 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, których siedziba znajduje się na terenie woj. śląskiego, 111 przedsiębiorstw tj. 95,7%, posiadało zatwierdzoną taryfę dla ciepła (w 2002 r. było to 88%). Polepszenie sytuacji w tym zakresie jest wynikiem bezpośrednich interwencji oddziału, ukierunkowanych na ochronę interesów odbiorców ciepła, tak aby ponoszone przez nich opłaty wynikały z cen i stawek opłat poddanych kontroli regulatora.

W 2003 r. w oddziale zostało wydanych 70 decyzji zatwierdzających taryfę dla ciepła, z czego – 10 przedsiębiorstwom zatwierdzono taryfę po raz pierwszy, 17 – po raz drugi, 20 – po raz trzeci, 18 – po raz czwarty oraz 5 – po raz piąty.

W 2003 r. kontynuowano zatwierdzanie taryf na okres równy lub dłuższy niż 24 miesiące. W 2003 r. zatwierdzono 18 takich taryf. Termin stosowania tych taryf ustalono do: 2005 r. (10 taryf), 2006 r. (6) i 2008 r. (2).

Decyzje o zatwierdzeniu taryf na okres dłuższy niż 24 miesiące dotyczyły przedsiębiorstw energetycznych o różnym zaangażowaniu w działalność koncesjonowaną (były to: 3 zawodowe przedsiębiorstwa ciepłownicze, 5 hut i 10 innych przedsiębiorstw przemysłowych).

Przychody ogółem przedsiębiorstw poddanych regulacji w 2003 r., planowane w pierwszym roku stosowania taryfy, to kwota 873,2 mln zł. 30,8% z tej kwoty to przychody z przesyłania i dystrybucji ciepła. W trakcie postępowań taryfowych prowadzonych przez oddział, na skutek dokonanej analizy planowanych przez przedsiębiorstwa kosztów uzasadnionych, przyjęte do kalkulacji cen i stawek opłat koszty zostały zmniejszone o ponad 40 mln zł w stosunku do kosztów założonych początkowo. O tyle też zmniejszyły się opłaty, które musieliby ponosić odbiorcy ciepła, gdyby taryfy przedsiębiorstw energetycznych nie były poddane ocenie oddziału.

W 2003 r. ceny i stawki opłat w zatwierdzonych taryfach spadły średnio o 0,1%²⁾ w stosunku do cen i stawek opłat ostatnio stosowanych przez przedsiębiorstwa ustalające te taryfy. Na 70 przedsiębiorstw, którym w 2003 r. zatwierdzono taryfy, wzrost średnich cen i stawek opłat

zanotowały 34 przedsiębiorstwa (48,6%), w przypadku 27 przedsiębiorstw (38,6%) nastąpił spadek a 6 przedsiębiorstw nie zmieniło średnich cen i stawek opłat (wszystkie dane odnoszą się do przychodów z działalności koncesjonowanej). W przypadku 3 pozostałych przedsiębiorstw pierwszy rok stosowania taryfy miał być jednocześnie pierwszym rokiem prowadzenia przez nie zupełnie nowej działalności koncesjonowanej (brak kontynuacji działalności).

Średnia wskaźnikowa cena ciepła dla pierwszego roku stosowania taryfy dla przedsiębiorstw objętych regulacją prowadzoną przez oddział w 2003 r. wyniosła 21,92 zł/GJ, natomiast średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe – 8,59 zł/GJ. W okresie sprawozdawczym średnia wskaźnikowa cena wytwarzanego ciepła zmniejszyła się o 0,1% (z poziomu 21,94 zł/GJ) w stosunku do średniej wskaźnikowej ceny w roku ubiegłym, natomiast średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe spadła o 0,3%. Zróżnicowanie średnich wskaźnikowych cen i stawek opłat kształtowało się w granicach od 8,36 zł/GJ do 45,47 zł/GJ dla sfery wytwarzania ciepła oraz od 0,18 zł/GJ do 13,47 zł/GJ dla przesyłania i dystrybucji ciepła.

Rok 2003 był kolejnym, w którym następowała eliminacja subsydiowania skrośnego w zatwierdzonych taryfach dla ciepła. Ten mechanizm wpływający na ceny poszczególnych grup taryfowych w ramach jednego przedsiębiorstwa energetycznego z roku na rok traci na znaczeniu i dotyczy niemal wyłącznie sfery przesyłania i dystrybucji ciepła (z uwagi na różnorodność grup taryfowych). Wśród przedsiębiorstw z terenu województwa tylko w jednym, w ramach zbiorowości dużych przedsiębiorstw świadczących usługi w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła, skala subsydiowania skrośnego jest znacząca. Przedsiębiorstwo to w toku postępowania taryfowego zobowiązało się do zaprzestania subsydiowania w perspektywie trzech kolejnych taryf dla ciepła.

W okresie sprawozdawczym prowadzono 31 postępowań administracyjnych w sprawie zmiany taryfy dla ciepła. W 22 przypadkach wydano decyzje zatwierdzające zmiany taryfy (w 16 przypadkach zmiany dotyczyły terminu obowiązywania, w 4 – związane były ze zmianą koncesji przedsiębiorstwa, natomiast w 2 – z utworzeniem nowej grupy odbiorców). W 9 przypadkach postępowanie o zatwierdzenie zmiany taryfy dla ciepła zakończyło się decyzją odmawiającą. Zasadniczą przyczyną był fakt, iż nie zostały spełnione przesłanki art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego.

W 2003 r. wydano 10 decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy dla ciepła. Jedno przedsiębiorstwo energetyczne odwołało się od decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Dziewięć przedsiębiorstw energetycznych, którym wydano decyzje odmawiające zatwierdzenia taryfy, przedstawiły następnie taryfy opracowane zgodnie z obowiązującymi przepisami (zostały one w efekcie zatwierdzone), a jedno po złożeniu odwołania od

2) Po sprowadzeniu do porównywalności poprzez pominięcie w pierwszym roku stosowania taryfy danych dotyczących trzech przedsiębiorstw rozpoczynających dopiero prowadzenie działalności koncesjonowanej.

decyzji, ponownie przedłożyło wnioszek (decyzję zatwierdzającą taryfę wydano w 2004 r.).

W 2003 r. w stosunku do 12 przedsiębiorstw energetycznych, które posiadając koncesje nie złożyły wniosków o zatwierdzenie pierwszej taryfy dla ciepła, wszczęto postępowania wyjaśniające. W wyniku tych postępowań, do końca 2003 r.: 4 przedsiębiorstwa energetyczne wystąpiły z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy i otrzymały decyzje zatwierdzające taryfy, a 3 przedsiębiorstwom na ich wniosek cofnięto koncesje. Pięć przedsiębiorstw energetycznych nie posiadało na koniec 2003 r. zatwierdzonej pierwszej taryfy dla ciepła, w tym 2 przedsiębiorstwa w grudniu 2003 r. złożyły wnioski o zatwierdzenie taryfy (postępowania w toku), 1 przedsiębiorstwu wydano postanowienie zawieszające postępowanie o zatwierdzenie taryfy, w stosunku do 1 przedsiębiorstwa trwa dalsze postępowanie wyjaśniające, mające na celu potwierdzenie faktu zaprzestania działalności koncesjonowanej, a 1 przedsiębiorstwo energetyczne jest w trakcie likwidacji.

8.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

Rok 2003 był czwartym z kolei, w którym oddział prowadził postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła bądź też ich zmiany. W 2003 r. wydano 3 decyzje zatwierdzające taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, uznając tym samym tę energię jako objętą obowiązkiem zakupu przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej. Średnia zatwierdzona cena energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w 2003 r. wyniosła 129,13 zł/MWh i wzrosła w stosunku do ceny ostatnio stosowanej o 1,1%, przy wzroście średniej ceny energii elektrycznej C_k (wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych) o 8%. Zatwierdzono także jedną taryfę dla energii elektrycznej wytwarzanej, co prawda, w niepełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ale sprzedawanej odbiorcom końcowym za pośrednictwem sieci elektroenergetycznych wytwórcy. Wydano jedną decyzję odmawiającą zatwierdzenia taryfy, po ponownym złożeniu wniosku taryfę zatwierdzono.

Dodatkowo w 2003 r. w oddziale rozpatrywano 2 wnioski dotyczące taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstw energetycznych, dla których zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych leży w kompetencjach oddziału (Huta Batory SA w upadłości oraz Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o.). Z tego, w 2003 r. wydano jedną decyzję zatwierdzającą taryfę dla energii elektrycznej – obejmuje ona przesyłanie i dystrybucję oraz obrót energią elektryczną. Odbiorcami wymienionych dwóch przedsiębiorstw są przede wszystkim odbiorcy przemysłowi, a ceny energii elektrycznej nie odbiegają znacząco od cen z taryfy spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej działającej na tym samym

terenie. Jedno z przedsiębiorstw zostało wydzielone z huty dla przejęcia obsługi energetycznej zakładu i dostaw energii elektrycznej innym odbiorcom.

Ponadto w 2003 r. rozpatrzono pozytywnie 5 wniosków przedsiębiorstw energetycznych o wydłużenie terminu obowiązywania taryfy dla energii elektrycznej.

8.3.4. Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W 2003 r. w oddziale rozpatrywano po raz pierwszy wnioski dotyczące taryf dla paliw gazowych. W tymże roku rozpatrzono pozytywnie 2 wnioski o zatwierdzenie taryfy dla paliw gazowych: Huty Pokój SA oraz Bumaru-Łabędy SA. Odbiorcami gazu są inne przedsiębiorstwa przemysłowe, ceny nie odbiegają znacznie (w jednym przypadku są średnio niższe, w drugim – wyższe) od cen lokalnej spółki dystrybucyjnej gazu ziemnego.

8.3.5. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2003 r. prowadzono 41 postępowań administracyjnych w sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Wydano 146 decyzji dotyczących ciepła, 24 – energii elektrycznej, 1 – paliw gazowych. Natomiast 9 spraw nie zakończono w okresie sprawozdawczym. W toku postępowań, na wniosek strony, wydano 4 postanowienia nakazujące przedsiębiorstwu energetycznemu podjęcie i kontynuowanie dostaw energii elektrycznej.

W omawianym okresie 6 postępowań administracyjnych było zawieszonych, z czego 3 zawieszono w 2003 r.

Największa grupa zakończonych postępowań administracyjnych dotyczyła odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej (11 decyzji) i nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej (8 decyzji).

W odniesieniu do spraw spornych rozstrzyganych przez Prezesa URE, na uwagę zasługują spory dotyczące odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, gdzie istotą była kwestia pokrycia kosztów zakupu i zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej.

W ramach działań regulacyjnych rynku ciepłowniczego, elektroenergetycznego oraz gazowniczego rozpatrzono 52 skargi na działalność przedsiębiorstw energetycznych, z czego 6 skarg dotyczących ciepła, 45 – energii elektrycznej i 1 – gazu.

Tematyka skarg była zróżnicowana. Często powtarzającymi się tematami skarg były zagadnienia wysokości cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przez przedsiębiorstwa energetyczne. W odpowiedziach na te skargi wyjaśniano mechanizmy kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła i energii elektrycznej.

Odbiorcy energii elektrycznej w swych skargach poruszali również kwestię niedotrzymywania standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Należy odnotować, że w okresie sprawozdawczym do oddziału wpłynęło znacznie mniej skarg, których rozstrzygnięcie nie leży w kompetencjach Prezesa URE. Powyższe jest następstwem starań i zaangażowania

pracowników oddziału, którzy odpowiadając na pytania dotyczące wszelkich zagadnień regulowanych przez ustawę – Prawo energetyczne informowali jednocześnie o granicach kompetencji Prezesa URE.

Niemniej jednak na uwagę zasługuje kilka kategorii takich skarg, do których w szczególności należy zaliczyć skargi w zakresie:

- wykonywania postanowień zawartej umowy,
- wzajemnych rozliczeń pomiędzy dostawcami i odbiorcami za dostarczoną energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło,
- własności urządzeń energetycznych,
- działalności spółdzielni mieszkaniowych lub administratorów budynków dotyczącej rozliczeń za dostarczane ciepło do lokali w budynkach wielolokalowych.

Do oddziału wpływały także pisma przesyłane do wiadomości urzędu. W wielu przypadkach, mimo braku wyraźnego żądania podjęcia działań przez wnioskodawcę, oddział zwracał się do przedsiębiorstwa energetycznego o wyjaśnienie zaistniałej sytuacji.

8.3.6. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W okresie sprawozdawczym oddział w ramach prowadzonych postępowań administracyjnych przeprowadził kontrole realizacji warunków nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w udzielonych im koncesjach. W wyniku przeprowadzonych kontroli wykryto nieprawidłowości w niektórych przedsiębiorstwach energetycznych. Dotyczyły one nie powiadomienia Prezesa URE o ograniczeniu działalności gospodarczej, o rozszerzeniu działalności gospodarczej oraz braku realizacji wyposażenia wszystkich węzłów cieplnych w układy automatycznej regulacji. We wszystkich przypadkach wszczęto postępowanie o wymierzenie kar pieniężnych, które zakończono ich nałożeniem. Dodatkowo w toku czynności kontrolnych ustalono, że 5 kontrolowanych przedsiębiorstw nie złożyło sprawozdań z realizacji warunków prowadzenia koncesjonowanej działalności gospodarczej za 2002 r., które przedsiębiorstwa energetyczne miały obowiązek przedstawić do 15 kwietnia 2003 r. W stosunku do tych przedsiębiorstw wszczęto postępowania o wymierzenie kary pieniężnej. W jednym przypadku, na polecenie Prezesa URE, pracownicy oddziału przeprowadzili kontrolę w siedzibie przedsiębiorstwa, dotyczącą realizacji warunków nałożonych na przedsiębiorstwo energetyczne w udzielonych koncesjach obejmujących zaopatrzenie w energię elektryczną.

b) prawidłowość stosowania taryf

W 2003 r. prowadzony był przez oddział, w sposób ciągły, monitoring prawidłowości stosowania taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne w toku postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf, a także rozpatrywania skarg odbiorców. Łącznie przeprowa-

dzono 104 kontrole prawidłowości stosowania taryf dla ciepła, energii elektrycznej i gazu. Ustalono, że część koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych nie posiada zatwierdzonej taryfy dla ciepła. W stosunku do tych przedsiębiorstw wszczęto postępowania administracyjne o wymierzenie kary pieniężnej.

W efekcie 14 skontrolowanych przedsiębiorstw ustaliło taryfy dla ciepła i przedłożyło je Prezesowi URE do zatwierdzenia, a więc wyeliminowano sytuację gdzie odbiorca płaci za ciepło po cenach pozostających poza kontrolą regulatora. Ze wspomnianych 14, 13 przedsiębiorstwom wymierzono kary pieniężne za stosowanie taryf bez przestrzegania obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia.

c) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

W 2003 r. zakończono 4 postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej wszczęte w 2002 r. Nieprawidłowości polegały na zatrudnianiu osób, które nie posiadały wymaganych kwalifikacji.

Natomiast w 2003 r. oddział rozpoczął kontrole w 5 przedsiębiorstwach energetycznych. W trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych oddział przeprowadził 75 kontroli posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach.

Przy okazji przeprowadzonej kontroli dotyczącej realizacji obowiązku zatrudniania przez przedsiębiorstwa energetyczne osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, stwierdzono uchybienia w działalności komisji kwalifikacyjnych.

d) utrzymywanie zapasów paliw

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła i energii elektrycznej oddział prowadził monitoring przestrzegania obowiązku utrzymywania zapasów paliw w 45 przedsiębiorstwach energetycznych, które prowadzą działalność w zakresie wytwarzania ciepła (w tym w czterech, które także wytwarzają energię elektryczną).

W toku postępowania o zatwierdzenie taryfy dla ciepła 2 przedsiębiorstwa poinformowały Prezesa URE o niedotrzymywaniu obowiązkowych zapasów węgla. Jedno z tych przedsiębiorstw oświadczyło, że wskutek trudności finansowych nie zawsze było możliwe utrzymywanie obowiązkowych zapasów węgla oraz poinformowało, że nie zdarzyły się przypadki wprowadzenia ograniczeń w dostawie ciepła dla odbiorców z powodu braku paliwa.

e) prowadzenie ewidencji księgowej zgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf, oddział przeprowadził kontrole mające na celu stwierdzenie czy ewidencja księgo-

wa prowadzona jest zgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne. W stosunku do 2 przedsiębiorstw energetycznych wszczęto postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, z których 1 zakończyło się jej nałożeniem.

8.3.7. Nakładanie kar pieniężnych

W 2003 r. prowadzono 37 postępowań administracyjnych o wymierzenie kar pieniężnych, z czego zakończono 27 orzekając nałożenie tych kar na przedsiębiorstwa energetyczne na łączną kwotę 279 180,11 zł.

W przypadku 4 przedsiębiorstw energetycznych wydano decyzje o umorzeniu postępowań. W 2002 r. nie zostało zakończonych 6 postępowań.

8.4. Pozostała działalność oddziału

W 2003 r., podobnie jak i w latach poprzednich, oddział nawiązywał kontakty z wojewodą oraz zarządami gmin. Głównym ich celem było zasygnalizowanie problemów, które dostrzegano na bieżąco w trakcie postępowań w sprawach o zatwierdzanie taryf i udzielanie koncesji, jak również rozpatrując skargi zgłaszane przez odbiorców.

Niezależnie od powyższego, nawiązując do pisma z 28 sierpnia 2000 r. Prezesa URE skierowanego do wszystkich gmin w Polsce, mając na uwadze nałożone na gminy, przez ustawę – Prawo energetyczne obowiązki w sprawach związanych z zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, zwrócono się do nowo wybranych zarządów gmin o udzielenie informacji na temat opracowania projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe lub planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Pomimo, że od wejścia w życie ustawy – Prawo energetyczne minęło sześć lat, na terenie woj. śląskiego, gdzie zlokalizowanych jest 167 gmin, wspomniane założenia posiada zaledwie 58, co stanowi 34,7% łącznej liczby gmin, przy czym najwięcej projektów założeń przez samorząd województwa zostało zaopiniowanych w 2001 r. – 23, a w 2002 r. – 17. Do połowy 2003 r. zaopiniowano projekty założeń zaledwie dla 5 gmin.

Na uwagę zwraca fakt, że spośród gmin, które nie posiadają jeszcze opracowanych założeń, 10 to gminy o znacznym potencjale zaangażowania przedsiębiorstw energetycznych w działalność związaną z zaopatrzeniem w energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło. Zwracając się do gmin o udzielenie powyższych informacji, oddział zadeklarował wolę współpracy mogącej pozwolić w przyszłości uniknąć problemów w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe, co spotkało się ze znikomym zainteresowaniem, gdyż tylko jedna gmina zadeklarowała chęć współpracy z urzędem.

W okresie sprawozdawczym oddział realizował zadania Prezesa URE również w zakresie współpracy z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom

monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych. Powyższe odbywało się poprzez współpracę z katowicką delegaturą Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz z powiatowymi (miejskimi) rzecznikami konsumentów z terenu woj. śląskiego. W 2003 r. Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazał do oddziału 4 pisma odbiorców ciepła, energii elektrycznej i gazu celem załatwienia zgodnie z właściwością. Natomiast Powiatowi (Miejscy) Rzecznicy Konsumentów przekazali 5 pism odbiorców skierowanych do nich, a dotyczących zagadnień objętych kompetencjami Prezesa URE.

Ponadto w siedzibie oddziału pracownicy odbyli 80 spotkań z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych. Celem spotkań było omówienie spraw związanych z problemami merytorycznymi dotyczącymi postępowania taryfowego oraz koncesyjnego.

W ubiegłym roku kontynuowano również współpracę z prasą, czego efektem były artykuły w lokalnych gazetach, uwzględniające stanowiska oddziału dotyczące zagadnień z zakresu energetyki.

W 2003 r. odbyło się także 18 spotkań z interesantami w ramach wnoszonych skarg i wniosków.

9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie

Właściwość miejscowa oddziału obejmuje teren województw: małopolskiego i podkarpackiego. Obszar ten, podzielony administracyjnie odpowiednio na 182 i 159 gmin, charakteryzuje się znacznym lokalnym zróżnicowaniem w zakresie rozwoju gospodarczego oraz stanu infrastruktury energetycznej i komunikacyjnej. W obu województwach istnieją miejscowości, w których gęstość obciążenia sieci elektroenergetycznej, zbudowanej w latach 50., 60. ubiegłego wieku, nie przekracza 20 kW na 1 km².

W oddziale pracuje 16 osób, w tym: 8 inżynierów, 4 ekonomistów i 3 prawników. W 2003 r. 1 osoba kontynuowała udział w seminarium doktoranckim z zakresu prawa, 1 osoba ukończyła Podyplomowe Studium Rachunkowości i Finansów w Akademii Ekonomicznej w Krakowie oraz 1 – Podyplomowe Studium Administracji na Uniwersytecie Warszawskim. Pracą oddziału kieruje dyrektor Marian Kania.

9.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na koniec 2003 r. 509 przedsiębiorstw energetycznych, mających siedzibę na terenie działania oddziału, posiadało co najmniej 1 koncesję, łącznie zaś, wszystkie przedsiębiorstwa posiadały 734 koncesje. Zestawienie zawiera tabela 15.

Głównymi dostawcami energii elektrycznej dla potrzeb mieszkańców i przemysłu, zlokalizowanego na terenie działania oddziału, są 3 spółki dystrybucyjne posiadające siedzibę na tym terenie oraz 4 spółki

Tabela 15. Liczba posiadanych przez przedsiębiorstwa energetyczne koncesji w zależności od rodzaju prowadzonej działalności

Rodzaj prowadzonej działalności gospodarczej	Liczba koncesji
Wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót energią elektryczną	108
Wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót ciepłem	198
Wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót paliwami gazowymi	21
Magazynowanie, wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót paliwami płynnymi	407
Ogółem	734

z siedzibą na terenie województw ościennych. Największy z dostawców, Zakład Energetyczny Kraków SA, obsługuje ponad 770 000 odbiorców przy rocznej sprzedaży energii elektrycznej przekraczającej 5 TWh.

Zaopatrzenie odbiorców w paliwo gazowe prowadzone jest przez 2 spółki dystrybucyjne. Dla przeważającej części obszaru zaopatrzenie zapewnia Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie oraz, dla 41 zachodnich gmin woj. małopolskiego, Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze.

Obszar działania Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. rozciąga się na sąsiednie województwa – świętokrzyskie i lubelskie – obejmując łącznie 670 gmin wiejskich i miejskich. Spółka zaopatruje ok. 1 310 tys. odbiorców (w tym ok. 1,27 mln odbiorców domowych), którym sprzedaje ok. 1,7 mld m³ gazu. Wykorzystanie sieci przesyłowej spółki wynosi ok. 40%, co świadczy, iż posiada ona bardzo dużą rezerwę przesyłową.

W drugim kwartale 2003 r., do 5 koncesjonowanych elektrociepłowni zlokalizowanych na terenie działania oddziału, wytwarzających ciepło i energię elektryczną w pełnym skojarzeniu, dołączyła Elektrociepłownia „Rzeszów” SA. Oddany do eksploatacji blok gazowo-parowy, o zainstalowanej mocy elektrycznej 102 MW i cieplnej 76,3 MW, w okresie drugiego półrocza 2003 r., wyprodukował ponad 330 GWh energii elektrycznej i 526 TJ ciepła, przy średniej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w wysokości 71,8%.

W efekcie wprowadzenia tej jednostki do systemu elektroenergetycznego, przewidywany jest efekt ekologiczny w skali kraju w postaci zmniejszenia rocznych ilości emitowanego SO₂ o 5 800 t, pyłu o 560 t, NO_x o 1 300 t oraz odpadów (żużla i popiołu) o 65 000 t. W obecnym układzie blok gazowo-parowy stał się podstawowym źródłem ciepła dla Rzeszowa. W rezultacie dokonanej modernizacji, nastąpiło zmniejszenie jednostkowej ceny wytwarzanego w Elektrociepłowni ciepła o 2,24%.

W listopadzie 2003 r., produkcję ciepła, w kotłowni o mocy 8 MW opalanej zrębkami drewna, podjęło przedsiębiorstwo PGKiM Sp. z o.o. w Nowej Dębie. Uruchomienie kotłowni nastąpiło w sytuacji braku własnych zasobów wierzby energetycznej, którymi gmina może dysponować dopiero w 2006 r. W rezultacie,

przy uwzględnieniu kosztu paliwa, sprowadzanego obecnie ze znacznych odległości, cena wytwarzanego ciepła przewyższa znacznie średnie ceny ciepła wytwarzanego z węgla kamiennego. Jednakże, w efekcie zlokalizowania kotłowni w mieście, ograniczono w sposób zasadniczy koszty przesyłu ciepła od dotychczasowego dostawcy, co łącznie spowodowało spadek średnich obciążeń odbiorców końcowych opłatami za ciepło i jego przesył w granicach 4%.

Na koniec 2003 r., na terenie działania oddziału, ciepło wytwarzały 83 koncesjonowane przedsiębiorstwa, z czego 50 przedsiębiorstw dysponuje mocą cieplną zainstalowaną w zakresie 10-200 MW, oraz 8 mocą powyżej 200 MW.

Przedsiębiorstwa te wytwarzają ponad 48 PJ ciepła, z czego ok. 6 PJ jest sprzedawane odbiorcom końcowym bezpośrednio, a ok. 27 PJ za pośrednictwem sieci ciepłowniczych o łącznej długości, w obu województwach, ok. 2 300 km. Ogółem, przychody przedsiębiorstw ciepłowniczych przekraczają 700 mln zł przy zatrudnieniu ok. 6 500 osób.

Najwięksi producenci energii elektrycznej i ciepła na terenie oddziału to: Elektrownia „Skawina” SA, Elektrownia „Stalowa Wola” SA, Elektrociepłownia „Kraków” S. A. oraz Elektrownia „Siersza”, wchodząca w skład Południowego Koncernu Elektroenergetycznego. W EC „Kraków”, głównym dostawcy ciepła dla Krakowa, moc cieplna kotłów energetycznych pracujących dla skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wynosi 1 224 MW oraz moc cieplna kotłów wodnych 780 MW. Elektrownia „Skawina” jest zasadniczo szczytowym źródłem energii elektrycznej przy mocy zainstalowanej generatorów 590 MW i rocznej sprzedaży energii elektrycznej – 1,8 mln MWh oraz ciepła ok. 2,7 mln GJ.

W porównaniu z 2002 r., PEC „Geotermia Podhalańska SA” z siedzibą w Bańskiej Niżnej, zwiększył wykorzystanie mocy źródła geotermalnego z 25 do ok. 30 MW.

9.2. Odbiorcy paliw, energii i ciepła

Największymi odbiorcami paliw i energii na terenie działania oddziału są: Polskie Huty Stali SA oddział Huta im. T. Sendzimira w Krakowie, Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach, oraz Firma Chemiczna Dwory w Oświęcimiu, z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w zakresie 50 do 150 MW oraz 7 przedsiębiorstw

zużywających rocznie ponad 15 mln m³ gazu wysokometanowego. Największym odbiorcą gazu z sieci wysokoprężnej są Zakłady Azotowe w Tarnowie, pobierające ok. 40 tys. m³ gazu na godzinę.

Wśród komunalnych odbiorców ciepła największymi odbiorcami są: Zarząd Budynków Komunalnych w Krakowie, zamawiający ponad 180 MW mocy, przy zużyciu ciepła wynoszącym ok. 1 mln GJ/rok oraz Rzeszowska Spółdzielnia Mieszkaniowa, zamawiająca 70 MW mocy cieplnej przy zużyciu ciepła wynoszącym ponad 570 tys. GJ/rok.

Pomimo rozszerzenia z dniem 1 stycznia 2003 r. na wszystkich odbiorców ciepła uprawnień do jego zakupu z wykorzystaniem prawa do korzystania z usług przesyłowych, praktycznie z uprawnienia mogliby skorzystać odbiorcy ciepła w Krakowie (trzy źródła ciepła pracujące na jedną sieć) oraz w Rzeszowie (dwa źródła). Należy stwierdzić, iż obecnie realne wykorzystanie tego uprawnienia w zakresie dostaw ciepła jest niemożliwe. Wynika to ze specyfiki dostaw ciepła, w której świadczenie odrębnym odbiorcom usług przesyłowych od wybranego przez nich dostawcy ciepła, niekorzystnie wpływa na ceny oraz zakres dostarczania ciepła do innych podmiotów przyłączonych do sieci.

Analogicznie jak w 2002 r., uprawnienia w zakresie prawa korzystania z usług przesyłowych dla dostaw energii elektrycznej posiadało 90 odbiorców oraz 3 odbiorców w zakresie dostaw gazu wysokometanowego. W obu przypadkach, na wykorzystanie swoich uprawnień nie zdecydował się żaden odbiorca.

Ogółem, w 2003 r., na 182 gminy woj. małopolskiego, 32 gminy (tj. 17,8%), posiadały częściowy albo pełny plan zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, paliwa gazowe lub ciepło, a w woj. podkarpackim, na 159 gmin, planem dysponuje 24 (15,1%).

9.3. Działalność regulacyjna

9.3.1. Koncesjonowanie

W 2003 r. wydano 47 decyzji administracyjnych dotyczących udzielenia, zmiany, cofnięcia i wygaśnięcia koncesji, względnie umarzających postępowania w tych sprawach.

Wydane, na wniosek strony, decyzje w sprawie udzielenia lub zmiany koncesji obejmowały: 4 decyzje w zakresie wytwarzania ciepła i 25 decyzji zmieniających udzielone koncesje (w tym: 15 decyzji zmieniających koncesje na wytwarzanie ciepła, 9 – na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz 1 – na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła). Łącznie wymienione decyzje dotyczyły 33 przedsiębiorstw energetycznych.

W związku z ograniczeniem przez przedsiębiorstwa prowadzonej działalności gospodarczej do zakresu nie podlegającego obowiązkowi posiadania koncesji względnie całkowitego zaprzestania prowadzenia działalności energetycznej, zostało cofniętych na wniosek strony, 10 koncesji wydanych 6 przedsiębiorstwom.

Uzasadnieniem, dla złożonych wniosków o cofnięcie koncesji, były: utrata odbiorców, sprzedaż majątku lub zmiany własnościowe w przedsiębiorstwach.

9.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Na koniec 2003 r., z liczby 101 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, posiadających siedzibę na terenie działania oddziału, 98 posiadało zatwierdzone taryfy dla ciepła.

Łącznie, w 2003 r., dla działalności ciepłowniczej zatwierdzono 55 taryf, w tym: 7 pierwszych, 9 drugich, 25 trzecich, 13 czwartych oraz 1 piątą. Ponadto wydano 58 decyzji zatwierdzających korekty taryf. W przypadku 6 przedsiębiorstw wydano decyzje odmawiające zatwierdzenia ustalonej taryfy dla ciepła oraz w 3 przypadkach rozpatrzono negatywnie wnioski o zatwierdzenie zmiany taryfy. Razem, w sprawach dotyczących taryf dla działalności ciepłowniczej, wydano w 2003 r. 128 decyzji administracyjnych.

W zakresie regulacji działalności przedsiębiorstw działających na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych, zatwierdzono razem 10 taryf, w tym: dla 6 przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, 1 dla przesyłania i obrotu energią elektryczną oraz 3 taryfy dla przesyłania, dystrybucji i obrotu gazem ziemnym wysokometanowym.

Zatwierdzone w 2003 r. taryfy, dotyczą przedsiębiorstw wytwarzających na terenie właściwości oddziału ponad 80% (26,7 PJ) sprzedawanego ciepła oraz przedsiębiorstw, przesyłających i dystrybuujących ok. 36% (9,8 PJ) ciepła. W 17 przypadkach, uznając działalność przedsiębiorstw za ustabilizowaną, terminy obowiązywania taryf ustalono na okres powyżej 24 miesięcy.

W wyniku dokonanej analizy i weryfikacji planowanych kosztów, zawartych w uzasadnieniach przedsiębiorstw, dla ustalonych w taryfach cen i stawek opłat, nastąpiło obniżenie obciążenia odbiorców opłatami za ciepło średnio o ok. 2,4%.

Zestawienie średnich cen i stawek opłat oraz wysokość średnioważonej zmiany obciążenia odbiorców, wynikających z taryf dla ciepła, zatwierdzonych w 2003 r., ujęto w tabeli 16 (str. 117).

Przedstawione dane mają charakter statystyczny i nie mogą służyć do porównań z danymi wyznaczonymi na podstawie taryf zatwierdzonych w poprzednich okresach regulacji, które dotyczyły innych przedsiębiorstw energetycznych o odmiennej strukturze i zakresie działalności.

Na stosunkowo niski średni poziom cen ciepła w woj. małopolskim, decydujący wpływ mają niskie ceny ciepła wytwarzanego, głównie dla celów przemysłowych, przez: Energetykę „Dwory” w Oświęcimiu (15,25 zł/GJ) oraz EC „Kraków” (19,81 zł/GJ), wytwarzającą ciepło w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej. Udział tych przedsiębiorstw, w całkowitej ilości ciepła wytwarzanego przez przedsiębiorstwa, których taryfy zatwierdzono w 2003 r., przekracza 67%.

Tabela 16. Zestawienie średnich cen i stawek opłat oraz średnioważone zmiany obciążenia odbiorców, wynikające z taryf zatwierdzonych w 2003 r.

Województwo	Cena ciepła (zł/GJ)	Zmiana ceny ciepła (%)	Stawka opłat za usługi przesyłowe (zł/GJ)	Zmiana stawki opłat za przesył (%)	Łączna zmiana obciążenia odbiorców (%)
Małopolskie	20,59	+1,38	6,20	+7,13	+1,99
Podkarpackie	26,88	+0,67	9,57	-4,09	+0,19
Średnio oddział	22,87	+1,11	7,19	+2,50	+1,22

Tabela 17. Zestawienie średnich cen i stawek opłat oraz średnioważone zmiany obciążenia odbiorców, wynikające z wszystkich taryf obowiązujących w 2003 r.

Województwo	Cena ciepła (zł/GJ)	Zmiana ceny ciepła (%)	Stawka opłat za usługi przesyłowe (zł/GJ)	Zmiana stawki opłat za przesył (%)	Łączna zmiana obciążenia odbiorców (%)
Małopolskie	20,91	+1,28	9,92	+2,26	+1,56
Podkarpackie	26,50	+0,64	9,73	-1,36	+0,16
Średnio oddział	22,84	+1,00	9,86	+1,08	+1,02

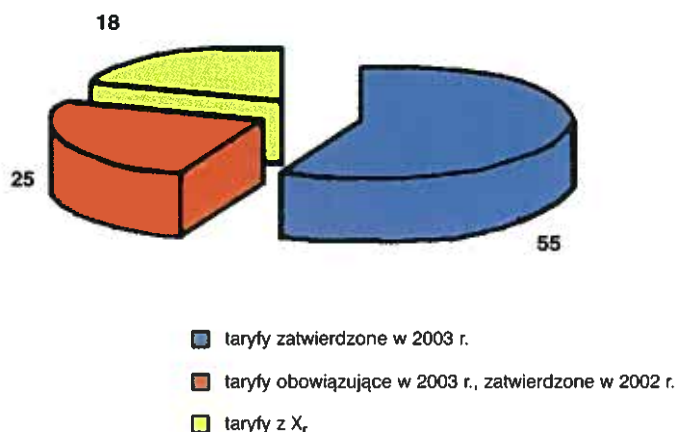
Uwzględniając ceny i stawki opłat za ciepło, zawarte we wszystkich obowiązujących w 2003 r. taryfach przedsiębiorstw ciepłowniczych z terenu działania oddziału, określono dla tego okresu łączne średnie ceny i stawki opłat oraz średnioważone zmiany obciążenia odbiorców. Dane, ujęte w tabeli 17 wskazują, że w 2003 r. na terenie działania oddziału, średnioważony wzrost opłat odbiorców za ciepło nie przekroczył inflacji z 2002 r.

Łącznie, w okresie objętym sprawozdaniem, 98 przedsiębiorstw ciepłowniczych prowadziło działalność na podstawie taryf zatwierdzonych w latach 2001-2003. Na ilość tę składało się 55 taryf zatwierdzonych w 2003 r., 25 w 2002 r. oraz 18 taryf zatwierdzonych uprzednio na okres przekraczający 24 miesiące, w których przedsiębiorstwa ciepłownicze miały prawo samodzielnie wprowadzić zmianę cen i stawek opłat stosując ustalony decyzją Prezesa URE współczynnik korekcyjny X_r . Stan ten przedstawiono na rysunku 21.

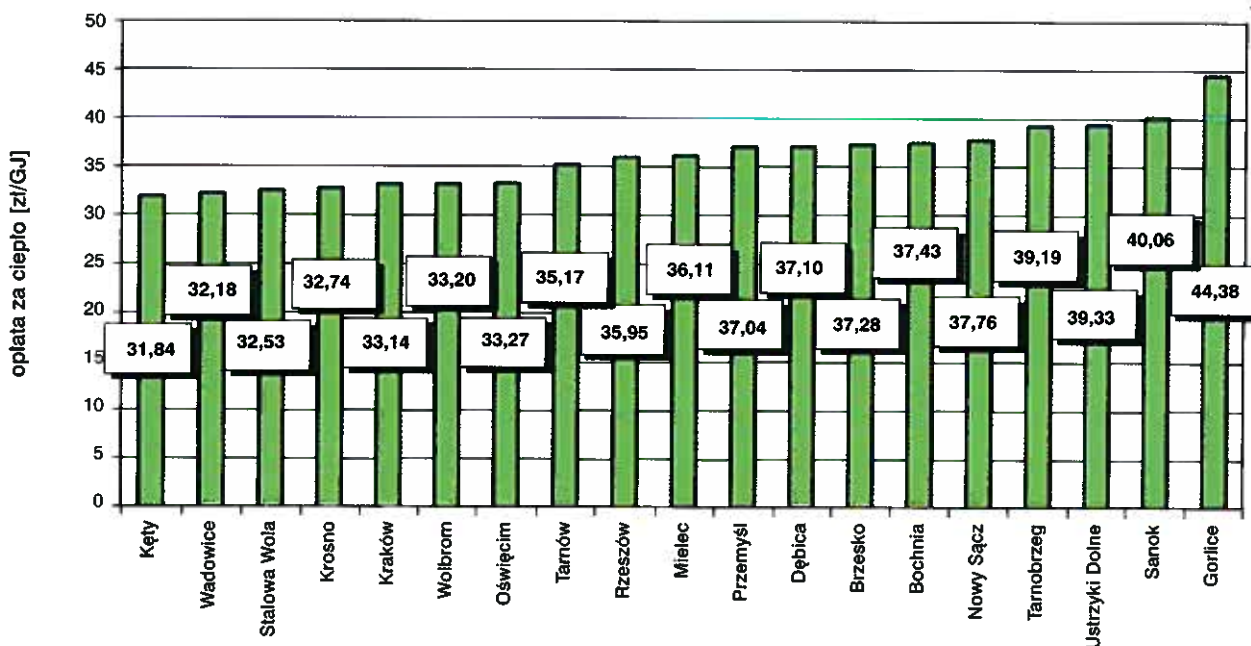
Z grupy 18 przedsiębiorstw energetycznych, które miały prawo skorzystać z dostosowania taryfowych cen i stawek opłat, poprzez zastosowanie współczynników korekcyjnych X_r , z możliwości tej skorzystało 9 przedsiębiorstw. Podmioty, które odstąpiły od wprowadzenia indeksacji, jako główne uzasadnienie podały ochronę interesów odbiorców.

Z porównania danych zawartych w tabelach 16 i 17, zwraca uwagę znacząca różnica w wysokości średniej stawki opłaty przesyłowej w woj. małopolskim, ustalona w taryfach zatwierdzonych w 2003 r. (6,20 zł/GJ), w stosunku do średniej wielkości określonej na podstawie wszystkich, obowiązujących w tym roku taryf (9,86 zł/GJ). Na różnicę tych wielkości bezpośredni wpływ ma zatwierdzona w 2001 r., na okres trzech lat – przy średniej stawce opłaty przesyłowej 12,62 zł/GJ, taryfa MPEC Kraków, przesyłającego i dystrybuującego ponad 1/3 ciepła sprzedawanego na terenie działania

Rysunek 21. Zestawienie taryf dla ciepła obowiązujących w 2003 r.



Rysunek 22. Opłaty za ciepło dla odbiorcy końcowego (komunalnego) w miastach o zapotrzebowaniu na ciepło powyżej 100 tys. GJ/rok



oddziału. Natomiast zasadniczy wpływ na średni poziom stawki opłaty przesyłowej ma taryfa przedsiębiorstwa Energetyka „Dwory” w Oświęcimiu, ze średnią stawką opłaty przesyłowej w wysokości (tylko) 3,68 zł/GJ.

Uwzględniając wszystkie obowiązujące na koniec 2003 r. taryfy oraz wprowadzone samodzielnie przez przedsiębiorstwa zmiany cen i stawek opłat, na rysunku 22 zestawiono średnie opłaty dla odbiorcy końcowego w miastach z obszaru działania oddziału, w których sprzedaż ciepła dla odbiorców komunalnych przekracza 100 tys. GJ/rok.

Należy zaznaczyć, że prawidłowa ocena przedstawionego diagramu winna uwzględniać, iż w poszczególnych miastach stosowane są różne rodzaje paliwa oraz różny jest zakres świadczonych usług przesyłania i dystrybucji ciepła.

Kolejny, piąty rok regulacji ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych potwierdza wadliwość rozwiązania przyjętego w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła, w którym ustalono, że ceny i stawki opłat wyznacza się na podstawie ilości wytworzonego i sprzedanego ciepła oraz wielkości zamówionej mocy cieplnej według stanu na ostatni dzień roku poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy. Jak wykazano w sprawozdaniu oddziału za 2002 r., przepis ten pomija oczywisty fakt występowania znacznych zmian (przekraczających 10%) w rocznej ilości sprzedanego ciepła w zależności od ukształtowania się lokalnych warunków atmosferycznych.

9.3.3. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2003 r. kontynuowano 6 postępowań administracyjnych w sprawach spornych wszczętych w latach 2000-2002, w tym 2 postępowania zawieszono z urzędu,

oraz wszczęto 16 nowych postępowań tym zakresie. Przedmiot rozpatrywanych spraw ilustruje rysunek 23 (str. 119). Zakończono postępowania w 16 sprawach, wydając 11 decyzji rozstrzygających sprawy oraz 5 decyzji umarzających postępowania (w tym: 4 decyzje wydane na wniosek strony i 1 z urzędu).

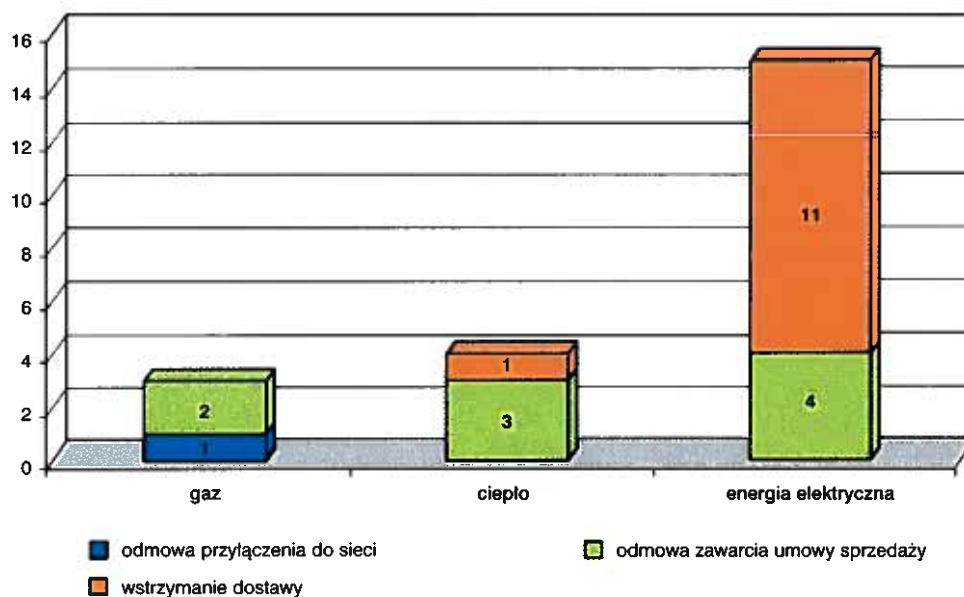
W porównaniu z latami ubiegłymi wrosła ogólna ilość rozpatrywanych spraw spornych (w latach 2001-2002 rozpatrzono łącznie 17 spraw), w tym znacząco wzrosła ilość spraw dotyczących wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Wynika to m.in. z braku ukształtowania jednolitych zasad postępowania przedsiębiorstw w przypadkach stwierdzenia nielegalnego poboru energii elektrycznej.

Rozstrzygając sprawy, w 2 przypadkach orzeczono zawarcie umowy sprzedaży ciepła, w 2 przypadkach stwierdzono, że na przedsiębiorstwie energetycznym nie ciąży obowiązek zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, w 4 – że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej było nieuzasadnione oraz w 3 – że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej nie było nieuzasadnione. Od ww. decyzji strony złożyły 6 odwołań do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W jednym przypadku, po uwzględnieniu odwołania przedsiębiorstwa energetycznego i zmianie decyzji w ramach samokontroli, odwołanie od nowej decyzji złożył odbiorca.

9.3.4. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

Ponadto w okresie sprawozdawczym do oddziału wpłynęło 101 skarg odbiorców na działanie przedsiębiorstw energetycznych. Z tej liczby, 3 sprawy przekazano do rozpatrzenia przez inne organy administracji publicznej oraz 5 spraw skierowano do

Rysunek 23. Przedmiot spraw spornych rozpatrywanych w 2003 r.



rozpatrzenia przez właściwe komórki organizacyjne URE. W oddziale rozpatrzono 93 skargi, z których 3 zwrócono stronom w trybie art. 66 § 3 Kpa, wskazując na właściwość sądu powszechnego dla ich rozpatrzenia.

Oprócz skarg, wpłynęło 27 pism stanowiących zapytania i prośby o potwierdzenie bądź interpretację zapisów ustawy – Prawo energetyczne oraz wyjaśnienie zasad dokonywania rozliczeń za pobierane paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło.

Przeważająca liczba, bo 66 rozpatrzonych skarg, odnosiła się do spraw związanych z dostarczaniem energii elektrycznej. Spraw związanych z zaopatrzeniem w ciepło dotyczyło 16 skarg oraz z zaopatrzeniem w paliwa gazowe – 8. Skargi dotyczyły głównie problemów związanych ze zmianą mocy zamówionej, wysokością opłaty za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwa, kosztów pokrycia modernizacji instalacji u odbiorców, prawidłowości naliczonych opłat za ciepło i energię elektryczną oraz zasadności żądania, przez spółki dystrybucyjne, wyniesienia układu pomiarowo-rozliczeniowego na zewnątrz budynku.

W stosunku do lat ubiegłych, nastąpił spadek pism dotyczących stosowania nowych zasad rozliczeń za energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło oraz powstałych na tym tle konfliktów z przedsiębiorstwami energetycznymi. Zmniejszyła się również liczba pism od indywidualnych odbiorców, dotyczących rozliczeń opłat za ogrzewanie lokali budynków wielolokalowych zarządzanych przez spółdzielnie mieszkaniowe.

9.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W drugim kwartale 2003 r. przeprowadzono kontrolę przedsiębiorstw ciepłowniczych pod kątem wywiązy-

wania się przez nie z warunku udzielonych koncesji, dotyczącego obowiązku przedstawienia Prezesowi URE, do 15 kwietnia 2003 r., corocznego sprawozdania z działalności koncesjonowanej. Wobec 11 przedsiębiorstw energetycznych, które tego obowiązku nie dochowały, wszczęto postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

b) parametry jakościowe dostaw

W 2003 r. wpłynęła jedna skarga odbiorcy dotycząca występujących częstych, dużych spadków napięcia w sieci zasilającej jego obiekt. Wyniki dokonanych w trakcie kontroli badań i pomiarów nie potwierdziły przedstawionych zarzutów. Pomiar wykazały zgodność parametrów dostarczanej energii elektrycznej z parametrami standardowymi, określonymi w obowiązujących przepisach. Należy jednak wskazać, że ustalone standardy spadków napięcia, odnoszące się do wielkości uśrednionych w okresie 15 min. nie odpowiadają współczesnym wymaganiom urządzeń, którymi obecnie dysponują odbiorcy. W analizowanym przypadku, przy braku przekroczeń wartości średniej w okresie 15 minut, w ciągu 8 godzin rejestrowano ponad 960 chwilowych, znacznych zmian napięcia, wpływających szkodliwie na jakość i parametry pracy urządzeń oraz oświetlenia u odbiorcy.

c) prawidłowość stosowania taryf

Kontroli prawidłowości stosowania taryf przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne dokonywano podczas prowadzonych postępowań w sprawie ich zatwierdzenia oraz w związku z wpływającymi do oddziału skargami odbiorców. W rezultacie, wobec ujawnionych nieprawidłowości, wszczęto 6 postępowań o ukaranie przedsiębiorstw za dokonanie przewinienia

polegającego na stosowaniu cen i taryf bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia. W 5 przypadkach sprawy zakończono decyzjami merytorycznymi nakładającymi kary pieniężne.

9.3.6. Nakładanie kar pieniężnych

W 2003 r. prowadzono i zakończono 15 postępowań w sprawie wymierzenia przedsiębiorstwom energetycznym kar pieniężnych, co stanowi znaczący spadek w porównaniu z 2002 r., w którym prowadzono 33 sprawy. Poza decyzjami wymienionymi w pkt. 9.3.4.c, decyzje dotyczyły nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji polegających na nie przedłożeniu Prezesowi URE, w terminie do 15 kwietnia, corocznego sprawozdania z działalności koncesjonowanej oraz niedostosowania umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne (6), w 2 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej oraz w 2 przypadkach postępowanie umorzono jako bezprzedmiotowe.

Jedno postępowanie, wszczęte 31 grudnia 2003 r., w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za stosowanie cen i taryf bez zatwierdzonej taryfy, kontynuowane jest w 2004 r.

Łącznie nałożono kary na sumę 22 400 zł. Od 2 decyzji w tej sprawie przedsiębiorstwa złożyły odwołania do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

9.4. Pozostała działalność oddziału

a) kontakty z odbiorcami paliw i energii

W 80 przypadkach udzielono odbiorcom paliw i energii bezpośrednich wyjaśnień na temat stosowania zasad określonych w ustawie – Prawo energetyczne. Pytania i problemy dotyczyły m.in. stosowania taryf dla ciepła, energii elektrycznej i gazu; zasad refakturowania kosztu zakupu energii elektrycznej i paliw gazowych, kosztów przebudowy istniejącej sieci, rozliczenia indywidualnych odbiorców w lokalach budynków wielolokalowych, standardów jakościowych obsługi odbiorców energii oraz zasad udzielania upustów i bonifikat z tytułu ich niedotrzymania. Wyjaśnienia w tych sprawach, udzielone zostały odbiorcom w siedzibie oddziału terenowego lub w rozmowach telefonicznych.

b) współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi i władzami gmin

Pracownicy oddziału odbyli 68 spotkań z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych oraz 2 z zarządami gmin. Celem spotkań było wyjaśnienie spraw związanych z konstrukcją taryf, zmianami w obowiązujących przepisach, treścią umów sprzedaży ciepła oraz problemami merytorycznymi dotyczącymi postępowania taryfowego itp. Spotkania z zarządami gmin miały na celu omówienie problemów dotyczących obowiązków gminy w zakresie zaopatrzenia w ciepło i paliwo gazowe, w tym rozwiązania problemu przejęcia przez gminę sieci ciepłowniczej, wynikającego z prowadzonej sprawy spornej.

Część III. REGULATOR A INNE ORGANY PAŃSTWA

1. Współpraca z organami antymonopolowymi

W 2003 r. współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów dotyczyła postępowania antymonopolowego prowadzonego przez ten urząd przeciwko Polskim Sieciom Elektroenergetycznym SA w sprawie praktyk ograniczających konkurencję, polegających na narzucaniu przez PSE SA uciążliwych warunków umów w postaci:

- 1) wprowadzenia przez spółkę niezapowiedzianych zmian w zasadach grafikowania Minimalnych Ilości Energii,
- 2) wprowadzenia zmian w zasadach rozliczeń na Rynku Bilansującym, polegających na zastosowaniu różnych cen odkupu i sprzedaży energii elektrycznej dla spółek dystrybucyjnych,

które to zmiany łącznie doprowadziły do ponoszenia przez spółki dystrybucyjne nieplanowanych kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej.

W ramach współpracy, odpowiednie komórki organizacyjne Urzędu Regulacji Energetyki, w celu wyjaśnienia zasadności zarzutów stawianych przez UOKiK wobec PSE SA, przedstawiły opinię w powyższej sprawie.

2. Udział w posiedzeniach Komitetu Rady Ministrów

W 2003 r. Prezes URE uczestniczył w posiedzeniach Komitetu Rady Ministrów. Wobec przedkładanych projektów dokumentów rządowych zostały opracowane 24 opinie. Odnosiły się one przede wszystkim do projektów dokumentów związanych z regulowanym sektorem tj.: programu restrukturyzacji kontraktów długoterminowych (KDT) na zakup mocy i energii elektrycznej zawartych pomiędzy PSE SA a wytwórcami energii, programu wprowadzania konkurencyjnego rynku gazu w Polsce i harmonogramu jego wdrażania, zmian ustawy – Prawo energetyczne i Prawo geologiczne, opłat za korzystanie ze środowiska, biokomponentów stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych.

Prezes URE przedstawił także opinie dotyczące projektów innych dokumentów rządowych, nie związanych z regulowanym sektorem, jak np.: służby cywilnej, działalności lobbingsowej, ograniczenia prowadzenia działalności gospodarczej przez osoby pełniące funkcje publiczne, pomocy społecznej, ochrony informacji

kosztów, na bazie których taryfy były opracowywane. Skala tej korekty była znaczna, a łączna kwota kosztów uznanych za nieuzasadnione wyniosła 32,54 mln zł, z tego 24,79 mln zł dotyczyło przedsiębiorstw w woj. pomorskim, a 7,75 mln zł w woj. warmińsko-mazurskim. Uzyskany efekt regulacyjny w kwocie 32,5 mln zł jest prawie trzykrotnie wyższy od rocznych kosztów zakupu ciepła przez mieszkańców 35-tysięcznego miasta Łęborka. Ww. kwota efektów regulacyjnych wykazuje znaczny wzrost w stosunku do efektu osiągniętego w 2002 r. (ca 8 mln zł).

Należy odnotować, iż przedsiębiorstwa coraz częściej odchodzą od subsydiowania grup odbiorców. Oceniając to zjawisko jako pożądane, w niektórych przypadkach akceptowano w przedkładanych kolejnych taryfach wzrost opłat za ciepło pochodzące np. ze źródeł lokalnych nawet wówczas, gdy przewyższał on średni wzrost opłat w skali całego przedsiębiorstwa. Powyższe działania powodują, iż cena ciepła staje się rzeczywistym odzwierciedleniem kosztów jego wytworzenia.

W 2003 r. średnioważona wskaźnikowa cena ciepła, wynikająca z zatwierdzonych w oddziale taryf wyniosła 23,22 zł/GJ i była niższa od zatwierdzonej w 2002 r. o 0,29 zł/GJ. W woj. pomorskim cena ta osiągnęła poziom 23,06 zł/GJ, a w woj. warmińsko-mazurskim 23,54 zł/GJ. Ceny te są niższe od poziomu cen zatwierdzonych w 2002 r.

Na uwagę zasługuje fakt, iż w okresie sprawozdawczym na łączną liczbę 59 taryf zatwierdzonych w oddziale, znajdują się 4 taryfy dla ciepła wytwarzanego ze słomy oraz 3 taryfy dla ciepła wytwarzanego z trocin, zrębków lub brykietów drewna. Cena ciepła wytwarzanego ze słomy kształtuje się na średnim poziomie 26,47 zł/GJ, a ciepła pochodzącego ze spalania zrębków lub brykietów drewna na poziomie ok. 30,76 zł/GJ. Są one zbliżone do cen ciepła wytwarzanego z tych samych surowców w 2002 r. W porównaniu do cen ciepła pocho-

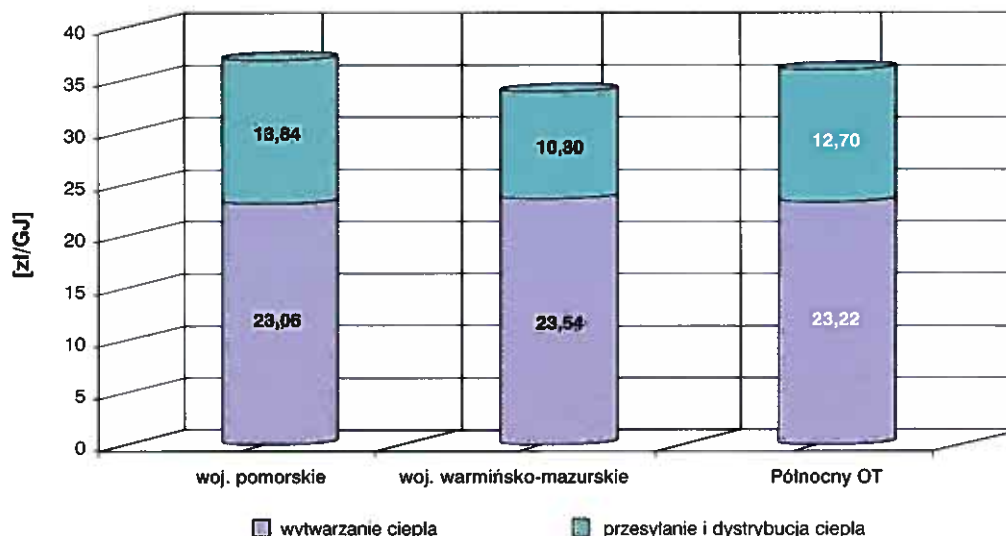
dzącego ze spalania innych paliw, a w szczególności miały węgla kamiennego, są to ceny dość wysokie. Na ich poziom wpływa kosztotwórczy proces przygotowania surowca do produkcji ciepła. W 2003 r. w źródłach odnawialnych została wytworzona stosunkowo niewielka ilość ciepła, stanowiąca ok. 1% łącznej ilości ciepła sprzedanego na terenie obu województw, a zatem jego oddziaływanie na ogólny bilans cieplny, jak i na poziom cen ciepła, jest mało zauważalne.

Średnioważona wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe w skali oddziału ukształtowała się na poziomie 12,70 zł/GJ i była wyższa od średniej stawki opłaty z 2002 r. (11,77 zł/GJ). Dla woj. pomorskiego wyniosła ona 13,84 zł/GJ, a dla woj. warmińsko-mazurskiego 10,30 zł/GJ. Wysoki poziom średniej stawki opłaty za usługi przesyłowe zatwierdzony dla woj. pomorskiego jest związany m.in. z wysokimi kosztami modernizacji systemów ciepłowniczych, przeprowadzonej przez dwa największe przedsiębiorstwa z tego województwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła poprzez miejską sieć ciepłowniczą, a zatem i wysokimi kosztami finansowymi związanymi z obsługą zaciągniętych wcześniej kredytów z Banku Światowego. Ponadto na poziom ww. stawek opłat wpływ miały wysokie koszty energii elektrycznej, związane z faktem dużego zużycia energii elektrycznej przy eksploatacji rozległych sieci ciepłowniczych, położonych na zróżnicowanym pod względem wysokości, terenie Trójmiasta. Poziom średnich cen i stawek opłat znajduje graficzne odzwierciedlenie na rysunku 7.

Struktura własnościowa przedsiębiorstw ciepłowniczych a taryfy

Struktura własności przedsiębiorstw energetycznych zaopatrujących mieszkańców w ciepło, mających siedzibę na terenie działania oddziału, nie uległa istotnej zmianie w porównaniu z 2002 r. W okresie sprawozdaw-

Rysunek 7. Średnioważone ceny i stawki opłat wynikające z taryf zatwierdzonych w 2003 r.



czym przedsiębiorstwa będące własnością organów samorządowych stanowiły 50% ogółu podmiotów koncesjonowanych. Pozostałą grupę koncesjonariuszy tworzyły przedsiębiorstwa prywatne, przedsiębiorstwa Skarbu Państwa, przedsiębiorstwa z przewagą kapitału zagranicznego i krajowego oraz przedsiębiorstwa spółdzielcze.

Prywatyzacja przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowiących własność gminy postępuje stosunkowo wolno. W 2003 r. sprywatyzowane zostały metodą kapitałową tylko 2 przedsiębiorstwa energetyczne stanowiące własność gminną. Z powyższych informacji wynika, że zasadniczą przesłanką sprzedaży udziałów w tych spółkach była konieczność sfinansowania deficytu budżetowego lokalnych samorządów, w mniejszym zaś stopniu poprawa efektywności działania przedsiębiorstw energetycznych poprzez prywatny nadzór właścicielski. Z informacji posiadanych przez oddział wynika, iż w 2004 r. nie należy spodziewać się gwałtownego przyspieszenia procesów prywatyzacyjnych gminnych przedsiębiorstw, co potwierdza również brak zawiadomień o zamiarze sprzedaży udziałów przez dotychczasowych właścicieli. W okresie sprawozdawczym nie nastąpiły również istotne procesy komercjalizacji zakładów budżetowych (powołano tylko 1 spółkę prawa handlowego). Ponadto zaobserwowano proces wtórnej komunalizacji działalności gospodarczej, który polegał na przejmowaniu działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło przez gminy w sytuacji upadłości lokalnych dostawców ciepła.

Średnia cena ciepła wytwarzanego w przedsiębiorstwach gminnych w taryfach zatwierdzonych w 2003 r. ukształtowała się na poziomie 25,02 zł/GJ (w 2002 r. wyniosła 28,27 zł/GJ), natomiast stawka opłat za usługi przesyłowe osiągnęła średni poziom wynoszący 11,76 zł/GJ (w 2002 r. wyniosła odpowiednio 12,51 zł/GJ). W 2003 r. średni wzrost opłat dla odbiorców zaopatrywanych przez przedsiębiorstwa gminne wyniósł 2,45% i był wyższy od średniego wzrostu opłat w skali oddziału (1,43%). Oczekiwane przez przedsiębiorstwa wzrosty cen i stawek opłat zawarte były w przedziale od 0,8% do 54,9%, natomiast zatwierdzone wzrosty były niższe i wynosiły od -0,4% do 13,8%. Łączna kwota kosztów uznanych za nieuzasadnione wyniosła 7 559 tys. zł i odpowiada prawie 2-letnim kosztom zakupu paliwa, dokonywanego przez przedsiębiorstwo ciepłownicze z Chojnic.

Należy nadmienić, iż ustawa – Prawo energetyczne nałożyła na wszystkie gminy obowiązek opracowania projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Wyniki przeprowadzonego rozeznania w tym zakresie wskazują na niewypełnianie przez gminy ich ustawowego obowiązku. W woj. pomorskim projekt założeń do planu opracowało 28% gmin w tym województwie, a w woj. warmińsko-mazurskim 18% gmin. Powyższe informacje świadczą o tym, że wiele gmin nadal nie widzi konieczności planowania rozwoju infrastruktury energetycznej.

3.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2003 r. w oddziale prowadzone były 3 postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej oraz kontynuowano, rozpoczęte w 2002 r., 1 postępowanie dotyczące zmiany taryfy. Zatwierdzone ceny energii elektrycznej (netto) wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w 2003 r. wyniosły: 137,11 zł/MWh dla Elektrociepłowni Wybrzeże SA oraz 133,98 zł/MWh dla Elektrociepłowni Elbląg Sp. z o.o. Wzrost cen wahał się w przedziale od 0,5% do 1%. Trzecie postępowanie administracyjne dotyczyło taryfy opracowanej przez Grupę LOTOS SA.

3.3.4. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2003 r. w oddziale prowadzonych było 20 postępowań administracyjnych, wszczętych na wniosek stron, w sprawach dotyczących sporów, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Z wnioskami o rozstrzygnięcie sporu występowali odbiorcy energii elektrycznej i ciepła, a w jednym przypadku odbiorca gazu. Zakres prowadzonych w 2003 r. postępowań nie różnił się zasadniczo od spraw prowadzonych w roku poprzednim i obejmował spory w zakresie postanowień umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, umów sprzedaży ciepła i energii elektrycznej oraz nieuzasadnionego wstrzymania ich dostaw.

Z wymienionych 20 postępowań – 15 zakończono wydaniem decyzji, pozostałe 5 nie zostało zakończonych. W trakcie prowadzonych postępowań wydano 5 postanowień na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w tym 3 postanowienia nakazujące wznowienie dostaw paliw lub energii oraz 2 postanowienia negatywne.

Z inicjatywy oddziału odbyły się również spotkania mediacyjne. Ich efektem było umorzenie postępowania w 3 sprawach dotyczących odbiorców z miejscowości Krynica Morska, Sztutowo oraz Sępólno. Dodatkowo, prowadzone przez oddział negocjacje między stronami w ostatniej z ww. miejscowości, skutkowały unormowaniem całokształtu stosunków związanych z dostawą ciepła w oparciu o przepisy ustawy – Prawo energetyczne.

Z kolei w 12 sprawach wydano decyzje merytoryczne, od których w 9 przypadkach strony odwołały się do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Na koniec 2003 r. nie zapadły jeszcze rozstrzygnięcia w tych sprawach.

W rozstrzygniętych 12 sprawach – w 6 przypadkach decyzje były korzystne dla odbiorców, w 1 sprawie wydano decyzję stwierdzającą, że wstrzymanie dostaw ciepła przez przedsiębiorstwo energetyczne było nieuzasadnione, a w pozostałych 5 sprawach Prezes URE orzekł zawarcie umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej zgodnie z ich wnioskami. Od powyższych decyzji (korzystnych dla odbiorców) przedsiębiorstwo wniosło odwołania.

W pozostałych 6 rozstrzygniętych sprawach decyzje były niekorzystne dla odbiorców. W dwóch sprawach orzeczono zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy sprzedaży ciepła ustalając treść zapisów umownych. Od wydanych decyzji odbiorcy wnieśli odwołania.

W praktyce działalności oddziału pojawia się problem rozstrzygania sporów dotyczących cen ciepła ustalanych przez niekoncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne. Powyższe wskazuje na to, iż w ramach art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne właściwość Prezesa URE do rozstrzygania sporów jest bardzo szeroka, a kwestia odpowiednich interpretacji i działań podejmowanych przez oddział jest skomplikowana i pracochłonna.

W dwóch kolejnych sprawach orzeczono, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej było uzasadnione (odbiorca wniósł odwołanie) oraz, że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zawarcia umowy sprzedaży ciepła. Od tej decyzji, pomimo że była ona niekorzystna dla odbiorcy, nie wniesiono odwołania. Daje się zauważyć, że stopień złożoności rozpatrywanych sporów z każdym rokiem wzrasta i podejmowane są próby wykładni przepisów ustawy – Prawo energetyczne z pominięciem istoty działalności gospodarczej dotyczącej przesyłania i dystrybucji paliw i energii. Wskazuje to na szerokie spektrum sporów, do rozstrzygnięcia których zobowiązany jest Prezes URE.

W 2003 r. zakończono także 2 postępowania w sprawie odmowy zawarcia umów o świadczenie usług przesyłowych w zakresie przesyłania ciepła dla odbiorców uprawnionych. W obu przypadkach rozstrzygnięcia były niekorzystne dla odbiorców, bowiem orzeczono, że na przedsiębiorstwie energetycznym nie ciąży obowiązek zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych. Jedna decyzja uprawomocniła się, a od drugiej odbiorca złożył odwołanie, które nie zostało jeszcze rozpatrzone przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W okresie sprawozdawczym zostały rozpatrzone przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów odwołania od decyzji Prezesa URE wydanych w 2002 r. We wszystkich rozpatrzonych sprawach (4) sąd oddalił odwołania.

W 2003 r. do oddziału wpłynęła, podobnie jak w latach poprzednich, duża liczba skarg i wniosków (łącznie 223), w których wnioskodawcy zwracali się o zajęcie stanowiska przez oddział w przedstawianych sprawach, bądź też o porady prawne. W 1 przypadku skargę przekazano do rozpatrzenia według właściwości innemu organowi, a w pozostałych 222 przypadkach, po ustaleniu okoliczności faktycznych i prawnych, udzielono skarżącemu pełnych wyjaśnień. W porównaniu z latami ubiegłymi liczba wpływających skarg i wniosków kształtowała się na zbliżonym poziomie, jednakże z uwagi na rosnącą świadomość odbiorców dotyczącą zagadnień ekonomicznych, prawnych i technicznych

związanych z dostarczaniem paliw i energii, znacznemu rozszerzeniu uległ stopień skomplikowania rozpatrywanych i załatwianych spraw.

3.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2003 r. w oddziale przeprowadzono 106 kontrole przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem posiadania koncesji. Kontrole przeprowadzono na podstawie nadsyłanych przez przedsiębiorstwa sprawozdań z działalności koncesjonowanej prowadzonej w 2002 r. W trakcie kontroli w 4 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości dotyczące m.in. nierealizowania obowiązku sporządzenia rocznego sprawozdania z działalności objętej koncesją oraz niepowiadomienia Prezesa URE o zaprzestaniu prowadzenia działalności koncesjonowanej. W związku z tym wydane zostały decyzje nakładające na przedsiębiorstwo kary pieniężne. Obowiązek corocznego przedstawiania Prezesowi URE sprawozdań z działalności koncesjonowanej nabiera szczególnego znaczenia w świetle wymogu nałożonego rozporządzeniem Rady Ministrów z 22 sierpnia 2003 r. o wykorzystywaniu informacji zawartych w tych sprawozdaniach w Programie Badań Statystycznych Statystyki Publicznej. Przedsiębiorstwa energetyczne powinny mieć także świadomość, że przekazywane w sprawozdaniach dane liczbowe, powinny być spójne z inną sprawozdawczością GUS. Ponadto powinny być skorelowane z danymi wykazywanymi we wnioskach taryfowych.

b) parametry jakościowe obsługi odbiorców

W oddziale przeprowadzono 43 kontrole dotrzymywania przez przedsiębiorstwa standardów jakościowych obsługi odbiorców w zakresie dostarczania ciepła, energii elektrycznej i gazu. Ujawniono nieprawidłowości w działalności jednostek kontrolowanych, polegające m.in. na niedotrzymywaniu przez przedsiębiorstwa terminów udzielenia odpowiedzi na interwencje odbiorców oraz na opieszałości we wznowieniu dostaw energii elektrycznej w przypadkach, kiedy ustały przyczyny ich wstrzymania. W 3 przypadkach skierowano wystąpienia pokontrolne do przedsiębiorstw, a w 40 sprawach przedsiębiorstwa energetyczne same usunęły nieprawidłowości.

c) prawidłowość stosowania taryf

W 2003 r. oddział przeprowadził 53 kontrole prawidłowości stosowania taryf, z tego: 33 kontrole dotyczyły taryf dla ciepła, 17 – taryf dla energii elektrycznej i 3 – taryf dla gazu. Spośród przeprowadzonych kontroli w 10 przypadkach ujawniono nieprawidłowości. W stosunku do 4 przedsiębiorstw skierowano wystąpienia pokontrolne, w 4 przypadkach nałożono na przedsiębiorstwa energetyczne kary pieniężne za stosowanie taryfy bez przedstawienia jej do zatwierdzenia Prezesowi URE, a w kolejnych 2 przekazano sprawy według właściwości do innych oddziałów terenowych URE, celem wszczęcia

postępowania z art. 56 ustawy – Prawo energetyczne. W pozostałych 43 przypadkach nie stwierdzono nieprawidłowości.

d) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

W 2003 r. przeprowadzono 25 kontroli kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych. Do 11 koncesjonariuszy skierowano wystąpienia pokontrolne. W 3 przypadkach powiadomiono organy ścigania o stwierdzonych nieprawidłowościach.

3.3.6. Nakładanie kar pieniężnych

W omawianym okresie w oddziale prowadzono 11 postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kar pieniężnych: za stosowanie taryf bez przestrzegania obowiązku ich przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia, za nie sporządzenie sprawozdania z działalności koncesjonowanej za 2002 r., prowadzenie ewidencji księgowej niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne oraz za zatrudnianie osób bez wymaganych ustawą kwalifikacji.

W 9 przypadkach wymierzono przedsiębiorstwom kary pieniężne na łączną kwotę 24 000 zł, z czego kwota w wysokości 21 500 zł została już uregulowana. W 2003 r. jedno postępowanie nie zostało zakończone, a kolejne zostało umorzone. Ponadto 1 karę rozłożono na raty. W 2003 r. podjęto czynności egzekucyjne w stosunku do 3 przedsiębiorstw energetycznych, mające na celu wyegzekwowanie nałożonych kar pieniężnych.

3.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

W 2003 r. kontynuowano współpracę z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz bezpośrednio z powiatowymi i miejskimi rzecznikami konsumentów poprzez udzielanie odpowiedzi na ich pisemne zapytania. Przeprowadzono także rozmowy z pracownikami UOKiK, w trakcie których udzielono im szczegółowych wyjaśnień w interesujących ich kwestiach z zakresu działalności sektora energetycznego.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

Współpraca z rzecznikami polegała m.in. na ich udziale w corocznych spotkaniach organizowanych przez oddział, a także na wymianie korespondencji w zakresie spraw wnoszonych przez odbiorców, będących przedmiotem zainteresowania obydwu stron. Zapoznawano ich z tematyką skarg rozstrzyganych w oddziale, natomiast sami rzecznicy informowali o sprawach wnoszonych przez odbiorców bezpośrednio do nich. W trakcie spotkania (w siedzibie oddziału) z powiatowymi i miejskimi rzecznikami konsumentów, poinformowano ich o skargach wniesionych przez odbiorców na działania przedsiębiorstw energetycznych

oraz o wynikach tych postępowań. Tradycją takich spotkań stało się również przybliżanie uczestniczącym w spotkaniach rzecznikom wszelkich zmian pojawiających się w ustawie – Prawo energetyczne i w wydanych na jej podstawie przepisach wykonawczych, a także interpretacji niektórych przepisów w kontekście bogatego orzecznictwa Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W ramach współpracy kontynuowana jest także praktyka pisemnego informowania o składanych przez przedsiębiorstwa energetyczne wnioskach w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła. Ponadto co kwartał rzecznicy otrzymują pisemną informację o rozstrzyganych w oddziale skargach i sporach. W oddziale kontynuuje działalność punkt konsultacyjny dla rzeczników.

c) współpraca z odbiorcami i przedsiębiorstwami energetycznymi oraz działania interwencyjne oddziału na lokalnym rynku energetycznym

W roku ubiegłym w oddziale pojawił się dotychczas nie występujący problem groźby całkowitego zaprzestania dostaw ciepła mieszkańcom jednego z miast woj. pomorskiego, w związku z ogłoszeniem upadłości zakładu produkcyjnego w tej miejscowości, który był jednocześnie jedynym wytwórcą ciepła na tym terenie. Syndyk masy upadłościowej ze względu na ograniczenie podstawowej działalności upadłego, nie był zainteresowany wytwarzaniem ciepła na potrzeby mieszkańców miasta. Od momentu powzięcia wiadomości o problemie, sprawa była szczegółowo monitorowana przez oddział, tym bardziej, że w początkowej fazie zaistniałego problemu można było odnieść wrażenie, iż władze miasta nie do końca były świadome konieczności realizacji ciężącego na nich ustawowego obowiązku zaopatrzenia odbiorców w ciepło. W celu rozwiązania powstałego problemu, w siedzibie oddziału zorganizowano spotkanie zainteresowanych stron, tj. władz miasta i syndyka. W jego wyniku oraz szeregu późniejszych rozmów doprowadzono do osiągnięcia porozumienia, dzięki któremu syndyk zobowiązał się i faktycznie kontynuował dostawy ciepła do czasu wybudowania nowego źródła. Wskutek podjętych działań, dostawy ciepła były nieprzerwane.

W innej sprawie, na wniosek zainteresowanych stron, pracownicy oddziału uczestniczyli w roli mediatora w spotkaniach odbiorców z przedsiębiorstwem energetycznym, zorganizowanych w celu rozwiązania sporu w zakresie dostawy ciepła na terenie innego miasta z woj. pomorskiego. Problem dotyczył proponowanego przez przedsiębiorstwo wzrostu cen, od którego uzależniono zawarcie z odbiorcami umów sprzedaży ciepła. W wyniku przeprowadzonych mediacji spór został załagodzony, wskutek czego większość odbiorców podpisała umowy sprzedaży ciepła.

W czwartym kwartale 2003 r. pojawił się problem dotyczący wysokiego wzrostu opłat z tytułu dostaw gazu do odbiorców z terenu Słupska i okolic, który był żywo komentowany w mediach lokalnych. Wskazywany przez odbiorców znaczny wzrost opłat za gaz spowodowany

był zmianą rodzaju dostarczanego paliwa, tj. gazu ziemnego zaazotowanego na gaz ziemny wysokometanowy, a następnie wprowadzeniem w życie kolejnej taryfy z wyższymi cenami i stawkami opłat dla gazu wysokometanowego. Wzrost opłat dotyczył w szczególności odbiorców komunalnych. Przyczyną nagłośnienia sprawy w mediach lokalnych była m.in. niedostateczna akcja informacyjna przeprowadzona przez przedsiębiorstwo gazownicze. Podobnie jak w latach ubiegłych, w siedzibie oddziału odbywały się spotkania z odbiorcami ciepła, energii elektrycznej i gazu oraz z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych.

W 2003 r. oddział, we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi ze Słupska, opracowywał odpowiedzi na pytania odbiorców ciepła. Były one publikowane w „Poradniku dla odbiorców ciepła”, który od 2002 r. cyklicznie ukazuje się w regionalnej prasie („Głos Pomorza”). Taki sam sposób kontaktu utrzymywany był z odbiorcami energii elektrycznej poprzez redagowany we współpracy z zakładami energetycznymi z Gdańska „Poradnik dla odbiorców energii elektrycznej”, w którym wyjaśniano kwestie związane z dostawą energii elektrycznej.

4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu

Zasięg terytorialny Zachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Poznaniu obejmuje województwa: wielkopolskie i kujawsko-pomorskie, na których skupia się działalność łącznie 370 gmin.

Zatrudnienie w oddziale nie zmieniło się i wynosi 15 osób, z tego: 7 posiada wykształcenie ekonomiczne, 5 – techniczne i 3 – prawnicze.

Od 6 kwietnia 1998 r. funkcję dyrektora oddziału pełni Henryk Kanoniczak.

4.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Liczba przedsiębiorstw energetycznych, posiadających co najmniej jedną koncesję według stanu na koniec 2003 r. wynosiła 498, przy czym dla poszczególnych obszarów koncesjonowanych liczba koncesji wyglądała następująco: dla ciepła – 231, energii elektrycznej – 63, paliw ciekłych – 377 i paliw gazowych – 10.

Największym producentem energii elektrycznej jest Zespół Elektrowni „Pątnów-Adamów-Konin” SA (2 338 MW) oraz elektrociepłownie w Poznaniu (275,5 MW) i Bydgoszczy (262,4 MW), wytwarzające energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu, o łącznej mocy cieplnej osiągalnej 2 433,7 MW.

W wyniku połączenia pięciu spółek dystrybucyjnych: Energetyki Poznańskiej SA, Zakładu Energetycznego Bydgoszcz SA, Zielonogórskich Zakładów Energetycznych SA, Zakładu Energetycznego Gorzów SA oraz Energetyki Szczecińskiej SA, z dniem 2 stycznia 2003 r. rozpoczęło działalność nowe przedsiębiorstwo ener-

tyczne – Grupa Energetyczna ENEA SA. Na terenie działania Zachodniego Oddziału Terenowego URE przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną zajmowały się trzy spółki dystrybucyjne:

- Grupa Energetyczna ENEA SA dla następujących obszarów działania: Obszar nr I – bydgoski, Obszar nr II – gorzowski, Obszar nr III – poznański, Obszar nr V – zielonogórski,
- Energetyka Kaliska SA,
- Zakład Energetyczny Toruń SA.

Usługi przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną świadczyły również spółki dystrybucyjne: Zakład Energetyczny Płock SA i Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA.

W zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła największe przedsiębiorstwa to Poznańska Energetyka Ciepła SA i Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bydgoszczy świadczące usługi przesyłowe na poziomie odpowiednio 1 030 MW i 833 MW.

Głównym dostawcą i dystrybutorem paliw gazowych na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego są dwie spółki: Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. i Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., które powstały w wyniku przeprowadzonego w PGNiG SA procesu restrukturyzacji.

Dotychczas stosowany głównie w regionie Wielkopolski gaz ziemny zaazotowany GZ-35 sukcesywnie zastępowany jest gazem wysokometanowym GZ-50 z powodu wyczerpania się krajowych złóż gazu ziemnego zaazotowanego. W 2003 r. zmiany gazu dokonano w miejscowościach położonych na północ od Poznania (na kierunku Piła – Poznań).

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła odbywa się również w eksploatowanych na terenie działania oddziału terenowego odnawialnych źródłach energii. Elektrownia wodna na Wiśle we Włocławku o mocy zainstalowanej 160,2 MW sprzedała w 2003 r. 477,1 GWh energii elektrycznej, natomiast elektrownie wodne w gminie Koronowo o łącznej zainstalowanej mocy 45,2 MW sprzedały 85,8 GWh energii elektrycznej.

Koncesjonowane źródła opalane słomą, o łącznej mocy 9,1 MW, wytwarzają rocznie ok. 61 tys. GJ ciepła. Kotłownie takie pracują w: Sępólnie Krajeńskim, Nowych Skalmierzycach, Chelmnie koło Pniew, w Gostycynie i Pawłótku.

Jeden koncesjonariusz w kotle sodowym o mocy 169 MW wytwarza ciepło powstające w wyniku regeneracji ługów związanych z produkcją masy celulozowej.

Jedno przedsiębiorstwo energetyczne realizuje obowiązek zakupu ciepła (24,5 tys. GJ/rok) ze źródła niekonwencjonalnego eksploatowanego w Toruniu, opalanego biogazem uzyskiwanym ze składowiska odpadów komunalnych.

4.2. Odbiorcy paliw i energii

Na terenie działania Zachodniego Oddziału Terenowego w 2003 r. 91 odbiorców uprawnionych było do korzystania z usług przesyłowych zakupionej energii

elektrycznej od wybranych dostawców. Jednak z prawa tego korzystało tylko dwóch:

- Huta Aluminium SA w Koninie, jako największy odbiorca energii elektrycznej (961,9 GWh) korzystała z usług przesyłowych świadczonych przez Energetykę Kaliską SA,
- Slodownia SOUFFLET POLSKA Sp. z o.o. w Poznaniu – zakupiła 12 GWh energii elektrycznej, korzystając z usług przesyłowych świadczonych przez Grupę Energetyczną ENEA SA w Poznaniu.

Drugim pod względem wielkości zakupu odbiorcą energii elektrycznej są Zakłady Azotowe ANWIL SA we Włocławku, które zakupiły 632,7 GWh energii elektrycznej w 2003 r.

Odbiorcami energii elektrycznej, dokonującymi rocznych zakupów powyżej 300 GWh są: Kopalnia Węgla Brunatnego KONIN SA w Kleczewie (362,9 GWh) i Zakłady Włókien Chemicznych ELANA SA w Toruniu (324,3 GWh).

Największymi odbiorcami ciepła są spółdzielnie mieszkaniowe (SM) takie jak np.: SM Osiedle Młodych w Poznaniu, która w 2003 r. kupiła ponad 1 150 tys. GJ ciepła oraz Poznańska SM, Poznańska SM Winogrody, SM Grunwald w Poznaniu, ADM Sp. z o.o. w Bydgoszczy, Bydgoska SM i Fordońska SM w Bydgoszczy (zakupiły one w 2003 r. od 550 do 715 tys. GJ ciepła).

Najwięcej gazu ziemnego zużywają Zakłady Azotowe Anwil SA we Włocławku – 310 mln m³ rocznie. Do największych odbiorców gazu ziemnego na terenie oddziału zaliczyć należy również huty szkła w: Gostyniu, Ujściu, Antoninku i Sierakowie zużywające rocznie od 14 do 42 mln m³ oraz Volkswagen Poznań Sp. z o.o. (roczne zużycie ponad 24 mln m³).

4.3. Działalność regulacyjna

4.3.1. Koncesjonowanie

W 2003 r. w Zachodnim Oddziale Terenowym rozpatrzono 75 spraw koncesyjnych dotyczących 72 przedsiębiorstw, wydając łącznie 113 decyzji dotyczących udzielenia koncesji, promesy koncesji, zmian koncesji, stwierdzenia wygaśnięcia decyzji (którymi udzielono koncesji), cofnięcia koncesji oraz umorzenia postępowań koncesyjnych.

Poza tym wygasło 7 koncesji z powodu wykreślenia 3 przedsiębiorstw z rejestru handlowego.

Tak samo jak w latach poprzednich, tak i w 2003 r. największą ilość, bo 73 decyzje, stanowiły decyzje o zmianie koncesji. Zaobserwowane zjawisko systematycznego zwiększania ilości postępowań w zakresie zmian koncesji, wynika m.in. z podejmowania przez przedsiębiorstwa działań inwestycyjnych i modernizacyjnych związanych z wymianą kotłów na nowoczesne, bardziej sprawne technicznie, spowodowanych zmianą rodzaju paliwa z węglowego na paliwo gazowe, olejowe, czy biomasę. Również widoczne zmiany zachodzą w procesie przesyłania i dystrybucji ciepła, budowane są

nowe sieci ciepłownicze w technologii preizolowanej, jednocześnie likwidacji ulegają stare sieci ciepłownicze zasilane dotychczas z małych, nieefektywnych i znacznie zanieczyszczających środowisko źródeł ciepła, a odbiorcy podłączani zostają do rozbudowywanych i modernizowanych miejskich sieci ciepłowniczych.

Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadających przynajmniej jedną koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło wg stanu na koniec 2003 r. wynosiła 115, przy czym liczba koncesji w zakresie wytwarzania ciepła wynosiła 106, w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła – 98, a obrotu ciepłem – 27.

Według stanu na koniec 2003 r. było 39 przedsiębiorstw energetycznych posiadających przynajmniej jedną koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, przy czym liczba koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej wynosiła 21, przesyłania i dystrybucji – 18, a obrotu nią – 24.

Na koniec 2003 r. 5 przedsiębiorstw energetycznych posiadało przynajmniej jedną koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, przy czym po pięć koncesji w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi.

Ponadto liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających przynajmniej jedną koncesję w zakresie zaopatrzenia w paliwa ciekłe, na koniec 2003 r. wynosiła 357, przy czym liczba koncesji w zakresie wytwarzania paliw ciekłych wynosiła 4, magazynowania – 17 i obrotu paliwami ciekłymi – 356.

4.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

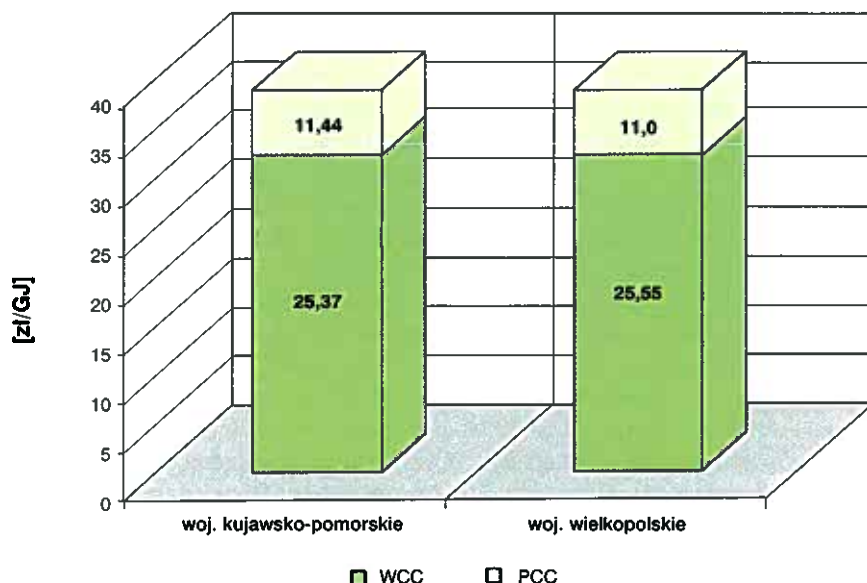
Rok 2003 był piątym rokiem taryfowania w ciepłownictwie. W okresie tym do Zachodniego Oddziału Terenowego wpływały wnioski przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie pierwszych, drugich, trzecich, czwartych oraz piątych taryf dla ciepła.

Ogółem w 2003 r. w oddziale zatwierdzono 70 taryf dla ciepła. Symulowane przychody ze sprzedaży ciepła przez ww. przedsiębiorstwa wyniosły ok. 1,14 mld zł, co stanowi 80% sumy przychodów wszystkich przedsiębiorstw podlegających taryfowaniu przez oddział. Poza tym przeprowadzono 14 innych postępowań administracyjnych, w tym zatwierdzono 2 korekty obowiązujących taryf oraz 7 przedłużeń terminu ich obowiązywania. Odmówiono zatwierdzenia taryfy dla ciepła trzem przedsiębiorstwom, a w dwóch przypadkach postępowanie umorzono. Pięć przedsiębiorstw, którym taryfy zatwierdzono w 2003 r. złożyło wnioski o ich zatwierdzenie odpowiadając na wezwanie do złożenia taryfy dla ciepła.

W zatwierdzonych w 2003 r. taryfach dla ciepła, średni ważony wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat wynosi 1,26%, przy proponowanym przez przedsiębiorstwa do zatwierdzenia dwukrotnie wyższym.

Średnie jednocłonowe ceny i stawki opłat netto wyniosły: w zakresie wytwarzania ciepła 25,47 zł/GJ,

Rysunek 8. Średnioważone ceny i stawki opłat w podziale na województwa w taryfach zatwierdzonych w 2003 r.



a w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła 11,19 zł/GJ. Ceny i stawki opłat w podziale na województwa przedstawia rysunek 8.

Ceny w zakresie wytwarzania ciepła wzrosły średnio o 1,22%. Niższe wzrosty odnotowano w przypadku przedsiębiorstw eksploatujących źródła opalane gazem ziemnym, pomimo odczuwalnej podwyżki cen gazu ziemnego na terenie Wielkopolski przy zmianie gazu zaazotowanego na wysokometanowy. Natomiast wyższe wzrosty dotyczyły cen ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych olejem opałowym lekkim oraz miałem węgla kamiennego. W zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła średni wzrost stawek opłat wyniósł około 1,35%.

W powyższej analizie pominięto jedno nowe przedsiębiorstwo energetyczne z woj. kujawsko-pomorskiego, prowadzące działalność na majątku dotychczasowych 2 dużych zakładów przemysłowych, sprzedające ciepło głównie na potrzeby procesów technologicznych tychże zakładów.

W 2003 r. zmiany cen i stawek opłat mogło dokonać 40 przedsiębiorstw, gdyż ich taryfy dla ciepła zatwierdzone w poprzednich latach miały ustalony okres obowiązywania dłuższy niż dwa lata. Tym samym miały one szansę samodzielnego określenia w 2003 r. nowych cen i stawek opłat bez obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE. Przedsiębiorstwa te nie skorzystały z możliwej maksymalnej podwyżki, podnosząc średnio ceny i stawki opłat o ok. 1% (przy możliwości wzrostu średnio o ok. 1,5%).

W omawianym roku, na okres ponad 2 lat, zatwierdzono 26 taryf, co stanowiło 37% wszystkich zatwierdzonych. Rozwiązanie takie zastosowano przede wszystkim w przypadku trzecich i czwartych taryf. Dotyczyło to przedsiębiorstw energetycznych o ustabilizowanej sytuacji finansowej, które przedstawiły do zatwierdzenia kolejne taryfy skutkujące wskaźnikiem

wzrostu cen i stawek opłat poniżej wskaźnika inflacji oraz zawierające stosunkowo niewysokie ceny i stawki opłat.

W procesie zatwierdzania taryf na okres dłuższy niż dwa lata, istotnym jest ustalenie przez regulatora współczynnika korekcyjnego X_r , który dotyczy wzrostu efektywności, a więc obowiązku obniżania kosztów działalności. Wymaga to każdorazowo wnikliwej indywidualnej analizy. W praktyce jego poziom określano zarówno na podstawie analizy zakresu rzeczowego inwestycji, analizy danych historycznych zawartych we wcześniejszych wnioskach jak i analizy porównawczej podobnych przedsiębiorstw energetycznych. Ustalony w 2003 r. wskaźnik wynosił od 0% do 1,8%.

Wbrew częstym narzekaniom przedsiębiorstw na brak środków i możliwości uwzględnienia zysku w cenach i stawkach opłat, wykonują one modernizacje źródeł, sieci ciepłowniczych, budują lub kupują nowe źródła. Potwierdzeniem tego jest zauważalny wzrost liczby zmian koncesji posiadanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, dotyczący około 40% wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw. Z powyższego wynika, iż to właśnie zatwierdzone przez regulatora taryfy dla ciepła zabezpieczają przedsiębiorstwom środki pieniężne na ich rozwój, a wydłużony termin obowiązywania taryf pozwala im samodzielnie, poprzez minimalizowanie kosztów, wypracować zysk, a tym samym dodatkowe środki na modernizację infrastruktury.

Pewną trudność sprawia przedsiębiorstwom konsekwentne przeznaczenie zysku wykazanego w bilansie, na realizację działań modernizacyjnych i rozwojowych zwłaszcza w taryfach ustalanych na okres wieloletni. Konstrukcja cen i stawek opłat ustalonych z uwzględnieniem kosztów planowanych (wynikających z nakładów na środki trwałe w budowie i wartości niematerialne) powoduje wykazywanie przez przedsiębiorstwa zysku bilansowego w pierwszych latach obowiązywania taryfy.

Podobny efekt bilansowy powodują koszty remontów przekwalifikowane przez biegłych w trakcie badania bilansu jako koszty modernizacji (rozliczane w bilansach przez kilka lat) lub sytuacje gdy remonty planowane na pierwszy rok taryfowy realizowane są po zakończeniu okresu grzewczego i obciążają wynik finansowy roku następnego.

Istotą regulacji jest m.in. równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła, przy zachowaniu zasady minimalizacji kosztów. Wyrazem tego jest uznawanie przez regulatora w procesie taryfowania tylko tych pozycji kosztowych, które mają racjonalny charakter, a dynamika ich wzrostu jest umiarkowana. Nie uznając takiego poziomu cen i stawek opłat jaki proponowały na wstępie przedsiębiorstwa, „pozostawiono w kieszeniach odbiorców ciepła” z terenu działania oddziału ponad 14 mln zł. Z roku na rok kwota oszczędności ulega systematycznemu zmniejszaniu, jednak nadal za te pieniądze można by kupić ciepło na ogrzanie średniej wielkości miasta powiatowego.

Analiza wniosków taryfowych większości badanych w 2003 r. przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących działalność w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, a także dorobek 400 dotychczas zatwierdzonych taryf dla ciepła przez poznański oddział w okresie minionych 5 lat, pozwala na konkluzję, iż w sektorze tym przedsiębiorstwa nadal nie podejmują działań typowych dla podmiotów działających w warunkach konkurencji. W toku zatwierdzania taryf widoczna jest jeszcze tendencja do zawyżania planowanych kosztów i nie liczenia się z możliwościami odbiorców. Art. 45 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dostrzegany jest przez nie tylko w zakresie pkt 1, który mówi iż „taryfy dla (...) ciepła powinny zapewniać pokrycie kosztów uzasadnionych działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie: wytwarzania (...), przesyłania, dystrybucji lub obrotu (...) energią, kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska”. Stąd częste uwzględnianie pkt 2 tegoż artykułu, który stanowi, że taryfy powinny również zapewniać „ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen”, następuje dopiero pod wpływem działań regulatora.

Praktyka wskazuje, iż tam gdzie pojawia się realna możliwość konkurencji innego dostawcy lub dystrybutorów gazu (np. w Toruniu, Złotowie, Śremie) przedsiębiorstwa zaczynają bardziej liczyć się z odbiorcami. Jednym z przykładów wpływu konkurencji może być przedsiębiorstwo działające na terenie woj. kujawsko-pomorskiego, posiadające taryfę zatwierdzoną w 2002 r. na kilka lat. Przez wiele miesięcy stosowało ono upusty dla odbiorców, bowiem działa na tym terenie także inny wytwórca, potencjalnie zdolny zasilać odbiorców przedsiębiorstwa. Nadmienić należy, iż przedsiębiorstwo to w procesie zatwierdzania taryfy nie uzyskało akceptacji cen na wnioskowanym poziomie, lecz niższym. Dodatkowo wskaźnik inflacji za 2002 r. ukształtował się na poziomie niższym niż planowany na ten rok, zatem indeksacja dokonana w 2003 r.

z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych ustalonych w połowie 2002 r. odbyła się na poziomie niższym od zakładanego. Można zatem wnioskować, iż pojawienie się konkurencji wymusiło poprawę efektywności równie skutecznie jak działania regulacyjne. Podobną poprawę efektów gospodarowania zaobserwowano w przypadku innych przedsiębiorstw energetycznych w momencie wystąpienia konkurencji dystrybutorów gazu i możliwości utraty dużych odbiorców. Dla większości przedsiębiorstw, substytutem konkurencji pozostaje jednak regulator. W warunkach konkurencji znacznie ostrożniej planowane są także inwestycje modernizacyjne i remonty. Nadmienić należy jednak, iż z uwagi na szasłość lat 90. oraz wcześniejszych, nie leży w długoterminowym interesie odbiorców hamowanie inwestycji odtworzeniowych i modernizacyjnych w przedsiębiorstwach energetycznych. Widoczne stają się także pozytywne efekty modernizacji infrastruktury sieciowej (zwłaszcza wprowadzenie automatyki pogodowej i sieci preizolowanych), jeśli dokonywane były łącznie z modernizacjami po stronie odbiorców (wymiana stolarki okiennej, ocieplenia budynków). W takich przypadkach wzrost cen i stawek opłat kompensowany zmniejszeniem zapotrzebowania odbiorców na ciepło, nie skutkuje dokuczliwym dla odbiorców w lokalach wzrostem opłat w przeliczeniu na m² ogrzewanej powierzchni.

4.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2003 r. zatwierdzono 10 taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstwom wytwarzającym energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem – w odniesieniu do energii elektrycznej objętej obowiązkiem zakupu. Wśród nich dwie taryfy obejmowały swoim zakresem również przesyłanie i dystrybucję oraz obrót energią elektryczną. Dla trzech przedsiębiorstw taryfy zatwierdzono po raz pierwszy w wyniku wezwania urzędu.

Średni wzrost cen energii elektrycznej w odniesieniu do cen ostatnio stosowanych wyniósł 2,86%, w tym 3 przedsiębiorstwa pozostawiły ceny na dotychczasowym poziomie. W przypadku 3 przedsiębiorstw w wyniku weryfikacji przedstawionych taryf dla układu skojarzonego, nie uznano przedstawionych kosztów za uzasadnione. Ustalono dla tych przedsiębiorstw współczynnik korekcyjny X_n , wymuszający poprawę efektywności ich funkcjonowania w celu ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Podjęte działania pozwoliły na zatwierdzenie cen energii elektrycznej na niższym poziomie oraz uzyskanie wymiernego efektu oszczędnościowego w kwocie 11 mln zł. Zatwierdzona średnia ważona cena netto sprzedaży energii elektrycznej wynosi około 133 zł/MWh dla blisko 1,55 TWh.

4.3.4. Rozstrzygnięcie spraw spornych

Na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wszczęto dwa postępowania w sprawach spornych, z których jedno zakończono wydaniem

decyzji, natomiast drugie jest jeszcze w toku. Dotyczyły one energii elektrycznej i paliw gazowych.

W zakresie energii elektrycznej wydano decyzję orzekającą odmowę dokonania zmiany treści umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej pomiędzy zakładem energetycznym a odbiorcą. Niekorzystna dla wnioskodawcy decyzja spowodowała złożenie przez niego odwołania do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Tym samym decyzja nie jest prawomocna.

W zakresie paliw gazowych spór dotyczył nieuzasadnionego wstrzymania dostaw gazu przez zakład gazowniczy. W postępowaniu tym na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne zostało wydane postanowienie nakazujące przedsiębiorstwu energetycznemu kontynuację dostaw paliwa gazowego do zakładu odbiorcy, do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. Wnioskodawca złożył również wniosek o zawieszenie postępowania administracyjnego, aż do czasu zakończenia postępowań antymonopolowych toczących się przed Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Na wydane postanowienie odmawiające zawieszenia tego postępowania administracyjnego, odbiorca złożył zażalenie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W okresie sprawozdawczym pokaźna grupa rozpatrywanych spraw nie wymagała przeprowadzenia postępowania administracyjnego i wydania decyzji administracyjnej. W większości sprawy te udawało się pozytywnie załatwić już na etapie postępowania wyjaśniającego.

Sprawy z zakresu energii elektrycznej dotyczyły: zasad naliczania i wysokości opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, sposobu rozliczania za dostarczoną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłowe, możliwości korygowania wystawionej faktury, nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz zasadności zastosowania i wysokości opłat za nielegalny pobór, sposobu przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne, standardów jakościowych obsługi odbiorców, przebiegu sieci elektroenergetycznej, układów pomiarowo-rozliczeniowych stosowanych przy dostarczaniu energii elektrycznej (w tym również układów przedpłatowych), zapisów zawartych w umowach sprzedaży, kwalifikacji odbiorców do poszczególnych grup taryfowych, zasadności pobierania opłat za dodatkowe usługi przeprowadzone na zlecenie odbiorcy oraz posiadania świadectw kwalifikacyjnych przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci.

W sprawach związanych ze sprzedażą ciepła odbiorcy podnosili w swoich pismach kwestie: konieczności posiadania koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła przez spółdzielnie ogrzewające budynki po byłych Państwowych Gospodarstwach Rolnych, zapisów zawartych w umowach sprzedaży, nielegalnego poboru ciepła, układów pomiarowo-rozliczeniowych, zasad określania mocy zamówionej w umowach na dostarczanie ciepła, ustalania cen ciepła przez przedsiębiorstwa nie posiadające koncesji, zasad-

ności stosowania opłaty za montaż oraz wymianę liczników ciepła i ich legalizacji, a także użytkowania pomieszczeń węzłów cieplnych i kotłowni. Bardzo często poruszonym problemem były kwestie rozliczeń kosztów ciepła pomiędzy indywidualnymi odbiorcami w lokalach a spółdzielniami mieszkaniowymi czy właścicielami lub zarządcami budynków wielolokalowych. Wyjaśnień w tych sprawach udzielano niezależnie od tego, że indywidualni odbiorcy ciepła w lokalach nie są odbiorcami ciepła w rozumieniu przepisów prawa energetycznego.

Sprawy podnoszone przez odbiorców gazu dotyczyły: przyłączenia do sieci gazowej, zasad naliczania i wysokości opłat za przyłączenie do sieci, zapisów zawartych w umowach sprzedaży, standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz sposobów rozliczeń prowadzonych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

We wszystkich przypadkach podjęte przez oddział działania prowadziły z jednej strony do informowania odbiorców o obowiązującym stanie prawnym i przysługujących im uprawnieniach, a z drugiej strony do przeprowadzania interwencji w przedsiębiorstwach energetycznych. Rezultatem podjętych działań była reakcja przedsiębiorstw energetycznych na wskazywane nieprawidłowości, które natychmiast usuwano. Dzięki temu możliwe było pozytywne rozpatrzenie wielu skarg bez konieczności wszczęcia postępowania administracyjnego. Uznając służebną rolę urzędu wobec wszystkich konsumentów paliw i energii oraz mając świadomość skomplikowania zagadnień związanych z szeroko rozumianą energetyką oddział udzielał rzetelnych i wyczerpujących wyjaśnień wszystkim, którzy kierowali doń zapytania.

4.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Na bieżąco prowadzony jest monitoring działalności przedsiębiorstw koncesjonowanych. Wymagana jest terminowość nadsyłania sprawozdań z działalności koncesjonowanej. Wypełnione formularze sprawozdań zostają poddane kontroli poprawności statystycznej i archiwizacji, a dane przedstawiane przez przedsiębiorstwa służą do opracowania charakterystyki sektora ciepłowniczego w ramach systemu statystyki publicznej.

b) prawidłowość stosowania taryf

Rozpatrzono 117 skarg na ceny i stawki opłat, z czego 46 dotyczyło ciepła, 63 energii elektrycznej, a 8 gazu. Spośród ww. spraw dwie skutkowały wszczęciem postępowania administracyjnego. We wszystkich sprawach dotyczących skarg na przedsiębiorstwa energetyczne, zwracano się do nich o przedstawienie swojego stanowiska w sprawie. Bardzo często skutkowało to pozytywnym załatwieniem skargi. W innych przypadkach wyczerpująco wyjaśniano sytuację prawną i jej wpływ na sytuację faktyczną odbiorców, co w większości przypadków przekonywało petenta o prawidłowości działania

przedsiębiorstwa energetycznego. Kilka spraw dotyczyło wspomnianej wcześniej zmiany gazu ziemnego na terenie Wielkopolski. Wprowadzenie gazu wysokometanowego w miejsce gazu zaazotowanego spowodowało, iż odbiorcy za dostarczony im gaz muszą zapłacić więcej. Wzrost opłat wynika przede wszystkim z wyższej – w przeliczeniu na jednostkę dostarczanej energii – ceny gazu ziemnego wysokometanowego w stosunku do ceny gazu ziemnego zaazotowanego, w związku z wyższymi kosztami pozyskania gazu wysokometanowego. Gaz ten bowiem w około 70% pochodzi z importu, z którego – na dzień dzisiejszy – koszt zakupu jest wyższy od kosztu zakupu gazu o identycznych parametrach jakościowych ze źródeł krajowych. Jednakże wzrost opłat z tytułu zmiany gazu zużywanego nie był tak drastyczny, bowiem gaz ziemny wysokometanowy ma wyższe ciepło spalania, a zatem zużywa się go mniej niż gazu ziemnego zaazotowanego.

4.3.6. Nakładanie kar pieniężnych

W 2003 r. wszczęto jedno postępowanie na skutek nieprzesłania w terminie przez przedsiębiorstwo energetyczne sprawozdania z realizacji warunków określonych w koncesji oraz działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w 2002 r. Wydano decyzję o ukaraniu przedsiębiorstwa energetycznego i wymierzono karę pieniężną w kwocie 12 612 zł. Decyzja jest prawomocna.

Wszczęto również jedno postępowanie wobec wytwórcy ciepła za nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji, polegających na prowadzeniu działalności koncesjonowanej na zasadach określonych w ustawie – Prawo energetyczne, co w tej sprawie oznaczało nieprzestrzeganie obowiązku stosowania cen i stawek opłat zatwierdzonych w taryfie. Przedsiębiorstwo energetyczne stosowało bowiem dla jednego z odbiorców stawki jednoczłonowe zamiast stawek opłat zawartych w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE. W wyniku przeprowadzonego postępowania administracyjnego wydano decyzję o nałożeniu kary w kwocie 500 zł. Symboliczna wysokość kary wynikała z faktu, że przedsiębiorstwo natychmiast przystąpiło do usuwania zaistniałej nieprawidłowości.

4.4. Pozostała działalność oddziału

W 2003 r. kontynuowane było wydawanie poradnika – informatora dla odbiorców ciepła i energii elektrycznej. Opublikowano trzy części poradnika dla odbiorców energii elektrycznej i siedem części poradnika dla odbiorców ciepła.

Poradniki ukazywały się w dziennikach lokalnych: „Głosie Wielkopolskim”, „Gazecie Poznańskiej”, „Ekspresie Poznańskim” i „Ziemi Kaliskiej” ze średnią częstotliwością raz na kwartał. Ich zasadniczym zadaniem było wyjaśnienie odbiorcom paliw i energii podstawowych zagadnień z zakresu prawa energetycznego oraz poinformowanie o uprawnieniach jakie dają im przepisy prawne w tej dziedzinie.

Podobnie jak w roku poprzednim, pracownicy Zachodniego Oddziału Terenowego w godzinach pracy urzędu jak i w ramach uruchomionego punktu informacyjnego dla konsumentów i rzeczników konsumentów, udzielali odpowiedzi na zapytania i wątpliwości kierowane do oddziału.

Pytania w przeważającej części były zadawane telefonicznie, a dotyczyły głównie kwestii rozliczeń odbiorców energii elektrycznej z przedsiębiorstwami energetycznymi oraz rozliczeń indywidualnych odbiorców ciepła w lokalach ze spółdzielniami mieszkaniowymi bądź zarządzającymi budynkami wielolokalowymi.

W Informatorze Regionalnej Izby Obrachunkowej w Poznaniu ukazał się opracowany przez pracowników oddziału artykuł pt.: „Polityka energetyczna a zadania gminy w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”.

5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie

Działalność regulacyjną Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie prowadzi na terenie dwóch województw: lubelskiego i podlaskiego.

Oddział zatrudnia 11 pracowników posiadających wyższe wykształcenie, w tym: 5 pracowników z wykształceniem technicznym, 3 – ekonomicznym, 2 – prawniczym i 1 – humanistycznym.

W ramach podnoszenia kwalifikacji zawodowych, pracownicy oddziału uczestniczyli w szkoleniach i seminariach o tematyce umożliwiającej uzupełnienie wiedzy z zakresu ochrony informacji niejawnych, w kursach komputerowych oraz w związku z wejściem Polski do Unii Europejskiej w szkoleniach nt.: integracji europejskiej, funkcjonowania Unii Europejskiej, postępowania przed Europejskim Trybunałem Sprawiedliwości oraz kursach języka angielskiego.

Wschodnim Oddziałem Terenowym z siedzibą w Lublinie od 9 listopada 1998 r. kieruje dyrektor dr inż. Ryszard Rabięga.

5.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

W obrębie właściwości terytorialnej oddziału działalność energetyczną prowadzi 260 przedsiębiorstw posiadających łącznie 365 koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję oraz obrót paliwami i energią. Rysunek 9 (str. 91) przedstawia zestawienie liczbowe posiadanych koncesji.

W skład grupy przedsiębiorstw energetycznych wchodzi: 66 przedsiębiorstw ciepłowniczych, 26 przedsiębiorstw elektroenergetycznych, 4 przedsiębiorstwa dystrybucji i obrotu gazem, 178 przedsiębiorstw zajmujących się obrotem paliw ciekłych. Jedno przedsiębiorstwo – Zakłady Azotowe PUŁAWY SA zajmuje się zarówno zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną jak i gaz.

Największymi producentami energii elektrycznej i ciepła są następujące elektrociepłownie pracujące w pełnym skojarze: Elektrociepłownia Lublin – Wrotków Sp. z o.o., Elektrociepłownia Białystok SA, Elektrociepłownia Zakładów Azotowych „Puławy” SA, Megatem EC – Lublin Sp. z o.o. Łączna osiągalna moc cieplna wymienionych elektrociepłowni wynosi 2 234 MW, a elektryczna – 550 MW.

Na terenie oddziału działają 3 spółki prowadzące działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, a mianowicie: Lubelskie Zakłady Energetyczne Lubzel SA, Zakład Energetyczny Białystok SA i Zamojska Korporacja Energetyczna SA. Łączna roczna sprzedaż energii elektrycznej tych spółek dystrybucyjnych wynosi 7 408 GWh.

Do głównych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła należą: LPEC w Lublinie Sp. z o.o. i MPEC Sp. z o.o. w Białymstoku. Rocznie przedsiębiorstwa te sprzedają łącznie 9 419 TJ ciepła.

Przedsiębiorstwami zajmującymi się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem gazu ziemnego jest Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie – Zakład Gazowniczy w Lublinie i Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Warszawie – Gazownia Białostocka, których roczna sprzedaż gazu wyniosła łącznie ok. 300 mln m³.

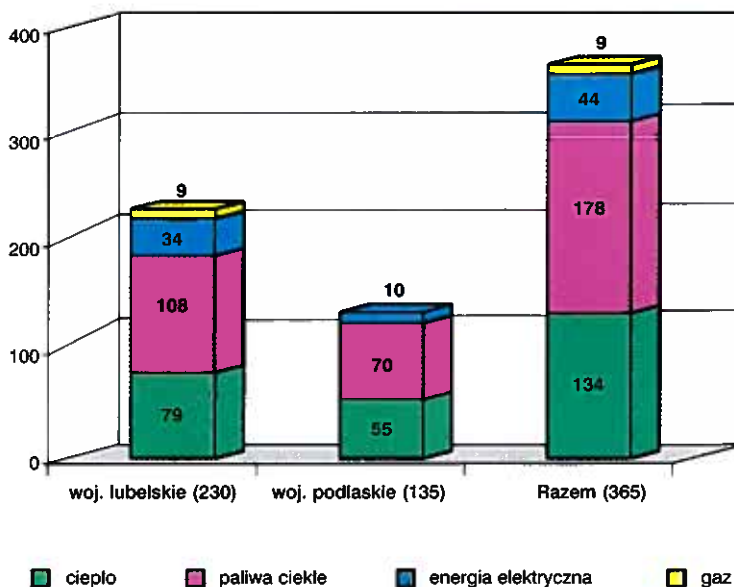
Odnawialne źródła energii elektrycznej stanowią 42 małe elektrownie wodne o mocy zainstalowanej 3,8 MW i 4 małe elektrownie wiatrowe o mocy 1,2 MW. Zakup przez spółki dystrybucyjne energii elektrycznej z tych źródeł wynosi 13,9 GWh, co stanowi 0,19% sprzedaży energii przez te spółki. Niekonwencjonalne źródła ciepła to 5 kotłowni opalanych biomasą (zrębki drzewne, słoma) o łącznej mocy 15,6 MW.

5.2. Odbiorcy paliw i energii

Największym odbiorcą energii elektrycznej są Zakłady Azotowe „Puławy” SA, które zakupują rocznie 914 GWh energii. Ponad 100 GWh energii elektrycznej rocznie zakupują: Lubelski Węgiel „Bogdanka” SA i Cementownia „Chelm”. Odbiorcami ponad 40 GWh energii elektrycznej rocznie są: Zakłady Płyt Wiórowych SA w Grajewie, Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych – Przepompownia Adamowo, Fabryka Łożysk Toczących „Kraśnik” SA oraz PKP „ENERGETYKA” Sp. z o.o. Ponadto 24 odbiorców dokonuje zakupów powyżej 10 GWh energii rocznie.

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego z sieci przesyłowej są: Zakłady Azotowe „Puławy” SA, które rocznie zakupują do produkcji wyrobów chemicznych 831 mln m³ gazu oraz Elektrociepłownia Lublin –

Rysunek 9. Koncesje wg województw (stan na 31.12.2003 r.)



Wrotków Sp. z o.o. – 330 mln m³ do produkcji energii elektrycznej i ciepła w bloku parowo – gazowym. Zużycie gazu przez pozostałych odbiorców kształtuje się poniżej 5 mln m³/rok.

5.3. Działalność regulacyjna

Na terenie działania oddziału koncesjonowaną działalność ciepłowniczą prowadzi 66 przedsiębiorstw, z czego w zakresie wytwarzania ciepła – 10, wytwarzania i przesyłania ciepła – 43, wytwarzania, przesyłania i obrotu ciepłem – 9, przesyłania i obrotu ciepłem – 4. W porównaniu ze stanem na koniec 2002 r. liczba przedsiębiorstw zmniejszyła się o 5 firm. Ponadto na obszarze działania oddziału występuje jedno przedsiębiorstwo posiadające promesy koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła.

5.3.1. Koncesjonowanie

Działalność oddziału w zakresie udzielania koncesji w 2003 r. dotyczyła postępowań wszczętych na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego.

W trakcie roku sprawozdawczego udzielono 2 koncesje, z czego 1 na wytwarzanie ciepła, oraz 1 na przesyłanie i dystrybucję ciepła.

W 2003 r. wydano 26 decyzji zmieniających udzielone koncesje. Wszystkie te decyzje dotyczyły wniosków stron na podstawie art. 41 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zmiany warunków udzielonych koncesji dokonywane były przede wszystkim w związku z:

- wnioskiem strony o rozszerzenie działalności z powodu przejęcia bądź modernizacji źródła ciepła i sieci ciepłowniczych,
- wnioskiem strony o ograniczeniu zakresu udzielonych koncesji spowodowanego wyłączeniem z eksploatacji kotłów, likwidacją eksploatowanych źródeł ciepła bądź z powodu przekazania kotłowni,

- zmianami organizacyjnymi,
- wnioskiem strony o zmianę parametrów czynnika grzewczego z powodu modernizacji sieci ciepłowniczych.

W 2003 r. w związku z zaprzestaniem działalności, na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, cofnięte zostały 4 koncesje dla 3 przedsiębiorców.

Na wniosek strony zostały cofnięte 2 koncesje na wytwarzanie ciepła, a z urzędu cofnięto 2 koncesje – po jednej na wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła. W uzasadnieniu decyzji podawanym powodem cofnięcia koncesji było zaprzestanie prowadzenia działalności w zakresie objętym obowiązkiem jej posiadania.

Ponadto wydano 3 decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji na podstawie art. 162 § 1 pkt 1 Kpa. Decyzje te związane były z ograniczeniem przez przedsiębiorcę zakresu prowadzonej działalności do tego stopnia, że nie wymagała ona posiadania koncesji na mocy przepisów art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (tzn. ograniczenie przez odbiorców ciepła mocy zamówionej do wielkości nie przewyższającej 1 MW).

Poza tym, jedna koncesja na wytwarzanie ciepła wygasła przed upływem terminu jej obowiązywania na mocy art. 42 ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela 7. Decyzje koncesyjne wydane w 2003 r.

Wydane decyzje	2003
Decyzje koncesyjne	2
Decyzje zmieniające koncesje	26
Decyzje cofające koncesje	4
Decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji	3
Decyzje o umorzeniu postępowania	2
Razem	37

5.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

a) wnioski taryfowe

W 2003 r. do oddziału wpłynęły 72 wnioski dotyczące taryf dla ciepła. Wydano 51 decyzji zatwierdzających taryfy dla ciepła (w tym 2 decyzje dla dwóch oddziałów

Wojskowej Agencji Mieszkaniowej). Wydano ponadto 3 decyzje zatwierdzające taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w elektrociepłowniach.

Z łącznej liczby 66 przedsiębiorstw posiadających koncesje na prowadzenie działalności dotyczącej zaopatrzenia w ciepło, tylko 1 firma nie posiada zatwierdzonej taryfy dla ciepła. W stosunku to tego przedsiębiorstwa postępowanie taryfowe prowadzone w 2003 r. pozostawało na koniec roku w toku, a zakończenie postępowania administracyjnego w sprawie jej zatwierdzenia przypadnie w 2004 r.

W omawianym okresie dokonano 15 zmian w obowiązujących taryfach dla ciepła. We wszystkich przypadkach zmiany dotyczyły przedłużenia okresu obowiązywania taryfy. Wydano ponadto 1 decyzję odmawiającą zmiany taryfy dla ciepła oraz 5 decyzji umarzających postępowania.

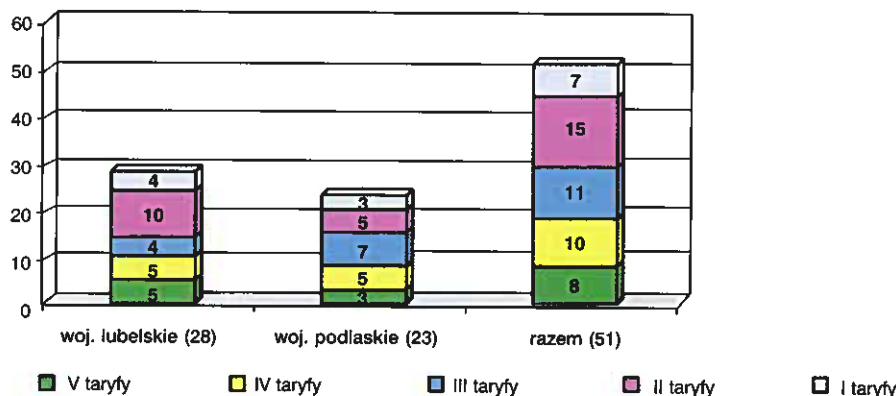
b) efekty regulacji

W 2003 r. średni wzrost cen i stawek opłat, w stosunku do poprzednio stosowanych, wynikający z wszystkich zatwierdzonych w oddziale taryf dla ciepła wyniósł 1,71%, w tym 1,62% w woj. lubelskim i 1,77% w woj. podlaskim. Średni wzrost w stosunku do cen i stawek opłat ostatnio stosowanych wyniósł dla pierwszych taryf 5,37%, drugich – 2,95%, trzecich – 2,58%, czwartych spadek o 1,69%, dla piątych – wzrost o 1,99%. W 11 przedsiębiorstwach nastąpił spadek cen i stawek opłat, w 15 – średni wzrost cen nie przekroczył 2%, w 18 – był większy od 2% lecz nie przekroczył 5%, w 6 – zamykał się w przedziale 5-10%, dla 1 przedsiębiorstwa był wyższy od 10% i dotyczył pierwszej taryfy.

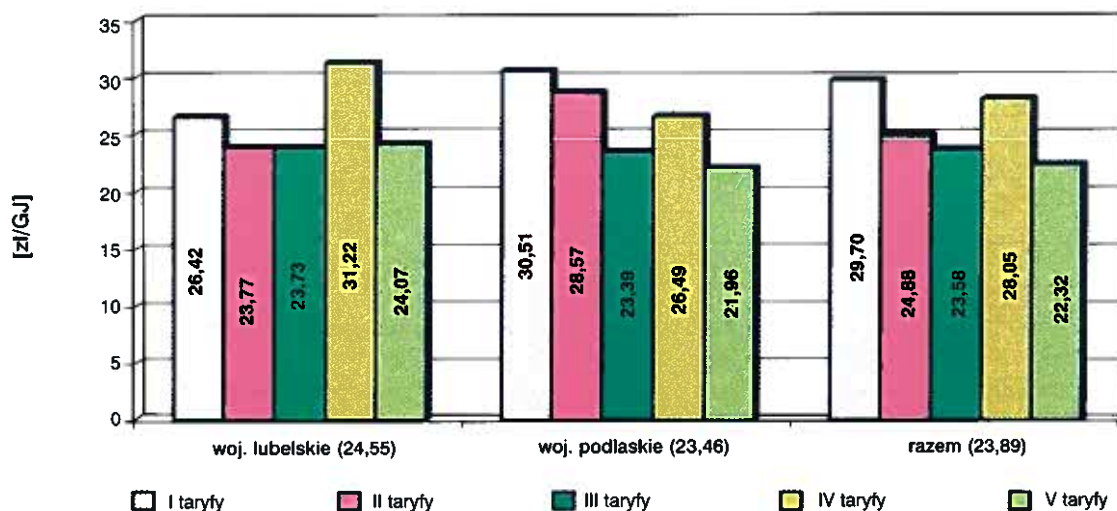
Średnia cena ciepła dla wytwarzania, wynikająca ze wszystkich zatwierdzonych w 2003 r. taryf wyniosła 23,89 zł/GJ, natomiast dla przesyłania 9,67 zł/GJ. Średnia jednoskładnikowa cena ciepła dla odbiorcy końcowego wyniosła więc 33,56 zł/GJ.

Najniższa cena wytwarzanego ciepła wyniosła 14,44 zł/GJ, najwyższa zaś 56,60 zł/GJ. Tak duże zróżnicowanie cen spowodowane jest rodzajem stosowanego paliwa oraz technologią wytwarzania ciepła. Dla przykładu najniższa cena ciepła występuje w przedsiębiorstwie,

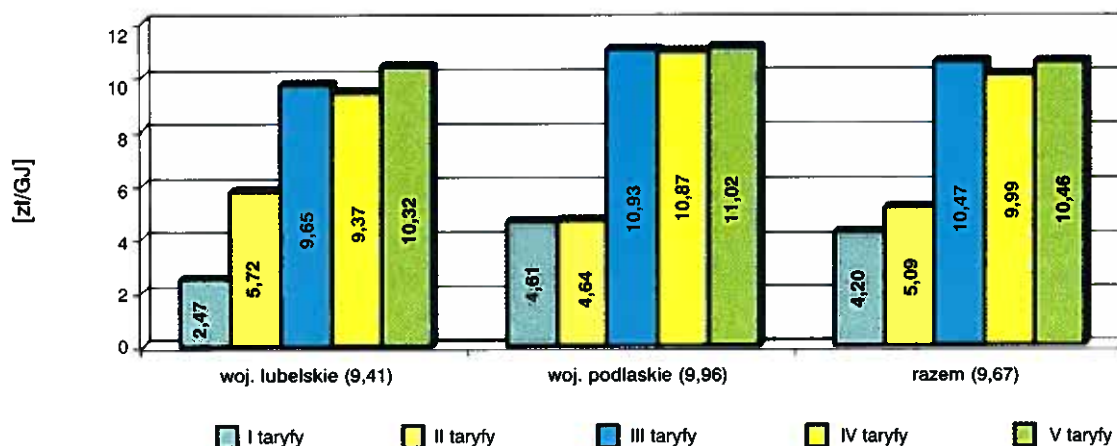
Rysunek 10. Zatwierdzone taryfy dla ciepła (stan na 31.12.2003 r.)



Rysunek 11. Średnie ceny ciepła (w zł/GJ)



Rysunek 12. Średnie stawki opłat za usługi przesyłowe (w zł/GJ)



w którym paliwem podstawowym są odpady drzewne z produkcji mebli. Najwyższa cena ciepła występuje w lokalnym źródła ciepła opalonym gazem płynnym propan-butan.

Najniższa cena ciepła w źródłach, w których paliwem jest miał węgla kamiennego, wyniosła 16,52 zł/GJ, natomiast najwyższa 33,72 zł/GJ. W przedsiębiorstwach,

w których paliwem wykorzystanym do produkcji ciepła jest węgiel gruby, orzech, kostka lub groszek, ceny ciepła zawierały się w przedziale od 31,26 zł/GJ do 42,87 zł/GJ, natomiast w źródłach gazowych lub olejowych ceny zawierają się w przedziale od 29,38 zł/GJ do 54,36 zł/GJ.

Na poziom i wzrost zatwierdzonych cen i stawek opłat miały wpływ przede wszystkim zmiany cen paliw,

Tabela 8. Zestawienie średnich cen (dotyczących wytwarzania ciepła) w zależności od wielkości sprzedaży ciepła

Wielkość sprzedaży ciepła (GJ)	Liczba przedsiębiorstw wytwarzających ciepło	Średnia cena ciepła (zł/GJ)
do 50 000	14	33,38
50 000-100 000	11	28,83
100 000-500 000	15	27,56
500 000-1 000 000	4	22,06
powyżej 1 000 000	2	22,21
	46	23,89

Tabela 9. Zestawienie średnich stawek opłat za usługi przesyłowe w zależności od wielkości sprzedaży ciepła

Wielkość sprzedaży ciepła (GJ)	Liczba przedsiębiorstw przesyłających ciepło	Średnia stawka przesyłowa (zł/GJ)
do 50 000	9	4,37
50 000-100 000	11	5,36
100 000-500 000	20	7,49
500 000-1 000 000	5	12,93
	45	9,67

energii elektrycznej i podatku od budowy wykorzystywanych bezpośrednio do wytwarzania ciepła oraz rurociągów i przewodów sieci ciepłowniczych, a także koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska. Istotne znaczenie miały również ograniczenia przez odbiorców poboru ciepła i wielkości zamawianej przez nich mocy cieplnej.

Bardzo duże znaczenie przy analizie wysokości cen z wytwarzania, obok rodzaju stosowanego paliwa i technologii wytwarzania, odgrywa także wielkość sprzedaży ciepła. Z analizy przeprowadzonej wśród 51 przedsiębiorstw, którym w 2003 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła wynika, że w przedsiębiorstwach o dużej sprzedaży ciepła (elektrociepłownie, duże PEC-e), średnie ceny są znacznie niższe niż w przedsiębiorstwach o niskiej sprzedaży ciepła (poniżej 500 tys. GJ rocznie). Wynika to z faktu, że w tej grupie znajdują się zarówno źródła wytwarzające ciepło wraz z energią elektryczną w skojarzeniu, jak i ciepłownie realizujące zadania modernizacyjne przyczyniające się do obniżki kosztów paliwa.

Analiza stawek opłat za usługi przesyłowe wskazuje, że najwyższe stawki występują w przedsiębiorstwach o dużej sprzedaży ciepła (typowe przedsiębiorstwa ciepłownicze, o zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą powyżej 86%). Na wysokość stawek przesyłowych w dużych przedsiębiorstwach mają wpływ nie tylko koszty stałe (dotyczące sieci ciepłowniczych, węzłów cieplnych, zewnętrznych instalacji odbiorczych), lecz także w dużym stopniu koszty strat przesyłania ciepła w rozległych sieciach ciepłowniczych.

5.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2003 r. zatwierdzono 3 taryfy dla przedsiębiorstw wytwarzających energią elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. Dla EC Białystok SA oraz EC GIGA w Świdniku Sp. z o.o. są to piąte taryfy, natomiast dla MEGATEM EC - Lublin Sp. z o.o. jest to taryfa trzecia.

Tabela 10. Ceny energii elektrycznej (netto) zatwierdzone w 2003 r.

Przedsiębiorstwo	Średnia cena (zł/MWh)
EC Białystok SA	135,51
EC GIGA Świdnik Sp. z o.o.	138,20
MEGATEM EC Lublin Sp. z o.o.	123,00

5.3.4. Rozstrzyganie spraw spornych

W omawianym okresie w sprawach spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wydano 6 decyzji administracyjnych w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, w tym w 5 przypadkach orzeczono, że wstrzymanie dostaw nie było nieuzasadnione. Wydano również 3 postanowienia w trybie art. 8 ust. 2 o kontynuacji dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. W przypadku 2 decyzji, w związku z odwołaniem wnioskodawców, sprawa została przekazana do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W jednej ze spraw sąd odrzucił odwołanie od decyzji. W toku są 2 postępowania dotyczące ustalenia treści umowy sprzedaży ciepła oraz 1 – ustalenia treści umowy sprzedaży energii elektrycznej.

W większości z powyższych spraw prowadzone postępowanie administracyjne uwypukliło pojawiający się problem przedsiębiorstw energetycznych, związany z trudnościami z wyegzekwowaniem należności za dostarczoną energią elektryczną. Stosownie do art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, może wstrzymać dostarczanie tej energii w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.

Możliwość wstrzymania dostaw energii elektrycznej w powyższych sprawach wynikała zatem bezpośrednio z powołanego przepisu, przy uwzględnieniu regulacji zawartych w ustawie – Kodeks cywilny oraz łączących strony umów sprzedaży energii elektrycznej. Uzasadnioną przyczyną wstrzymania dostaw przez przedsiębiorstwo energetyczne był również stwierdzony nielegalny pobór energii elektrycznej oraz stan instalacji odbiorczej, stwarzający bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia lub środowiska.

W jednej ze spraw uznano, że zastosowanie rygoru w postaci wstrzymania dostawy energii elektrycznej było przedwczesne. Okoliczności sprawy wskazywały, że powodem wstrzymania była próba zmuszenia odbiorcy do uiszczenia opłaty

z tytułu nielegalnego poboru. Na wniosek odbiorcy wydano postanowienie w trybie art. 8 ust. 2 o kontynuacji dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu, uznając że dalsze wstrzymanie dostaw energii elektrycznej jest formą retorsji za nieuregulowanie spornej należności, nie mieszczącej się w kategorii zapłaty za pobraną energię w rozumieniu art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto zobowiązano przedsiębiorstwo energetyczne do ponownego przeanalizowania stanu faktycznego i obliczenia opłaty za nielegalny pobór, zgodnie z obowiązującą taryfą dla energii elektrycznej.

5.3.5. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W okresie 1 stycznia-31 grudnia 2003 r. wpłynęło 45 skarg, w tym: 27 skarg odbiorców energii elektrycznej, 16 skarg odbiorców ciepła oraz 2 skargi odbiorców gazu.

Skargi z zakresu energii elektrycznej dotyczyły: kosztów przebudowy przyłącza, standardów jakościowych obsługi odbiorców, sposobu rozliczeń, zasadności zastosowania oraz wysokości opłaty za nielegalny pobór, sposobu przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne, zasad naliczania oraz wysokości opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, kosztów i zasadności zmian w wewnętrznych instalacjach zasilających.

Skargi z zakresu ciepła dotyczyły: rozliczeń za dostarczone ciepło, standardów jakościowych obsługi odbiorców, kosztów montażu ciepłomierzy, podziału odbiorców na grupy taryfowe, koncesji na wytwarzanie i dystrybucję, rozliczeń w budynkach wielolokalowych.

Skargi odbiorców gazu dotyczyły zwiększenia ceny gazu oraz zaliczenia do odpowiedniej grupy taryfowej.

W wyniku analizy przedmiotowych skarg w 5 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości w działalności przedsiębiorstw energetycznych, polegające na: przeprowadzeniu kontroli niezgodnie z wymogami rozporządzenia Ministra Gospodarki z 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 75 poz. 866), wyznaczeniu odbiorcy nieprawidłowego terminu do przystosowania instalacji odbiorczej do zmienionych warunków funkcjonowania sieci i nieprawidłowym obliczeniu opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej. W dwóch przypadkach nieprawidłowości zostały dobrowolnie usunięte przez przedsiębiorstwo, natomiast w trzech wydano zalecenia pokontrolne. W pozostałych nie podzielono argumentów skarżących i udzielono im wyjaśnień o obowiązującym stanie prawnym.

W wyniku napływających skarg, odbiorcom udzielano wszelkich informacji o okolicznościach faktycznych i prawnych, które mogą mieć wpływ na ustalenie ich praw i obowiązków związanych z załatwieniem danego rodzaju sprawy.

W przesyłanych do oddziału pismach pojawiały się nie tylko zagadnienia dotyczące bezpośrednio właściwości rzeczowej Prezesa URE ale również sprawy, do

których rozpatrzenia właściwym był sąd powszechny oraz inne odpowiednie instytucje. Podania te kierowane były zgodnie z właściwością na podstawie art. 66 Kpa lub zwracane odbiorcy z pouczeniem i wskazaniem organu właściwego do rozpatrzenia sprawy.

5.3.6. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2003 r. oddział przeprowadził 51 kontroli warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji. Kontrole zostały przeprowadzone w ramach rozpatrywania wniosków taryfowych. W ich wyniku stwierdzono przestrzeganie przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków koncesyjnych.

b) parametry jakościowe obsługi odbiorców

Oddział przeprowadził 4 kontrole w zakresie przestrzegania parametrów jakościowych obsługi odbiorców energii elektrycznej. W ich wyniku stwierdzono:

- nieprawidłowy (skrócony), termin narzucony odbiorcy przystosowania urządzeń do zmienionych warunków funkcjonowania sieci,
- niepowiadomienie o przerwach w dostawie energii elektrycznej,
- nieprawidłowe przyjęcie zgłoszenia o usterkach.

Działania podjęte przez oddział doprowadziły do usunięcia stwierdzonych nieprawidłowości. W pierwszej sprawie przedsiębiorstwo ustaliło prawidłowy termin zgodnie z obowiązującymi przepisami, a w pozostałych sprawach przedsiębiorstwo zobowiązało się do prowadzenia prawidłowej obsługi odbiorców w przyszłości.

c) prawidłowość stosowania taryf

W 2003 r. w 2 przedsiębiorstwach objętych kontrolą prawidłowości stosowania taryf dla energii elektrycznej stwierdzono 3 nieprawidłowości polegające na:

- nieprawidłowym naliczaniu opłat za przyłączenie,
- zawyżaniu opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej.

W jednym przypadku przedsiębiorstwo wyeliminowało nieprawidłowości po skierowaniu wystąpienia pokontrolnego, a w pozostałych przypadkach przedsiębiorstwa dobrowolnie wyeliminowały ujawnione nieprawidłowości.

Przeprowadzono 35 kontroli w zakresie poprawności stosowania taryf dla ciepła. Kontrolą objęto także stosowanie opłat za inne usługi świadczone odbiorcom przez przedsiębiorstwa energetyczne. Postępowania wyjaśniające dotyczące 8 przedsiębiorstw nie zostały zakończone.

Jednocześnie kontroli poddano realizację planów modernizacji i rozwoju w 2003 r.

d) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

Przeprowadzono 15 kontroli przestrzegania przepisów art. 54 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie spełniania wymagań kwalifikacyjnych przy eksploatacji

urządzeń, instalacji i sieci. W 7 przedsiębiorstwach stwierdzono w tym zakresie nieprawidłowości. W celu ich wyeliminowania zostały wydane zalecenia pokontrolne, które zostały wykonane przez wszystkie przedsiębiorstwa.

5.3.7. Nakładanie kar pieniężnych

W okresie sprawozdawczym wszczęto 1 postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za nieuzasadnione wstrzymanie dostaw (art. 56 ust. 1 pkt 14 ustawy). Postępowanie jest w toku.

5.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie współpracował z delegaturami UOKiK w ramach art. 23 ust. 1 pkt 7 – Prawa energetycznego, w następującym zakresie:

1. Oddział udzielał specjalistycznych opinii w zakresie energetyki oraz wszelkich informacji nt. prowadzonych przez UOKiK postępowań w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów, dotyczących działania koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych, m.in. w zakresie stosowania taryf dla energii elektrycznej i ciepłej.
2. Przesyłano do UOKiK skargi odbiorców energii, wykraczające poza uprawnienia Prezesa URE, wraz z odpowiednimi wyjaśnieniami w zakresie obowiązków przedsiębiorstw energetycznych niekoncesjonowanych wynikających bezpośrednio z ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

W 2003 r. do rzeczników konsumentów skierowano szereg pisemnych odpowiedzi na pytania dotyczące głównie prawidłowości kalkulacji cen ciepła, sporządzanych przez przedsiębiorstwa nie posiadające koncesji.

Udzielano także odpowiedzi i wyjaśnień na liczne pytania zgłoszone telefonicznie w ramach prowadzonego punktu konsultacyjnego. Rzecznicy konsumentów zostali poinformowani o działalności punktu konsultacyjnego powołanego do realizowania jednego z zasadniczych zadań Prezesa URE, a dotyczącego ochrony interesów odbiorców paliw i energii. W związku z niewielką znajomością przez odbiorców specyficznej problematyki energetycznej regulowanej ustawą – Prawo energetyczne, działalność punktu konsultacyjnego odgrywa zasadniczą rolę przy rozpatrywaniu skarg wpływających do rzeczników konsumentów.

c) współpraca z odbiorcami, samorządami lokalnymi i przedsiębiorstwami energetycznymi

W 2003 r. kontynuowano współpracę z samorządami różnych szczebli w celu wyjaśnienia problemów związanych z zatwierdzaniem taryf dla ciepła, jak również w sprawach bieżących, dotyczących indywidualnych skarg odbiorców ciepła.

Udzielono również wielu wyjaśnień indywidualnym odbiorcom ciepła oraz energii elektrycznej i gazu w zakresie zasad rozliczania cen i stawek opłat, konstrukcji taryf, fakturowania itp.

W okresie sprawozdawczym wpłynęło 6 zapytań z zakresu energii elektrycznej dotyczących: rozliczeń za zużytą energię, umów o przyłączenie, zmiany grupy taryfowej, czynszu za najem stacji trafo, kwalifikacji do określonych grup taryfowych.

Z zakresu ciepła wpłynęło 15 zapytań dotyczących: interpretacji poszczególnych przepisów z zakresu prawa energetycznego, możliwości skrócenia okresu obowiązywania taryfy, standardów obsługi odbiorców, charakteru prawnego cen i stawek opłat, rozliczeń za zużyte ciepło, stosowania cen i stawek w przypadku braku taryfy, kwestii związanych z nielegalnym poborem ciepła, kwestii związanych z koncesjonowaniem oraz możliwościami prawnymi zawierania umów sprzedaży ciepła z indywidualnymi odbiorcami w lokalach.

Informacyjna rola urzędu wyrażała się także w formułowaniu opinii i udzielaniu odpowiedzi na pytania pochodzące zarówno od odbiorców, jak i przedsiębiorstw energetycznych, oraz instytucji zajmujących się ochroną praw konsumentów.

6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi

Zasięg terytorialny Środkowozachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Łodzi obejmuje obszar województw: łódzkiego i świętokrzyskiego, na którym znajduje się 279 gmin (odpowiednio 177 i 102 gminy). Podstawowym zadaniem oddziału jest działalność regulacyjna, która jest substytutem konkurencji i dlatego ogromne znaczenie ma usytuowanie regulatora w bliskiej odległości pomiędzy podmiotem regulowanym i odbiorcą. Umożliwia to rzetelne zapoznanie się ze stanem technicznym przedsiębiorstw energetycznych i uwarunkowaniami znajdującymi się na rynkach lokalnych. Zapewnia także możliwość bezpośredniej oceny efektów regulacji i bezpośredni kontakt konsumentów z przedstawicielami regulatora, co w ostateczności wpływa na szybkie rozstrzygnięcie sporów w trybie interwencyjnym. W okresie sprawozdawczym oddziałem kierował dyrektor dr inż. Leszek Szczygieł.

6.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na terenie ww. województw działalność gospodarczą prowadzi 346 przedsiębiorstw koncesjonowanych posiadających 480 koncesji w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji paliw i energii oraz obrotu nimi.

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 Bełchatów SA o mocy zainstalowanej 4 390 MW i produkcji energii elektrycznej w 2003 r. w wysokości 28 276 428 MWh,
- Elektrownia Połaniec SA, której moc zainstalowana wynosi 1 800 MW, a wielkość produkcji energii była równa 8 307 504 MWh.

Łączna produkcja tych elektrowni wynosiła 36 583 932 MWh, co stanowiło ok. 24% produkcji energii elektrycznej w kraju.

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

- Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA (ZEL-T SA), który w 2003 r. sprzedał 4 131 314 MWh energii elektrycznej, a moc szczytowa wynosiła 691 MW,
- Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA (ZEORK SA), których sprzedaż wynosiła 3 849 725 MWh, a moc szczytowa była równa 770 MW,
- Łódzki Zakład Energetyczny SA (ŁZE SA) o sprzedaży równej 2 568 998 MWh i mocy szczytowej wynoszącej 610,2 MW.

Łączna sprzedaż w tych zakładach energetycznych wynosiła 10 550 037 MWh, co stanowiło ok. 7% sprzedaży energii elektrycznej w Polsce.

Największymi producentami ciepła są:

- Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA, o mocy osiągalnej 2 560 MW_t i produkcji wynoszącej 18 205 818 GJ, produkujący ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną,
- Elektrownia Bełchatów SA, o mocy osiągalnej 375 MW_t i produkcji 2 083 623 GJ,
- Elektrociepłownia Kielce SA, o mocy osiągalnej 273 MW_t i produkcji 1 866 424 GJ,
- Elektrownia Połaniec SA, o mocy osiągalnej 130 MW_t i produkcji 2 621 927 GJ.

Wielkość mocy cieplnej zainstalowanej w przedsiębiorstwach ciepłowniczych na terenie oddziału wynosi 6 600 MW_t, co stanowi ponad 9% mocy zainstalowanej w kraju. Zdecydowana większość przedsiębiorstw (ok. 70%) zajmowała się zarówno wytwarzaniem jak i przesyłaniem ciepła. Pod względem formy organizacyjno-prawnej dominowały spółki z o.o. (43%) oraz spółki akcyjne (38%).

Najwięksi dystrybutorzy ciepła (oprócz ZEC w Łodzi SA) to:

- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bełchatowie, które zamówiło 110 MW_t i sprzedało 1 052 242 GJ,
- Miejskie Przedsiębiorstwo Ciepłe Sp. z o.o. w Kielcach, które zamówiło 229,7 MW_t i sprzedało 1 920 631 GJ ciepła.

Przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem gazem zajmują się dwie spółki:

- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Warszawie, Oddział „Gazownia Łódzka”, która sprzedała w 2003 r. 322 698 tys. m³ gazu dla 392 698 odbiorców,

- Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie, Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach, która sprzedała w tym samym okresie 189 999 tys. m³ gazu dla 120 681 odbiorców.

6.2. Odbiorcy paliw i energii

Największymi odbiorcami energii elektrycznej na obszarze działania oddziału są odbiorcy przemysłowi, których zużycie kształtuje się na następującym poziomie: Kopalnia Węgla Brunatnego „Bełchatów” SA – 1 068 425 MWh, CELSA Huta Ostrowiec SA w Ostrowcu Świętokrzyskim – 439 859 MWh, Lafarge-Cement Polska SA Małogoszcz – 118 951 MWh.

Natomiast dominującymi odbiorcami ciepła są odbiorcy komunalni. Wielkość mocy zamówionej przez tych odbiorców przekracza 60 MW. Można tu wymienić m.in.: Pabianicką Spółdzielnię Mieszkaniową, Spółdzielnię Mieszkaniową „Teofilów” w Łodzi, Spółdzielnię Mieszkaniową „Pionier” w Kutnie.

Dominującymi odbiorcami gazu na terenie woj. łódzkiego i świętokrzyskiego są następujące zakłady: Ceramika Paradyż w Tomaszowie Mazowieckim – 11 747 327 m³, Ferroxcube Polska w Skierniewicach – 6 580 290 m³, Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Radomsku – 4 849 760 m³, Ceramika Końskie Zakład Biskwitu – 7 822 634 m³.

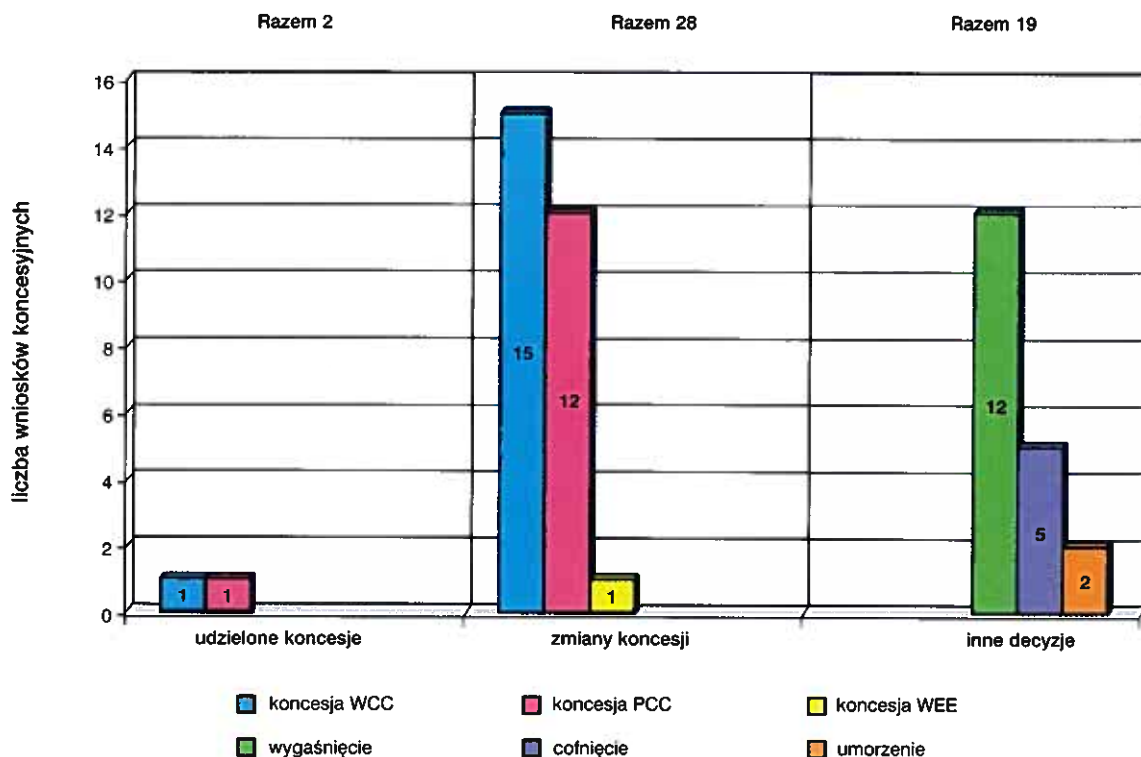
Wyżej wymienieni dostawcy i odbiorcy paliw i energii są uczestnikami lokalnego rynku energii, i niektórzy z nich mają istotny wpływ na funkcjonowanie tego rynku poprzez możliwość korzystania z uprawnień dostępu stron trzecich do sieci (TPA). Decyzje o korzystaniu z TPA, czyli uczestnictwie w rynku, podejmują odbiorcy uprawnieni, przy czym w okresie przejściowym do 1 stycznia 2006 r. obowiązuje, za wyjątkiem ciepła, harmonogram uzyskiwania prawa do korzystania z TPA w zależności od zużycia paliw i energii w latach poprzednich (Dz. U. z 2003 r. Nr 17, poz. 158). Zgodnie z tym harmonogramem, w 2003 r. 79 odbiorców energii elektrycznej było uprawnionych do skorzystania z tej zasady, z czego tylko 1 skorzystał z przysługujących mu uprawnień. Jeżeli natomiast chodzi o ciepło, to mimo tego, że od 1 stycznia 2003 r. wszyscy jego odbiorcy byli uprawnionymi do korzystania z prawa do usług przesyłowych, nikt z niego nie skorzystał ze względu na brak alternatywnego dostawcy dołączonego do sieci ciepłowniczej.

6.3. Działalność regulacyjna

6.3.1. Koncesjonowanie

Oddział zgodnie z § 2 ust. 1 pkt a rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. z 2002 r. Nr 107, poz. 942) prowadził postępowania administracyjne w zakresie udzielenia koncesji lub promesy koncesji, a także zmiany i cofnięcia koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania,

Rysunek 13. Przebieg procesu koncesjonowania w Środkowozachodnim Oddziale Terenowym z siedzibą w Łodzi w 2003 r.



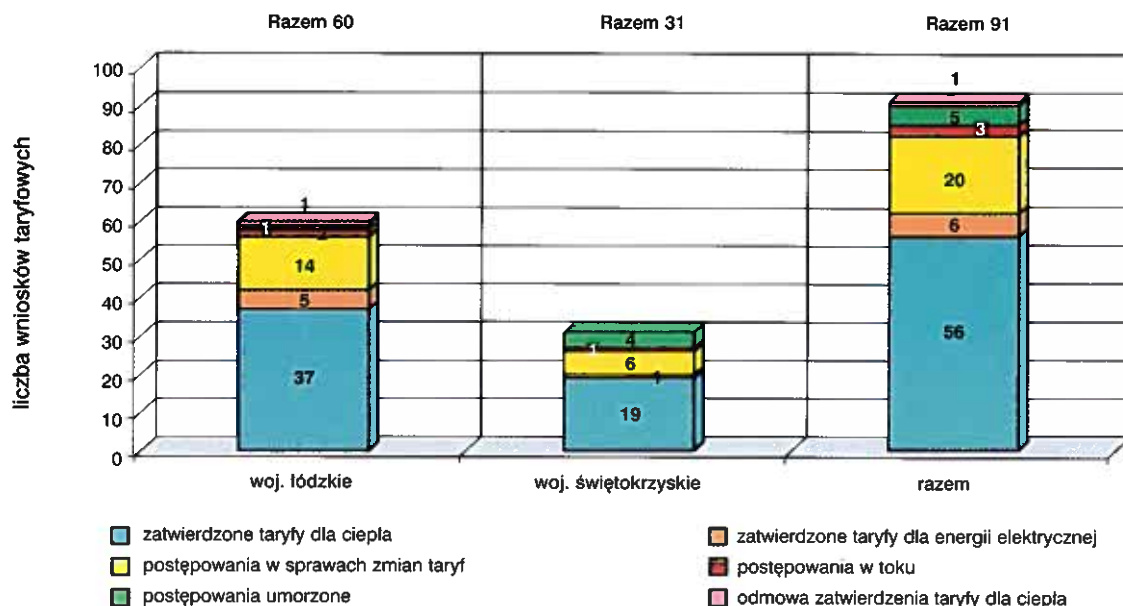
przesyłania, dystrybucji i obrotu ciepłem oraz w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem.

W okresie sprawozdawczym oddział wydał łącznie 49 decyzji w sprawach dotyczących koncesji. Przebieg procesu koncesjonowania w 2003 r. przedstawia rysunek 13.

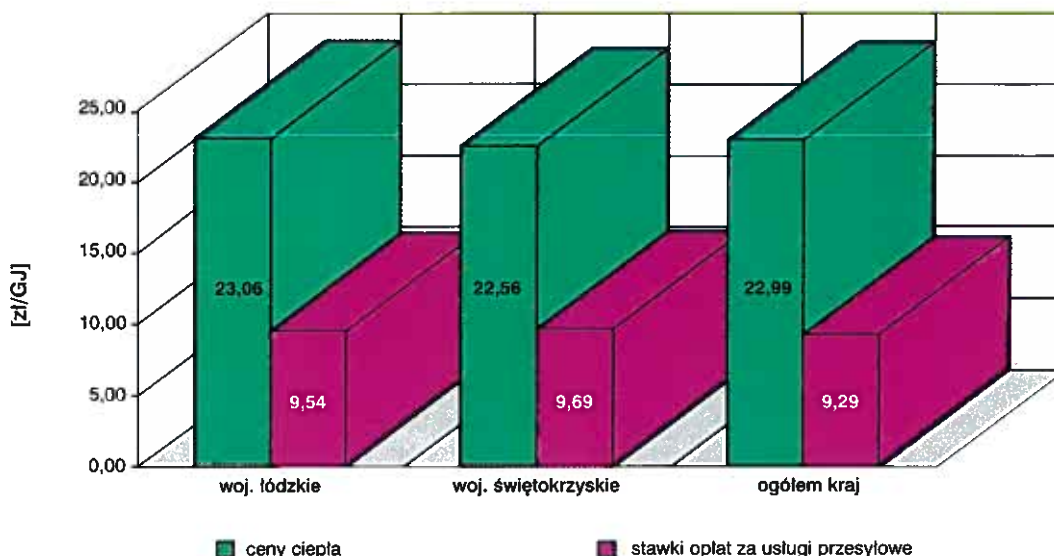
6.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Zgodnie z regulacją prawną zawartą w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji lub obrocie ciepłem ustalają taryfy, które podlegają zatwier-

Rysunek 14. Zestawienie liczbowe przebiegu zatwierdzania taryf dla ciepła i energii elektrycznej w 2003 r.



Rysunek 15. Średnioważone ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe w taryfach zatwierdzonych w 2003 r.



dzeniu przez Prezesa URE. W 2003 r. Środkowozachodni Oddział Terenowy URE rozpatrywał łącznie 91 wniosków taryfowych, z czego 65 w sprawie zatwierdzenia nowych taryf dla ciepła, 19 dotyczących korekt taryf dla ciepła, 6 wniosków w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz 1 wniosek w sprawie korekty taryfy dla energii elektrycznej. Zestawienie liczbowe zatwierdzonych taryf wg województw i w rozbiciu na poszczególne rodzaje postępowań przedstawiono na rysunku 14 (str. 98).

W 2003 r. średnia wskaźnikowa cena ciepła w zakresie wytwarzania w zatwierdzonych taryfach na terenie woj. łódzkiego wyniosła 23,06 zł/GJ i zawierała się w przedziale od 13,44 zł/GJ do 43,03 zł/GJ, zaś średnia cena wskaźnikowa ciepła w zakresie wytwarzania na terenie woj. świętokrzyskiego wyniosła 22,56 zł/GJ i zawierała się w przedziale od 12,64 zł/GJ do 43,93 zł/GJ. Natomiast średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe wynosiły w woj. łódzkim i świętokrzyskim odpowiednio 9,54 zł/GJ i 9,69 zł/GJ.

W okresie sprawozdawczym średnia cena ciepła na terenie woj. łódzkiego wzrosła o 0,13% w stosunku do ostatnio obowiązującej średniej wskaźnikowej ceny ciepła, a na terenie woj. świętokrzyskiego spadła o -0,92%. Średnioważone ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe w taryfach zatwierdzonych w 2003 r. w Środkowozachodnim Oddziale Terenowym URE oraz w kraju przedstawia rysunek 15.

W 2003 r. oddział zatwierdził taryfy 8 przedsiębiorstw na okresy wieloletnie, w tym 5 działającym na terenie woj. łódzkiego i 3 działającym na terenie woj. świętokrzyskiego. W związku z powyższym, w kolejnych latach przedsiębiorstwa te będą mogły samodzielnie dostosować zatwierdzone im taryfy do zmieniających się warunków ekonomicznych w oparciu o zatwierdzone dodatnie wartości (od 0,3% do 1%)

współczynników korekcyjnych X_r , wymuszające poprawę efektywności ich funkcjonowania. Należy podkreślić, że podstawową przyczyną małej ilości wniosków o zatwierdzenie taryf na okresy wieloletnie jest, zdaniem przedsiębiorstw, przede wszystkim niestabilność cen na rynku paliw pierwotnych.

Oddział, realizując zadania Prezesa URE polegające na regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa oraz zmierzając do minimalizacji kosztów przedsiębiorstw energetycznych, zmniejszył w toku postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf przychody tych przedsiębiorstw o 30 838,66 tys. zł, co oznacza, że kwota ta, wystarczająca do zakupu ciepła na roczne zaspokojenie potrzeb grzewczych mieszkańców dużego miasta powiatowego (np. Pabianic, bądź Piotrkowa Trybunalskiego), pozostanie u odbiorców.

Stosunkowo niewielkie wzrosty cen i stawek opłat w taryfach zatwierdzonych w 2003 r. są m.in. efektem bardzo dokładnej weryfikacji kosztów w przedsiębiorstwach energetycznych, dokonywanej przez pracowników oddziału, na etapie rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf i niskiej inflacji. Jednocześnie dostępność różnych rodzajów paliwa, a przede wszystkim stałe zwiększanie dostępności gazu ziemnego powoduje, że przedsiębiorstwa energetyczne nie chcąc tracić odbiorców ciepła, jako maksymalną wartość akceptowaną przez odbiorców, przyjęły cenę ciepła wytwarzanego na gazie ziemnym. Spowodowane to było także wzrostem ilości firm proponujących wybudowanie małych, nowoczesnych, indywidualnych kotłowni gazowych po promocyjnych cenach, niekiedy łącznie z budową odcinków sieci ciepłowniczej wraz z przyłączem. Szczególnie dało się to zaobserwować w Skierniewicach oraz w Zduńskiej Woli, gdzie gaz staje się paliwem alternatywnym w stosunku do węgla.

6.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2003 r. w oddziale rozpatrzono 7 wniosków dotyczących taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem, a więc dla której stosuje się obowiązek zakupu. W sześciu przypadkach zatwierdzono nowe taryfy, w jednym przedłużono okres ważności taryfy zatwierdzonej w 2002 r. Jedna z taryf dotyczyła przedsiębiorstwa (Energetyka Boruta Sp. z o.o.) prowadzącego również działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną, a więc zawierała także stawki opłat za świadczenie usługi przesyłowej. Ceny i stawki opłat ustalone w tej taryfie zostały zatwierdzone na poziomie niższym od stawek obowiązujących w dwóch sąsiednich spółkach dystrybucyjnych, co stworzyło zachętę dla podmiotów zlokalizowanych w zasięgu sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa energetycznego do przyłączania się do jego sieci.

W przedsiębiorstwach, dla których taryfa została zatwierdzona w 2003 r. sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło wynosiła od 70% do 88,20%, a więc była dość zróżnicowana. Średnioważona cena sprzedaży energii elektrycznej obliczona na podstawie zatwierdzonych cen i planowanych wielkości sprzedaży wynosi 136,60 zł/MWh.

6.3.4. Rozstrzygnięcie spraw spornych

Środkowozachodni Oddział Terenowy URE rozpatrywał razem 140 spraw, w tym 73 z zakresu energii

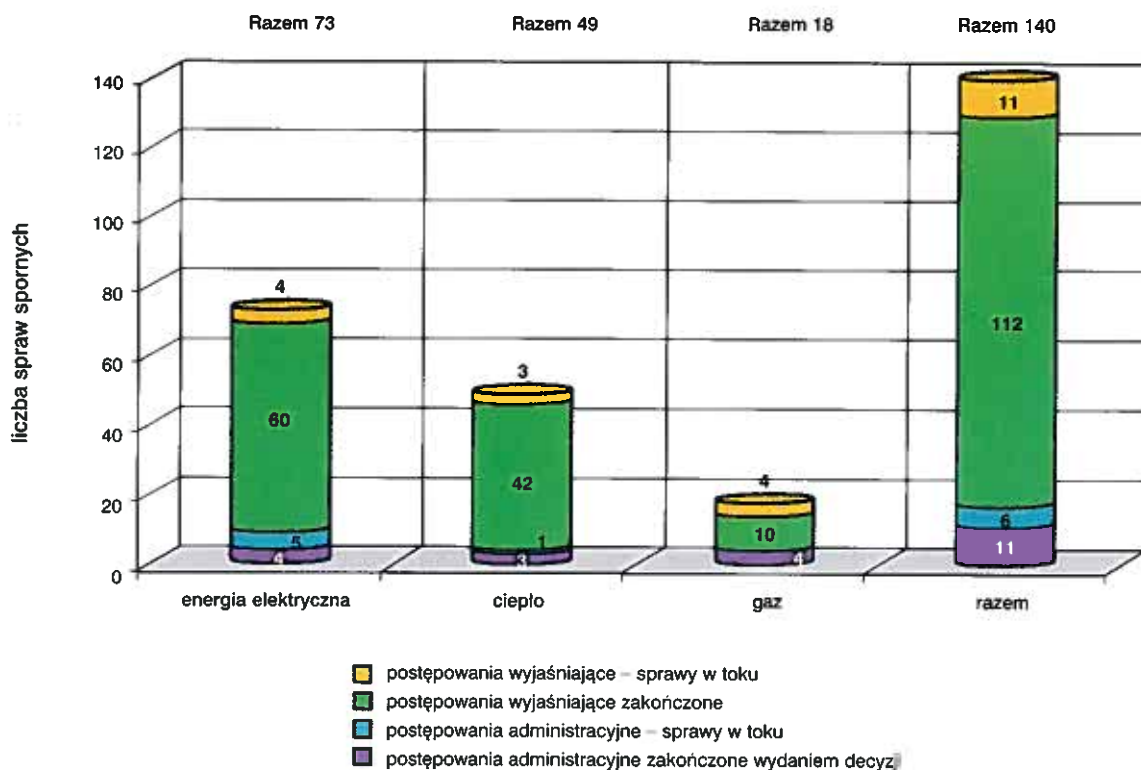
elektrycznej, 49 – ciepła i 18 – gazu. Spośród ogólnej liczby spraw, 11 postępowań zakończono wydaniem decyzji administracyjnej (4 decyzje dotyczyły energii elektrycznej, 3 – ciepła i 4 – gazu). W toku pozostało 6 postępowań administracyjnych. Pozostałe 123 sprawy, które stanowią 88% ich ogólnej liczby, rozpatrzono w ramach postępowań wyjaśniających (w tym 11 spraw znajduje się w toku).

Wydano także 5 decyzji umarzających prowadzone postępowania administracyjne, jako bezprzedmiotowe.

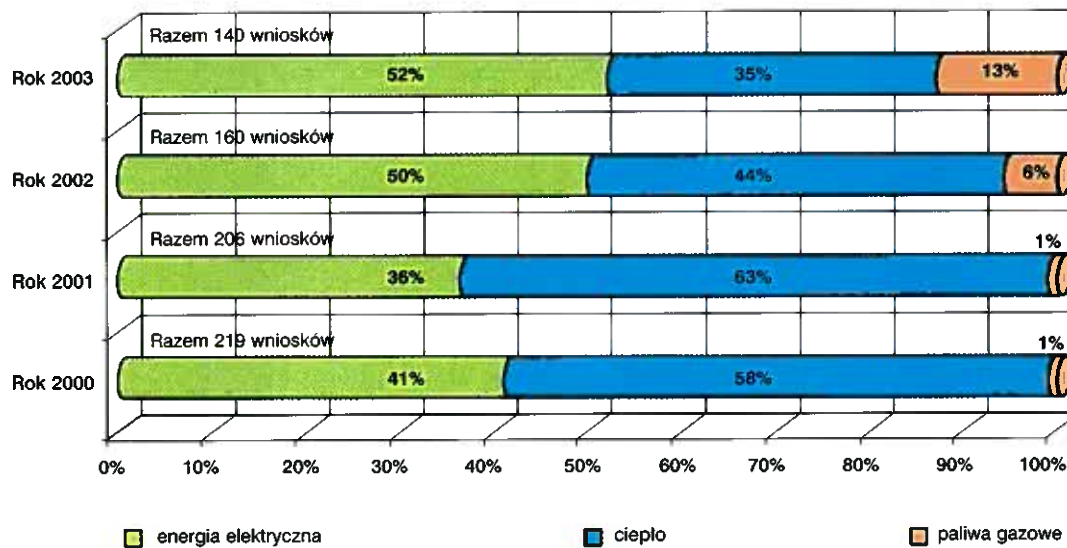
W ramach spornych postępowań administracyjnych, wydano w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne 3 postanowienia, w tym: 2 postanowienia o odmowie uwzględnienia wniosku o określenie warunków podjęcia bądź kontynuowania dostaw paliw i energii oraz 1 postanowienie nakazujące podjęcie i kontynuowanie dostawy energii elektrycznej do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

Skargi i wnioski wykraczające poza zakres wyznaczony treścią art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, były przedmiotem postępowań wyjaśniających. Najczęściej dotyczyły one: nielegalnego pobierania paliw i energii, wysokości opłat naliczanych z tytułu nielegalnego ich pobierania, zasadności wykonywania zaleceń pokontrolnych, standardów jakościowych obsługi odbiorców, stosunków własnościowych oraz warunków przyłączenia do sieci energetycznych, jak również rozliczeń za paliwa i energię dostarczane odbiorcom indywidualnym. W wielu przypadkach podejmowano natychmiastowe interwencje, tak, by w trybie pilnym

Rysunek 16. Struktura rozpatrywania sporów, skarg i wniosków w 2003 r.



Rysunek 17. Udział nośników energetycznych w strukturze rozpatrywania sporów w 2003 r.



wyeliminować rzeczywiste i potencjalne nieprawidłowości. Szczegółową strukturę rozpatrywania skarg i wniosków oraz sposoby ich załatwienia przedstawiono na rysunkach 16 i 17. Analiza tej struktury wskazuje, że w ostatnich czterech latach nastąpił znaczny spadek ilości spraw spornych. Przy czym można stwierdzić wyraźny spadek procentowy spraw dotyczących ciepła, co świadczyć może o skuteczności regulacji w tej dziedzinie. Jednocześnie w zakresie energii elektrycznej daje się zauważyć niewielki wzrost procentowy spraw spornych dotyczących przede wszystkim taryf i przyłączy. Natomiast daje się także zaobserwować wyraźny wzrost procentowy sporów odnoszący się do paliw gazowych, co wynikać może ze zwiększenia przez przedsiębiorstwa gazownicze kontroli w zakresie nielegalnego poboru gazu, szczególnie dla celów grzewczych.

6.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Pracownicy oddziału, podczas rozpatrywania napływających wniosków w sprawach o zatwierdzenie taryf dla ciepła i energii elektrycznej, przeprowadzali jednocześnie kontrolę zgodności warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne z udzielonymi im koncesjami.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 62 kontrole w zakresie przestrzegania warunków prowadzenia działalności zgodnie z udzielonymi koncesjami. Z ogólnej liczby 62 kontroli – 56 przeprowadzono w toku rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła oraz 6 w zakresie taryf dla energii elektrycznej. W toku rozpatrywania wniosków taryfowych nie stwierdzono prowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności gospodarczej niezgodnie z udzielonymi koncesjami.

b) parametry jakościowe dostaw i obsługi odbiorców

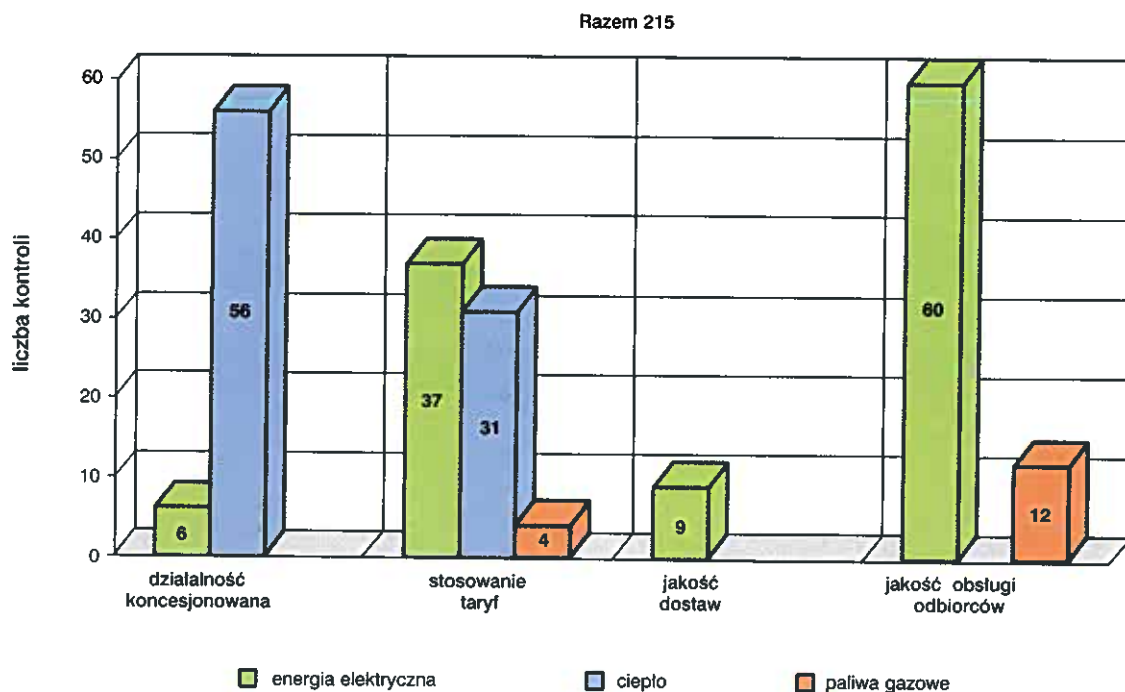
W okresie sprawozdawczym oddział przeprowadził 81 kontroli w zakresie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców, w tym 9 dotyczyło parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej, a 72 – jakości obsługi odbiorców (w tym 12 dotyczyło paliw gazowych, 60 – energii elektrycznej). Kontrole w zakresie standardów jakościowych przeprowadzone zostały na skutek skarg odbiorców energii elektrycznej i dotyczyły częstych przerw w zasilaniu w energię elektryczną, migotania światła, uszkodzeń sprzętu gospodarstwa domowego i komputerów na skutek przepięć w sieci elektroenergetycznej, wstrzymania dostaw energii elektrycznej i niewłaściwego ustalenia wielkości zabezpieczeń przedlicznikowych. W toku przeprowadzonych kontroli ustalono, że przerwy w dostawie energii elektrycznej spowodowane były wyłączeniami awaryjnymi w pracy sieci, bądź były skutkiem planowanych wyłączeń energii elektrycznej w związku z pracami eksploatacyjnymi i nie przekraczały dopuszczalnych limitów czasowych, określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznej, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. z 2000 r. Nr 85, poz. 957).

c) prawidłowość stosowania taryf

Oddział przeprowadzał kontrole prawidłowości stosowania taryf dla energii elektrycznej, ciepła i gazu podczas rozpatrywania skarg odbiorców.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 72 kontrole w zakresie prawidłowości stosowania taryf,

Rysunek 18. Kontrolowanie działalności koncesjonowanej oraz stosowania taryf i standardów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców



z czego: 4 kontrole dotyczyły taryf dla paliw gazowych, 31 – taryf dla ciepła i 37 – taryf dla energii elektrycznej.

Kontrole przeprowadzone zostały na skutek skarg złożonych przez odbiorców i miały na celu ustalenie prawidłowości rozliczeń za energię elektryczną między odbiorcą i przedsiębiorstwem energetycznym, ustalenie prawidłowości stosowania cen i stawek opłat, w tym opłat za przyłączenie do sieci, opłat z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz obciążenia innymi dodatkowymi opłatami. W wyniku przeprowadzonych kontroli w jednym przypadku stwierdzono nieprawidłowość polegającą na zawyżonym obciążeniu odbiorcy opłatą za nielegalny pobór gazu. W toku czynności kontrolnych dostawca gazu zweryfikował swoje stanowisko i obniżył obciążenie odbiorcy poprzez wystawienie noty uznaniowej.

Na rysunku 18 przedstawiono w sposób graficzny działalność kontrolną oddziału w zakresie kontroli stosowania taryf oraz jakości dostaw i obsługi odbiorców.

d) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

Kontrolą kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych objęto 8 przedsiębiorstw energetycznych podległych właściwości rzeczowej oddziału. W 6 przedsiębiorstwach zakończono kontrole. Wszystkie osoby zatrudnione przy dozorcze i eksploatacji urządzeń energetycznych posiadały wymagane świadectwa kwalifikacyjne. Kontrolowane jednostki posiadały prawidłowo wykonany i na bieżąco aktualizowany wykaz

stanowisk, na których wymagane jest posiadanie świadectw kwalifikacyjnych. Pozostałe dwie kontrole będą kontynuowane w przyszłym roku kalendarzowym.

6.3.6. Nakładanie kar pieniężnych

W okresie sprawozdawczym prowadzono trzy postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za niedopełnienie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku wynikającego z koncesji, polegającego na niezłożeniu w odpowiednim terminie corocznego sprawozdania z realizacji warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej za poprzedni rok. W wyniku tych postępowań nałożono na przedsiębiorstwa energetyczne kary pieniężne w łącznej wysokości 1 500 zł. Na ustalenie wysokości kary miał wpływ stopień szkodliwości czynu, dotychczasowe zachowanie podmiotów oraz fakt, iż przedsiębiorstwa energetyczne niezwłocznie po otrzymaniu zawiadomienia o wszczęciu postępowania, na podstawie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, złożyły wymagane sprawozdania, wywiązując się tym samym z obowiązku określonego w koncesjach.

6.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Wykonanie ustawowego obowiązku współpracy z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych, odbywało się nie tylko przy okazji prowadzonych postę-

powań wyjaśniających oraz administracyjnych, ale miała również miejsce współpraca oddziału z Departamentem Przemysłu i Infrastruktury Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie.

Ponadto pracownicy oddziału w swojej pracy korzystali z doświadczeń Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, zawartych w „Raporcie z przeprowadzonej kontroli wzorców umownych stosowanych przez zakłady energetyczne”. Wspomniany raport wykorzystano w prowadzonych spornych postępowaniach administracyjnych, oceniając zapisy stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne umów sprzedaży energii elektrycznej, pod kątem niedozwolonych postanowień umownych. Zwrócono głównie uwagę na abuzywne zapisy umowne, rozszerzające katalog przesłanek wstrzymania dostarczania energii elektrycznej.

b) współpraca z samorządami lokalnymi

W okresie sprawozdawczym oddział w ramach współpracy z organami zarządzającymi miast i gmin w zakresie planowania zaopatrzenia miast i gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe odbył 6 spotkań z władzami samorządowymi w tym zakresie. Zarządom gmin podczas spotkań przedstawiano korzyści wynikające z posiadania założeń do planu zaopatrzenia w paliwa i energię takie, jak: obniżenie kosztów energii, poprawę stanu środowiska czy rozbudowę sieci energetycznych. W trakcie spotkań omawiano tematykę dotyczącą wprowadzenia i akceptacji przez odbiorców zatwierdzonych taryf dla ciepła przez Prezesa URE, zwracano uwagę na problemy pojawiające się po wyzbyciu się przez władze gminne mienia komunalnego przedsiębiorstw energetycznych. W celu upowszechnienia tych zagadnień, w Biuletynach Informacyjnych Regionalnej Izby Obrachunkowej w Kielcach i w Łodzi oraz na ich stronach internetowych, opublikowano artykuł w tej sprawie.

7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu

Południowo-Zachodni Oddział Terenowy we Wrocławiu prowadzi działalność regulacyjną na terenie województw: dolnośląskiego i opolskiego, podzielonych administracyjnie odpowiednio na 169 i 71 gmin.

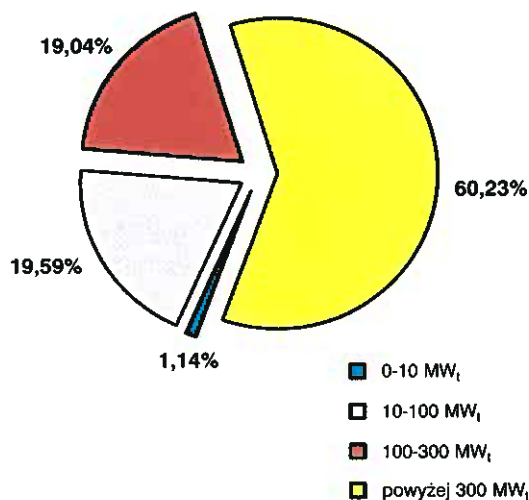
Zatrudnienie w oddziale w 2003 r. nie zmieniło się i wynosiło 15 osób. W ramach podnoszenia kwalifikacji pracownicy oddziału uczestniczyli w różnego typu konferencjach, sympozjach, seminariach i warsztatach organizowanych przez Urząd Regulacji Energetyki, Krajową Szkołę Administracji Publicznej, stowarzyszenia naukowo-techniczne i przedsiębiorstwa energetyczne. Głównym nurtem tych spotkań była integracja Polski z Unią Europejską, a zwłaszcza przystosowanie sektora energetycznego po akcesji.

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

7.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na koniec 2003 r. w 77 przedsiębiorstwach ciepłowniczych moc cieplna zainstalowana wynosiła 6 754,7 MW_t, z tego w woj. dolnośląskim – 4 676,2 MW_t, a w woj. opolskim – 2 078,5 MW_t. W porównaniu do 2002 r. zainstalowana moc cieplna w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych obniżyła się o 77,55 MW_t (1,13%). Przyczyną tego stanu było dostosowywanie majątku produkcyjnego przedsiębiorstw ciepłowniczych do potrzeb odbiorców ciepła. Na obniżenie mocy zainstalowanej wpłynęły także wygaśnięcia i cofnięcia koncesji. Sektor jest zróżnicowany, gdyż ponad 60% zainstalowanej mocy w przedsiębiorstwach koncesjonowanych przypada na 8 największych wytwórców ciepła o mocy powyżej 300 MW_t, natomiast w 17 przedsiębiorstwach moc zainstalowana w każdym z nich nie przekracza 10 MW_t, co stanowi 1,14% mocy ogółem.

Rysunek 19. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2003 r. wg mocy zainstalowanej w woj. dolnośląskim i opolskim



Również w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła występują podobne proporcje.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze działają głównie jako spółki z o.o. (41) i spółki akcyjne (25), ale także, zakłady budżetowe i przedsiębiorstwa państwowe.

Ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną wytwarzane jest w 15 przedsiębiorstwach koncesjonowanych.

Ciepło produkowane w skojarzeniu pochodzi głównie z elektrociepłowni węglowych, jedynie w 3 przedsiębiorstwach jest ono produkowane na bazie paliw gazowych.

Największym producentem ciepła w skojarzeniu oraz dominującym producentem ciepła na terenie działania oddziału jest Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA o rocznej sprzedaży ciepła ok. 9,75 mln GJ i energii elektrycznej ok. 1,16 mln MWh.

Na terenie działania oddziału ciepło wytwarzane jest również w odnawialnym źródle energii wykorzystującym w procesie przetwarzania energię z biomasy. W Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Lubań Sp. z o.o. zainstalowane są trzy kotły na słomę, w dwóch kotłowniach o łącznej mocy zainstalowanej 8 MW_e, co stanowi ok. 25% mocy ogółem zainstalowanej w PEC Lubań. W 2003 r. kotłownie na słomę wyprodukowały ok. 54 300 GJ ciepła, co stanowi 32% ogólnej produkcji (zakładany wskaźnik docelowy 40%). Koszt wytworzenia 1 GJ w kotłowniach na słomę w 2003 r. wyniósł 23,12 zł i był o około 20% niższy niż w latach poprzednich.

Dominującymi producentami energii elektrycznej na terenie działania oddziału są: Elektrownia „Opole” SA i Elektrownia „Turów” SA.

W zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej wiodącą rolę odgrywają spółki dystrybucyjne – 4 spółki w woj. dolnośląskim i 1 spółka w woj. opolskim. Sprzedaż energii elektrycznej przez te spółki dla odbiorców końcowych w 2003 r. wyniosła ok. 8 460 GWh w woj. dolnośląskim i ok. 2 350 GWh w woj. opolskim.

Spółki dystrybucyjne zakupiły w 2003 r. 53 882 MWh energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Produkcja energii we własnych odnawialnych źródłach wyniosła 147 069 MWh. Ze źródeł energii pracujących w skojarzeniu spółki dystrybucyjne zakupiły 1 114 995 MWh energii elektrycznej, co stanowi 10,3% całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedanej w 2003 r.

Przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem paliwami gazowymi zajmują się dwie spółki: Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu (woj. dolnośląskie) oraz Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze (woj. opolskie). Największym producentem i użytkownikiem gazu koksowniczego są Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o. Głównym zewnętrznym odbiorcą tego gazu jest Elektrownia Blachownia SA. W 2003 r. sprzedaż gazu przez ZK „Zdzieszowice” wyniosła ok. 420 mln m³.

7.2. Odbiorcy i dostawcy paliw i energii

Odbiorcami ciepła na obszarze województw dolnośląskiego i opolskiego są głównie spółdzielnie

i wspólnoty mieszkaniowe oraz przedsiębiorstwa przemysłowe.

Największymi dostawcami ciepła (powyżej 500 tys. GJ/rok) do zasobów mieszkaniowych spółdzielni, wspólnot oraz obiektów użyteczności publicznej są: MPEC Wrocław SA, Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA, WPEC w Legnicy SA, MPEC „Termal” SA w Lubinie, PEC Sp. z o.o. w Jeleniej Górze, FORTUM DZT SA w Wałbrzychu, PEC SA w Wałbrzychu, HARPEN POLSKA Sp. z o.o. we Wrocławiu, MZEC Sp. z o.o. w Kędzierzynie-Koźlu oraz MZEC Sp. z o.o. w Świdnicy.

Największymi dostawcami ciepła (powyżej 500 tys. GJ/rok) do przedsiębiorstw przemysłowych są: „Energetyka” Sp. z o.o. w Lubinie i PE „Energetyka-Rokita” Sp. z o.o. Brzeg Dolny.

Prawo do korzystania z zasady TPA przez odbiorców ciepła w praktyce nie jest stosowane. Kilku odbiorców na terenie woj. opolskiego i dolnośląskiego, kupuje wprawdzie ciepło bezpośrednio u wytwórcy mając odrębne umowy na usługi przesyłowe, ale jest to efekt układu technicznego i własnościowego sieci ciepłowniczych, a nie świadomego stosowania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych.

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego są nadal: Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” – ok. 377 mln m³/rok – gaz ziemny wysokometanowy i KGHM Polska Miedź SA – ok. 131 mln m³/rok – gaz ziemny zaazotowany.

Największymi odbiorcami energii elektrycznej są: KGHM Polska Miedź SA, Zakłady Chemiczne Rokita SA, Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” SA, PKP Energetyka Sp. z o.o. z ZE Wrocław, MPK Sp. z o.o. Wrocław.

Prawo do korzystania z usług przesyłowych energii elektrycznej, począwszy od 2003 r., uzyskało 53 odbiorców. Z prawa tego skorzystało 5 odbiorców: 3 odbiorców z woj. dolnośląskiego oraz 2 odbiorców z woj. opolskiego.

7.3. Działalność regulacyjna

7.3.1. Koncesjonowanie

W 2003 r. kontynuowany był w oddziale proces koncesjonowania działalności gospodarczej przedsiębiorstw w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią. W obrębie właściwości terytorialnej oddziału zostały dotychczas udzielone łącznie 503 koncesje dla 373 przedsiębiorstw energetycznych, z których część prowadzi działalność także poza woj. dolnośląskim i opolskim. Oddział w kwietniu 2003 r. przejął w części sprawy udzielania koncesji na magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję i obrót paliwami gazowymi.

Ogółem w 2003 r. do oddziału wpłynęły 92 wnioski w sprawach koncesyjnych od 65 przedsiębiorstw energetycznych. Wydano 5 postanowień oraz 80 decyzji kończących postępowania koncesyjne, w tym 13 decyzji w zakresie spraw wszczętych w 2002 r.

Znacząca ilość wniosków dotyczyła cofnięć i wygaśnięcia koncesji z powodu zaprzestania działalności

Tabela 11. Ilość koncesjonariuszy w latach 2002 i 2003 posiadających siedzibę na terenie działalności oddziału

Województwo	Zakres działalności koncesyjnej							
	ciepło		energia elektryczna		paliwa ciekłe		paliwa gazowe	
	2002 r.	2003 r.	2002 r.	2003 r.	2002 r.	2003 r.	2002 r.	2003 r.
Dolnośląskie	61	53	31	26	180	179	7	6
Opolskie	25	24	11	11	63	68	6	6
Razem	86	77	42	37	243	247	13	12

koncesjonowanej na skutek utraty odbiorców lub przejścia działalności przez inne przedsiębiorstwa. Wnioski o dokonanie zmian w koncesjach wynikały z konieczności dostosowania zapisów w koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego koncesjonariusza, zmian przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności ciepłowniczej w wyniku przejścia lub przekazania, wyłączenia lub modernizacji eksploatowanych i nowych źródeł ciepła, albo sieci ciepłowniczych oraz ze zmiany terminu realizacji warunków koncesyjnych.

7.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Podstawowa działalność regulacyjna oddziału w 2003 r. związana była z rozpatrywaniem wniosków w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła oraz ciepła i energii elektrycznej wytwarzanych w skojarzeniu.

W 2003 r. w oddziale zatwierdzono 52 taryfy dla ciepła, z czego 37 dla przedsiębiorstw mających siedzibę w woj. dolnośląskim i 15 w woj. opolskim.

Na 37 przedsiębiorstw w dolnośląskim, którym zatwierdzono taryfy, 32 to przedsiębiorstwa prowadzące działalność ciepłowniczą związaną z wytwarzaniem lub wytwarzaniem oraz przesyłaniem i dystrybucją ciepła, natomiast 5 przedsiębiorstw prowadzi działalność związaną z przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepła.

W opolskim na 15 przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy, w jednym przypadku taryfa dotyczyła tylko przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem.

Nie występują przypadki przedsiębiorstw ciepłowniczych zajmujących się tylko obrotem ciepła.

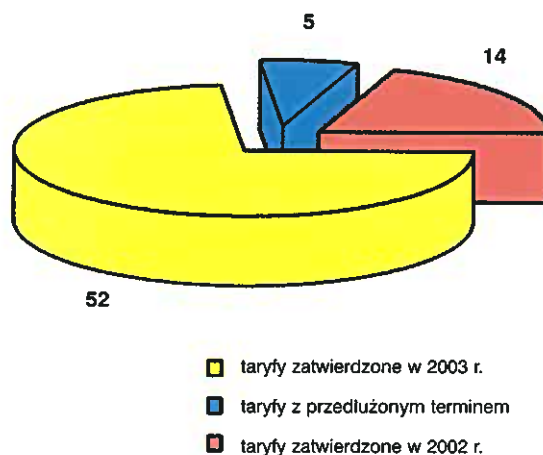
Liczbę taryf stosowanych w 2003 r. w powiązaniu z ilością sprzedanego ciepła przedstawia tabela 12.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze w 2003 r. funkcjonowały w zróżnicowanych warunkach. Odnotowano w tych przedsiębiorstwach m.in. zmiany wielkości sprzedaży ciepła, zmiany paliwa, zmiany własnościowe. Zmiany te znalazły odzwierciedlenie w poziomie zatwierdzanych

Tabela 12. Taryfy zatwierdzone w latach 2002-2003 (stan na 31.12.2003 r.)

Ilość taryf/rok zatwierdzenia	Ciepło sprzedane (GJ)	Udział %
52 taryfy zatwierdzone w 2003 r.	24 126 794	85,2
5 taryf z przedłużonym terminem	444 871	1,5
14 taryf zatwierdzonych w 2002 r.	3 759 028	13,3
Razem: 71 taryf	28 330 697	100,0

Rysunek 20. Taryfy zatwierdzone w latach 2002-2003 (stan na 31.12.2003 r.)



cen i stawek opłat. Były też przypadki rozpoczęcia działalności ciepłowniczej lub jej zaprzestania.

Przedsiębiorstwa, których taryfy zatwierdzono w 2003 r., miały w 18 przypadkach poprzednio zatwierdzone taryfy w 2002 r., a w pozostałych przypadkach w 2001 r. lub jeszcze wcześniej. Z 52 taryf zatwierdzonych w 2003 r., w 49 przypadkach termin ich obowiązywania nie przekracza 2 lat.

W zakresie ilości sprzedawanego ciepła odnotowano zarówno wzrosty jak i spadki sprzedaży ciepła. W woj. dolnośląskim największy wzrost sprzedaży ciepła w odniesieniu do poprzedniej taryfy (2001 r.) odnotowały HARPEN POLSKA Sp. z o.o. we Wrocławiu (144%) oraz ZPB „Bielbaw” SA w Bielawie (78,5%). Wzrost sprzedaży ciepła w przypadku HARPEN POLSKA wynika z rozszerzenia działalności, poprzez przejmowanie nowych źródeł ciepła, zlokalizowanych głównie poza obszarem woj. dolnośląskiego i opolskiego.

Ogółem wzrost sprzedaży ciepła odnotowało 10 przedsiębiorstw w woj. dolnośląskiego, w tym oprócz wyżej wymienionych Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej w Żmigrodzie (15%), Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław (9%) i Zakład Energetyki Ciepłej w Górze (9,1%).

Spadek sprzedaży ciepła w przedsiębiorstwach woj. dolnośląskiego, których taryfy zatwierdzono w 2003 r., odnotowano w 18 przypadkach. Najwyższe tzn. ponad 20% spadki sprzedaży dotyczyły: Dolnośląskich Zakładów Usługowo-Produkcyjnych DOZAMEL Sp. z o.o. we Wrocławiu (50,7%), Przedsiębiorstwa Usług Techniczno-Socjalnych w Jelczu-Laskowicach (40,8%), Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Kamiennej Górze (25,6%) i Ciepłowni Złoty Stok TERMEX Sp. z o.o. w Złotym Stoku (20,1%).

W woj. opolskim na 14 zatwierdzonych taryf dla ciepła, największy wzrost sprzedaży ciepła wystąpił w przedsiębiorstwach: Kombinat Rolny Kietrz (13,2%), Zakład Gospodarki Komunalnej ZAW-KOM Sp. z o.o. w Zawadzkiem (10,2%) i ECO SA w Opolu (10,8%). Największy spadek sprzedaży ciepła odnotował Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Kędzierzynie-Koźlu (34,8%).

Spadek sprzedaży ciepła oznacza najczęściej wzrost kosztów stałych (przynajmniej w krótkim okresie), a tym samym wzrost cen lub stawek opłat. Jeżeli w strukturze odbiorców ciepła są odbiorcy przemysłowi o znaczącym udziale w sprzedaży ciepła, to w przypadku utraty takiego odbiorcy oznacza to na ogół zakończenie działalności koncesjonowanej lub wystąpienie trudności finansowych w przedsiębiorstwie.

Obserwowano także zmianę w strukturze paliwa podstawowego zużywanego do produkcji ciepła. W wielu przypadkach, przedsiębiorstwa chcąc uchronić się przed wzrostem cen, zwłaszcza w odniesieniu do oleju, przeprowadziły po 2001 r. modernizacje, pozwalające spalać gaz w źródłach opartych na oleju.

Paliwo gazowe jest też wprowadzane w źródłach dotychczas opartych na paliwie stałym, często po

zmianie właściciela tych źródeł. Warto zauważyć, że najczęściej w wyniku przeprowadzonej modernizacji źródeł, związanej ze zmianą paliwa, następuje dynamiczny wzrost kosztów eksploatacji tych źródeł ze względu na wysokie koszty finansowe, koszty amortyzacji i koszty paliw.

Głównym problemem procesu taryfowania jest uznanie przez Prezesa URE zaplanowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne kosztów działalności koncesjonowanej za koszty uzasadnione.

W taryfach dla ciepła zatwierdzonych w 2003 r., za nieuzasadnione uznano koszty w wysokości ok. 25 mln zł, co stanowi ok. 3% ogółu kosztów. Redukcja dotyczyła głównie kosztów: paliwa, strat ciepła, restrukturyzacji przedsiębiorstwa, kosztów ogólnych.

W trzech przypadkach weryfikacja kosztów przedstawionych we wnioskach taryfowych skutkowała ich obniżeniem o 29,4%, 23% i 17,2%. W pozostałych rozpatrywanych wnioskach obniżki kosztów planowanych wynosiły od 0,5% do 10,5%.

Na zróżnicowanie poziomu kosztów funkcjonowania przedsiębiorstw, a tym samym poziom zatwierdzonych cen, jak i dynamikę ich wzrostu, wpływ mają odmienne warunki funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz rodzaj wykorzystywanego paliwa.

Najmniejszą jednostkową cenę ciepła w wysokości 16,82 zł/GJ zatwierdzono w taryfie ZA „Kędzierzyn” SA, a najwyższą cenę w wysokości 71,50 zł/GJ zatwierdzono w PEC Sp. z o.o. we Wrocławiu.

W zatwierdzonych taryfach dla ciepła najwyższe wzrosty opłat dotyczyły: Cukrowni „Głogów” SA – wzrost o 31,24% (z 17,22 zł/GJ na 22,60 zł/GJ); KGHM Polska Miedź SA w Lubinie – wzrost o 10,05% (z 16,72 zł/GJ na 18,40 zł/GJ); PW DZT Building w Świebodzicach – wzrost o 14,56% (z 44,8 zł/GJ na 50,84 zł/GJ).

Najniższe ceny ciepła są w źródłach, w których paliwem podstawowym jest mielony węgiel kamienny. Średnie ceny ciepła wytwarzanego w tych źródłach wynosiły 22,88 zł/GJ w woj. dolnośląskim (20 źródeł) oraz 23,69 zł/GJ w woj. opolskim (11 źródeł).

Najwyższe średnie ceny ciepła w poszczególnych województwach dotyczyły źródeł opartych na koksie i oleju opalowym i wyniosły: w woj. opolskim – 41,61 zł/GJ (koks) i 57,06 zł/GJ (olej opalowy), w woj. dolnośląskim – 40,36 zł/GJ (koks) i 50,69 zł/GJ (olej). Natomiast średnie ceny ciepła ze źródeł gazowych wyniosły 42,50 zł/GJ w woj. dolnośląskim oraz 39,02 zł/GJ w woj. opolskim. Jedynie w źródle opalanym gazem koksowniczym (ZK „Zdzieszowice”) cena ciepła była znacznie niższa i wyniosła 20,15 zł/GJ.

Zakończono 36 postępowań administracyjnych w sprawie zmian taryf dla ciepła, które dotyczyły głównie terminu ich obowiązywania.

W 2003 r. w oddziale zatwierdzono 5 pierwszych taryf dla ciepła tj. 9,6% ogółu zatwierdzonych. Wielkość sprzedaży ciepła tych przedsiębiorstw wynosi ok. 0,1 PJ i stanowi ok. 0,5% sprzedaży ciepła w woj. dolnośląskim i opolskim. Większość tych przedsiębiorstw (3) uzyskała

koncesję w 2002 r., a wnioski taryfowe złożyły po uprzednim wezwaniu. Zmiana cen i stawek opłat w tych taryfach zawiera się w przedziale od +8,76% do -17,21%, przy czym ceny wytwarzania w tych przedsiębiorstwach kształtują się od 21 zł/GJ do 62,68 zł/GJ. Duża rozpiętość w zatwierdzonych cenach wynika ze zróżnicowanych warunków funkcjonowania tych przedsiębiorstw i struktury ponoszonych przez te przedsiębiorstwa kosztów działalności ciepłowniczej.

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawach taryf oddział prowadził także monitorowanie zgodności działalności przedsiębiorstw energetycznych z zakresem posiadanych koncesji.

Monitorowanie wykazało, że ok. 10% złożonych wniosków taryfowych było niezgodnych z zakresem posiadanych koncesji. Rozbieżności zostały w trakcie postępowań administracyjnych skorygowane.

Do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów skierowano dwa odwołania od decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy dla ciepła przedsiębiorstwu MPEC Wrocław SA. Prezes URE odmówił zatwierdzenia taryfy dla ciepła z uwagi na zaplanowany przez przedsiębiorstwo nieuzasadniony poziom kosztów.

Struktura własnościowa przedsiębiorstw ciepłowniczych a taryfy

W procesie postępowań administracyjnych w sprawach taryf obserwuje się ciągłe zmiany struktury własnościowej przedsiębiorstw energetycznych. Najczęstszą formą własności są spółki akcyjne i spółki z o.o. z kapitałem prywatno-gminnym lub prywatno-państwowym. W strukturze tych przedsiębiorstw największy udział w sprzedaży ciepła mają spółki akcyjne – 73,7% oraz spółki z o.o. – 25,2%. Około 1% udziału w sprzedaży ciepła ma indywidualna własność prywatna, przedsiębiorstwa państwowe i zakłady budżetowe.

Trudno jest w warunkach ciągłych przekształceń jednoznacznie ocenić wpływ rodzaju własności na poziom przedstawianych do zatwierdzenia cen i stawek opłat.

Wnioskowany średni wzrost opłat wszystkich przedsiębiorstw, którym zatwierdzono w 2003 r. taryfy dla ciepła wyniósł 5,95%, a zaakceptowany przez Prezesa URE wzrost wyniósł 3,03%. Spółki akcyjne z kapitałem państwowym, prywatnym i zagranicznym wnioskowały średnio o wzrost opłat w wysokości 6,50%, a uzyskały 3,57%, spółki z o.o. wnioskowały o 3,51%, a otrzymały 1,47%, natomiast przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w formie zakładu budżetowego wnioskowały o 6,80%, a uzyskały 4,34%.

Poziom cen i wnioskowane ich wzrosty przedstawiane do zatwierdzenia zależą głównie, w opinii oddziału, od zakresu prowadzonych inwestycji modernizacyjnych, kosztów paliwa oraz wzrostu obciążeń podatkowych przedsiębiorstw energetycznych.

7.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2003 r. w oddziale zatwierdzono 5 taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem (3 dla

przedsiębiorstw z woj. dolnośląskiego i 2 z woj. opolskiego). Ustalone i zatwierdzone ceny energii elektrycznej dla poszczególnych przedsiębiorstw wynoszą w:

- Zespole Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA – 170,86 zł/MWh, wzrost ceny w stosunku do ostatnio stosowanej o 1,47%,
- Energetyce Ciepłej Opolszczyzny SA – 171,70 zł/MWh, wzrost o 5%,
- Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Jeleniej Górze – 164,95 zł/MWh, wzrost o 1%,
- Zakładach Koksowniczych „Zdzieszowice” Sp. z o.o. – 147,95 zł/MWh, wzrost o 2,4%,
- FORTUM DZT SA w Wałbrzychu – 207,03 zł/MWh, zachowano cenę na dotychczasowym poziomie.

7.3.4. Zatwierdzanie taryf dla gazu

W kwietniu 2003 r. oddział przejął częściowo sprawy dotyczące zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych. W okresie sprawozdawczym rozpatrzono trzy wnioski taryfowe. W ZK „Zdzieszowice” średnie wskaźnikowe ceny gazu koksowniczego dla odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych uległy zmianie w zakresie od -1,66% do +5,35%. Średnia cena gazu w zatwierdzonej taryfie w stosunku do cen ostatnio stosowanych Zakładu Energetyki-Błachownia wzrosła o 3,9%, a w DZU-P DOZAMEL cenę gazu obniżono o ok. 22%.

7.3.5. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2003 r. oddział prowadził 9 postępowań administracyjnych w sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego.

Problematyka spraw spornych rozstrzyganych przez oddział w 2003 r. nie różniła się zasadniczo od spraw przekazanych do rozstrzygnięcia Prezesowi URE w latach poprzednich. Źródłem największej ilości sporów były kwestie dotyczące przyłączenia do sieci elektroenergetycznych i gazowych. Jedna sprawa dotyczyła nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej.

W jednym przypadku spór dotyczący dostaw paliwa gazowego rozstrzygnięto na korzyść przedsiębiorstwa energetycznego stwierdzając, że nie ciąży na nim obowiązek zawarcia umowy sprzedaży tego paliwa.

Podmiotami wnioskującymi o rozstrzygnięcie sporu w trybie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego były w 3 przypadkach osoby fizyczne i w 6 – przedsiębiorcy.

7.3.6. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W 2003 r. wpłynęło do Południowo-Zachodniego Oddziału Terenowego 90 skarg i 32 wnioski. Z analizy skarg załatwianych w 2003 r. wynika, że znaczna ich ilość wpłynęła bezpośrednio od zainteresowanych. Były jednak przypadki przekazania skarg oddziałowi do załatwienia przez inne organy np. Klub Federacji Konsumentów oraz Rzeczników Konsumentów.

Problematyka poruszana w skargach i wnioskach, dotyczyła w szczególności zaopatrzenia w energię elek-

tryczną (63 skargi i wnioski) oraz w ciepło (52 skargi i wnioski), a tylko w niewielkim stopniu zaopatrzenia w gaz (7 skarg i wniosków).

W przypadku skarg z zakresu energii elektrycznej ich treść zdominowana została problematyką przyłączeń do sieci elektroenergetycznych, szczególnie dotyczących wysokości opłat za nie i uciążliwych warunków umów o przyłączenie. Inną dość charakterystyczną grupą skarg w tym zakresie były skargi dotyczące opóźnień w realizacji przyłączenia do sieci elektroenergetycznych. Skargi związane z zaopatrzeniem w energię elektryczną dotyczyły głównie rozliczeń za dostarczaną energię, zwiększenia mocy przyłączeniowej, zmiany postanowień umowy sprzedaży energii elektrycznej czy kar umownych za naruszenie jej postanowień.

W przypadku zaopatrzenia w ciepło najczęstszym powodem skarg były wątpliwości co do stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne taryf dla ciepła i zawartych w nich cen i stawek opłat oraz sprawy rozliczeń finansowych za dostarczane ciepło. Poruszano również sprawy realizacji umów sprzedaży ciepła oraz sposobu wprowadzania taryf dla ciepła.

W przypadku skarg dotyczących paliw gazowych powtarzała się problematyka dotycząca odmowy przyłączenia do sieci i treści umów sprzedaży gazu.

Przyczyną wielu skarg dotyczących przyłączeń do sieci elektroenergetycznych i gazowych oraz skarg na zbyt wysokie opłaty za przyłączenie, była niedostateczna wiedza odnośnie wpływu, jaki na koszty przyłączenia ma uchwalenie bądź nie uchwalenie przez gminę założeń do planów zaopatrzenia w energię elektryczną i paliwa gazowe. Często też przedsiębiorstwa, które powstały z wydzielonego majątku ciepłowniczego gminy (były zakłady budżetowe i komunalne) podejmują decyzje o modernizacji lub budowie nowych źródeł ciepła, bez wystarczającej analizy skutków tych inwestycji. Znikomy na ogół udział kapitału własnego w tych inwestycjach powoduje znaczny wpływ kosztów finansowych od kapitału obcego na wysoki poziom cen i stawek opłat za ciepło. W konsekwencji wysokie ceny ciepła tych przedsiębiorstw są źródłem skarg.

Nieterminowa realizacja umów o przyłączenie skutkowałą przedkładaniem wielu skarg, których przyczyny w większości przypadków zostały wyjaśnione. Skarżący często nie zwracali uwagi na zapisy umowy uzależniające dotrzymanie terminu jej realizacji od zachowań innych organów, instytucji czy osób prywatnych mających wpływ na realizację przedmiotu umowy.

7.3.7. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2003 r. przeprowadzono 9 kontroli warunków prowadzenia działalności koncesjonowanych, w wyniku których w przedsiębiorstwach stwierdzono nieprawidłowości polegające m.in. na niezgodności ilości źródeł ciepła związanych z prowadzeniem działalności konce-

sjonowanej z zapisami w koncesji (8), niezgodności stosowanych rodzajów paliw w źródłach ciepła z aktualnymi zapisami w koncesji (1).

Podjęte przez oddział działania miały na celu ustalenie przyczyn tych nieprawidłowości i sposobu ich usunięcia.

b) prawidłowość stosowania taryf

W okresie sprawozdawczym, w ramach rozpatrywanych skarg i wniosków na ceny i stawki opłat, dokonano kontroli prawidłowości stosowania taryf. W wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono stosowanie przez jedno przedsiębiorstwo taryfy dla ciepła bez przedstawienia jej do zatwierdzenia Prezesowi URE. W sprawie tej wszczęto postępowanie administracyjne o nałożenie kary pieniężnej.

c) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

Oddział przeprowadził 5 kontroli posiadania odpowiednich kwalifikacji przez osoby, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne.

W wyniku przeprowadzonych działań kontrolnych, w 2 przypadkach stwierdzono niezgodności zakresu posiadanych przez pracowników świadectw kwalifikacyjnych z wymaganiami aktualnego wykazu stanowisk pracy. Podjęte przez oddział działania miały na celu wyjaśnienie i usunięcie tych nieprawidłowości.

7.3.8. Nakładanie kar pieniężnych

Wydano jedną decyzję, na podstawie której wymierzono karę pieniężną w wysokości 10 000 zł, za stosowanie cen i stawek opłat za ciepło bez ich uprzedniego zatwierdzenia przez Prezesa URE. Kara została uiszczona.

7.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z samorządami lokalnymi i rzecznikami konsumentów

W procesie rozpatrywania wniosków koncesyjnych kierowane są pytania do lokalnych samorządów o wyrażenie opinii na temat zasadności planowanych modernizacji źródeł ciepła oraz możliwości wykorzystania rezerw zainstalowanej mocy.

Ponadto w oddziale nadal działa Zespół konsultacyjny do spraw konsumenckich w zakresie prawa energetycznego oraz Zespół do spraw konsultowania zagadnień związanych z planowaniem energetycznym w gminach. Ww. zespoły udzielały wyjaśnień i porad telefonicznych zarówno odbiorcom indywidualnym poszczególnych nośników energii w zakresie rozliczeń, jak również przedsiębiorstwom energetycznym w sprawach dotyczących modernizacji i rozwoju.

b) kontakty bezpośrednie z klientami

Pracownicy oddziału odbyli 53 spotkania z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych w sprawach

związanych z zatwierdzaniem taryf i udzielaniem koncesji oraz 4 spotkania z klientami oddziału, których celem była potrzeba wyjaśnienia prawidłowości rozliczania opłat za pobrane ciepło oraz opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Dla kształtowania taryf istotne znaczenie ma prowadzenie rozmów wyjaśniających z przedsiębiorstwami, które o te taryfy występują. Rozmowy takie to średnio 2-3 spotkania stron, pozwalające lepiej rozpoznać zarówno problemy przedsiębiorstw, jak i na ogół obniżyć koszty z uwzględnieniem ochrony odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen.

Z kolei skargi i wnioski klientów dostarczają oddziałowi informacji o działalności przedsiębiorstw energetycznych podlegających regulacji (np. o terminowości realizacji umów o przyłączenie do sieci) umożliwiając późniejsze ich wykorzystywanie w procesie taryfowania, natomiast udzielane przez oddział odpowiedzi skarżącym powodowały upowszechnianie znajomości zasad stosowania taryf przedsiębiorstw energetycznych oraz przepisów prawa energetycznego, wśród odbiorców energii i paliw, co pewnością skutkuje zmniejszeniem skarg kierowanych do Prezesa URE.

8. Południowy Oddział Terenowy Urzędu Regulacji Energetyki z siedzibą w Katowicach

Południowy Oddział Terenowy URE z siedzibą w Katowicach swoim zasięgiem terytorialnym obejmuje obszar województwa śląskiego.

Według stanu na 31 grudnia 2003 r. w Południowym Oddziale Terenowym URE zatrudnionych było 17 pracowników, wszyscy z wykształceniem wyższym.

Funkcję dyrektora oddziału od 17 listopada 2000 r. pełni Dorota Koziol.

8.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na koniec 2003 r. na terenie woj. śląskiego działało 633 koncesjonariuszy, którym udzielono łącznie 850 koncesji. Strukturę koncesjonowanych przedsiębiorstw branży energetycznej na obszarze województwa przedstawiono w tabeli 13.

W 2003 r., w stosunku do 2002 r., nastąpił spadek ilości przedsiębiorstw posiadających koncesje związane

z zaopatrzeniem w ciepło (wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem). Liczba przedsiębiorstw sektora ciepłowniczego spadła o 9 – ze 125 do 116, co było efektem cofnięć koncesji na wniosek dotychczasowych koncesjonariuszy, którzy zaprzestali prowadzenia działalności (dotyczyło to głównie energetyki przemysłowej).

W porównaniu ze stanem z poprzedniego roku, w sektorze elektroenergetycznym w 2003 r. nie zaszły istotne zmiany zarówno w zakresie liczby przedsiębiorstw działających na terenie woj. śląskiego jak i przedmiotu ich działania oraz udziałów w rynku energii. W stosunku do stanu z 2002 r. liczba koncesjonariuszy zmalała jedynie o 3 przedsiębiorstwa. W sektorze gazowniczym natomiast zwiększyła się o 1 przedsiębiorstwo, liczba podmiotów koncesjonowanych w sektorze paliw ciekłych wzrosła z kolei o 55.

Dostarczaniem ciepła do odbiorców finalnych zajmują się głównie przedsiębiorstwa przesyłowe. Przedmiotem ich działalności jest przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem wytworzonym we własnych lub obcych źródłach ciepła. Ich struktura w 2003 r. nie uległa zmianie w stosunku do 2002 r.

Na terenie obszaru pozostającego we właściwości miejscowej oddziału, działają 4 spółki dystrybucyjne energii elektrycznej: Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA, Będziński Zakład Elektroenergetyczny SA, Beskidzka Energetyka SA oraz Zakład Energetyczny Częstochowa SA.

Działalność związana z zaopatrzeniem odbiorców w gaz ziemny prowadzona była w 2003 r. przez spółkę dystrybucyjną sektora gazowniczego wydzieloną ze struktur PGNiG SA – Górnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze. Pozostałe przedsiębiorstwa zajmujące się działalnością gazowniczą dostarczają gaz ziemny wyłącznie odbiorcom przemysłowym.

8.2. Odbiorcy paliw i energii

Trwający nieprzerwanie od kilku lat proces restrukturyzacji przemysłu sprawia, że wzrasta znaczenie odbiorców komunalnych w strukturze sprzedaży przez przedsiębiorstwa energetyczne paliw i energii. Znaczne zmiany, jakie w ciągu minionych lat dokonały się na Śląsku, przyczyniły się do obniżenia sprzedaży zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła oraz gazu. Tym niemniej jednak w dalszym ciągu największymi odbiorcami,

Tabela 13. Struktura koncesjonowanych przedsiębiorstw

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy	Liczba koncesji
Ciepłownictwo	116	238
Elektroenergetyka	84	146
Gazownictwo	18	33
Paliwa ciekłe	415	433
Razem	633	850

zwłaszcza energii elektrycznej i paliw gazowych, pozostają kopalnie i huty.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze zasadniczo zaspokajają potrzeby socjalno-bytowe odbiorców, w tym spółdzielni, wspólnot mieszkaniowych, zarządów budynków komunalnych i odbiorców indywidualnych. Odbiorcy przemysłowi stanowią obecnie już niewielki udział w zużyciu ciepła – funkcjonują oni obecnie głównie w obrębie dużych zakładów przemysłowych, zużywając jednak ciepło nie dla celów technologicznych, ale przede wszystkim dla celów grzewczych.

Działająca na terenie woj. śląskiego, wspomniana wyżej, Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., jako jedna z dwóch dużych krajowych spółek dystrybucyjnych sektora gazowniczego, dostarcza paliwo siecią przesyłową zarówno przedsiębiorstwom przemysłu ciężkiego jak i najliczniejszej grupie – indywidualnym odbiorcom komunalnym.

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2003 r. odbiorcami największej ilości energii elektrycznej na Śląsku pozostawali, tak jak w przypadku paliw gazowych, odbiorcy przemysłowi. Najliczniejszymi są także odbiorcy komunalni. W dalszym ciągu na terenie woj. śląskiego występują odbiorcy (w tym również i komunalni) zaopatrywani w energię elektryczną przez często upadające zakłady przemysłowe, które przed laty dostarczały energię do zakładowych budynków mieszkalnych. Proces przyłączania tych odbiorców do sieci elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych nierzadko napotyka na trudności, głównie wynikające z problemów finansowych tychże odbiorców.

8.3. Działalność regulacyjna

8.3.1. Koncesjonowanie

Wszystkie postępowania prowadzone w 2003 r. wszczęte były na wniosek przedsiębiorców. Poniżej zamieszczono statystykę zakończonych w 2003 r. postępowań koncesyjnych.

W 2003 r. na wniosek strony wydano 87 decyzji zmieniających koncesje. Zmiany udzielonych koncesji dokonywane były przede wszystkim w związku:

- z rozszerzeniem lub zawężeniem przedmiotu działalności gospodarczej objętej koncesją (co było spowodowane przejściem lub przekazaniem, a także wyłączeniem lub modernizacją źródeł ciepła bądź sieci ciepłowniczych),
- ze zmianą nazwy, formy prawnej przedsiębiorcy,
- ze zmianą warunków prowadzenia działalności objętej koncesją,
- ze zmianą określonych w koncesji danych dotyczących eksploatowanego majątku (np. parametrów pracy źródła, sieci ciepłowniczych, rodzaju paliwa).

W związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności gospodarczej, na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, cofnięte zostały na wniosek 13 przedsiębiorstw energetycznych 22 koncesje. Uzasadnieniem decyzji cofających koncesje było zaprzestanie prowadzenia działalności koncesjonowanej.

Dodatkowo w 2003 r., dla jednego przedsiębiorstwa wydano 3 decyzje o umorzeniu, na jego wniosek, postępowania administracyjnego w sprawie wydania promesy koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem, ze względu na prowadzenie już przez to

Tabela 14. Statystyka postępowań koncesyjnych w 2003 r.

Decyzje udzielające koncesję, z czego:	11
<i>Decyzje dot. koncesji na wytwarzanie ciepła</i>	4
<i>Decyzje dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła</i>	3
<i>Decyzje dot. koncesji na obrót ciepłem</i>	3
<i>Decyzja dot. koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem</i>	1
Decyzje zmieniające koncesję, z czego:	87
<i>Decyzje dot. koncesji na wytwarzanie ciepła</i>	36
<i>Decyzje dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła</i>	32
<i>Decyzje dot. koncesji na obrót ciepłem</i>	6
<i>Decyzje dot. koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem</i>	7
<i>Decyzja dot. koncesji na wytwarzanie paliwa gazowego</i>	1
<i>Decyzja dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliwa gazowego</i>	1
<i>Decyzja dot. koncesji na obrót paliwami gazowymi</i>	1
<i>Decyzja dot. koncesji na obrót paliwami ciekłymi</i>	1
<i>Decyzja dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej</i>	1
<i>Decyzja dot. koncesji na obrót energią elektryczną</i>	1
Decyzje cofające koncesję, z czego:	22
<i>Decyzje dot. koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem</i>	21
<i>Decyzja dot. koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła</i>	1
Decyzje umarzające postępowanie administracyjne w sprawie udzielenia promesy i cofnięcia koncesji na obrót ciepłem	4
OGÓŁEM	124

przedsiębiorstwo działalności gospodarczej i posiadanie koncesji w tym zakresie. Wydano także 1 decyzję umarzającą postępowanie w sprawie cofnięcia koncesji na obrót ciepłem.

Ponadto jedno z przedsiębiorstw energetycznych zostało włączone w struktury innego koncesjonowanego przedsiębiorstwa, co spowodowało wygaśnięcie jego koncesji z dniem wykreślenia tego przedsiębiorstwa z właściwego rejestru.

8.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Do 31 grudnia 2003 r., spośród 116 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, których siedziba znajduje się na terenie woj. śląskiego, 111 przedsiębiorstw tj. 95,7%, posiadało zatwierdzoną taryfę dla ciepła (w 2002 r. było to 88%). Polepszenie sytuacji w tym zakresie jest wynikiem bezpośrednich interwencji oddziału, ukierunkowanych na ochronę interesów odbiorców ciepła, tak aby ponoszone przez nich opłaty wynikały z cen i stawek opłat poddanych kontroli regulatora.

W 2003 r. w oddziale zostało wydanych 70 decyzji zatwierdzających taryfę dla ciepła, z czego – 10 przedsiębiorstwom zatwierdzono taryfę po raz pierwszy, 17 – po raz drugi, 20 – po raz trzeci, 18 – po raz czwarty oraz 5 – po raz piąty.

W 2003 r. kontynuowano zatwierdzanie taryf na okres równy lub dłuższy niż 24 miesiące. W 2003 r. zatwierdzono 18 takich taryf. Termin stosowania tych taryf ustalono do: 2005 r. (10 taryf), 2006 r. (6) i 2008 r. (2).

Decyzje o zatwierdzeniu taryf na okres dłuższy niż 24 miesiące dotyczyły przedsiębiorstw energetycznych o różnym zaangażowaniu w działalność koncesjonowaną (były to: 3 zawodowe przedsiębiorstwa ciepłownicze, 5 hut i 10 innych przedsiębiorstw przemysłowych).

Przychody ogółem przedsiębiorstw poddanych regulacji w 2003 r., planowane w pierwszym roku stosowania taryfy, to kwota 873,2 mln zł. 30,8% z tej kwoty to przychody z przesyłania i dystrybucji ciepła. W trakcie postępowań taryfowych prowadzonych przez oddział, na skutek dokonanej analizy planowanych przez przedsiębiorstwa kosztów uzasadnionych, przyjęte do kalkulacji cen i stawek opłat koszty zostały zmniejszone o ponad 40 mln zł w stosunku do kosztów założonych początkowo. O tyle też zmniejszyły się opłaty, które musieliby ponosić odbiorcy ciepła, gdyby taryfy przedsiębiorstw energetycznych nie były poddane ocenie oddziału.

W 2003 r. ceny i stawki opłat w zatwierdzonych taryfach spadły średnio o 0,1%²⁾ w stosunku do cen i stawek opłat ostatnio stosowanych przez przedsiębiorstwa ustalające te taryfy. Na 70 przedsiębiorstw, którym w 2003 r. zatwierdzono taryfy, wzrost średnich cen i stawek opłat

zanotowały 34 przedsiębiorstwa (48,6%), w przypadku 27 przedsiębiorstw (38,6%) nastąpił spadek a 6 przedsiębiorstw nie zmieniło średnich cen i stawek opłat (wszystkie dane odnoszą się do przychodów z działalności koncesjonowanej). W przypadku 3 pozostałych przedsiębiorstw pierwszy rok stosowania taryfy miał być jednocześnie pierwszym rokiem prowadzenia przez nie zupełnie nowej działalności koncesjonowanej (brak kontynuacji działalności).

Średnia wskaźnikowa cena ciepła dla pierwszego roku stosowania taryfy dla przedsiębiorstw objętych regulacją prowadzoną przez oddział w 2003 r. wyniosła 21,92 zł/GJ, natomiast średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe – 8,59 zł/GJ. W okresie sprawozdawczym średnia wskaźnikowa cena wytwarzanego ciepła zmniejszyła się o 0,1% (z poziomu 21,94 zł/GJ) w stosunku do średniej wskaźnikowej ceny w roku ubiegłym, natomiast średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe spadła o 0,3%. Zróżnicowanie średnich wskaźnikowych cen i stawek opłat kształtowało się w granicach od 8,36 zł/GJ do 45,47 zł/GJ dla sfery wytwarzania ciepła oraz od 0,18 zł/GJ do 13,47 zł/GJ dla przesyłania i dystrybucji ciepła.

Rok 2003 był kolejnym, w którym następowała eliminacja subsydiowania skrośnego w zatwierdzonych taryfach dla ciepła. Ten mechanizm wpływający na ceny poszczególnych grup taryfowych w ramach jednego przedsiębiorstwa energetycznego z roku na rok traci na znaczeniu i dotyczy niemal wyłącznie sfery przesyłania i dystrybucji ciepła (z uwagi na różnorodność grup taryfowych). Wśród przedsiębiorstw z terenu województwa tylko w jednym, w ramach zbiorowości dużych przedsiębiorstw świadczących usługi w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła, skala subsydiowania skrośnego jest znacząca. Przedsiębiorstwo to w toku postępowania taryfowego zobowiązało się do zaprzestania subsydiowania w perspektywie trzech kolejnych taryf dla ciepła.

W okresie sprawozdawczym prowadzono 31 postępowań administracyjnych w sprawie zmiany taryfy dla ciepła. W 22 przypadkach wydano decyzje zatwierdzające zmiany taryfy (w 16 przypadkach zmiany dotyczyły terminu obowiązywania, w 4 – związane były ze zmianą koncesji przedsiębiorstwa, natomiast w 2 – z utworzeniem nowej grupy odbiorców). W 9 przypadkach postępowanie o zatwierdzenie zmiany taryfy dla ciepła zakończyło się decyzją odmawiającą. Zasadniczą przyczyną był fakt, iż nie zostały spełnione przesłanki art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego.

W 2003 r. wydano 10 decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy dla ciepła. Jedno przedsiębiorstwo energetyczne odwołało się od decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Dziewięć przedsiębiorstw energetycznych, którym wydano decyzje odmawiające zatwierdzenia taryfy, przedstawiły następnie taryfy opracowane zgodnie z obowiązującymi przepisami (zostały one w efekcie zatwierdzone), a jedno po złożeniu odwołania od

2) Po sprowadzeniu do porównywalności poprzez pominięcie w pierwszym roku stosowania taryfy danych dotyczących trzech przedsiębiorstw rozpoczynających dopiero prowadzenie działalności koncesjonowanej.

decyzji, ponownie przedłożyło wnioszek (decyzję zatwierdzającą taryfę wydano w 2004 r.).

W 2003 r. w stosunku do 12 przedsiębiorstw energetycznych, które posiadając koncesje nie złożyły wniosków o zatwierdzenie pierwszej taryfy dla ciepła, wszczęto postępowania wyjaśniające. W wyniku tych postępowań, do końca 2003 r.: 4 przedsiębiorstwa energetyczne wystąpiły z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy i otrzymały decyzje zatwierdzające taryfy, a 3 przedsiębiorstwom na ich wniosek cofnięto koncesje. Pięć przedsiębiorstw energetycznych nie posiadało na koniec 2003 r. zatwierdzonej pierwszej taryfy dla ciepła, w tym 2 przedsiębiorstwa w grudniu 2003 r. złożyły wnioski o zatwierdzenie taryfy (postępowania w toku), 1 przedsiębiorstwu wydano postanowienie zawieszające postępowanie o zatwierdzenie taryfy, w stosunku do 1 przedsiębiorstwa trwa dalsze postępowanie wyjaśniające, mające na celu potwierdzenie faktu zaprzestania działalności koncesjonowanej, a 1 przedsiębiorstwo energetyczne jest w trakcie likwidacji.

8.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

Rok 2003 był czwartym z kolei, w którym oddział prowadził postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła bądź też ich zmiany. W 2003 r. wydano 3 decyzje zatwierdzające taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, uznając tym samym tę energię jako objętą obowiązkiem zakupu przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej. Średnia zatwierdzona cena energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w 2003 r. wyniosła 129,13 zł/MWh i wzrosła w stosunku do ceny ostatnio stosowanej o 1,1%, przy wzroście średniej ceny energii elektrycznej C_k (wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych) o 8%. Zatwierdzono także jedną taryfę dla energii elektrycznej wytwarzanej, co prawda, w niepełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ale sprzedawanej odbiorcom końcowym za pośrednictwem sieci elektroenergetycznych wytwórcy. Wydano jedną decyzję odmawiającą zatwierdzenia taryfy, po ponownym złożeniu wniosku taryfę zatwierdzono.

Dodatkowo w 2003 r. w oddziale rozpatrywano 2 wnioski dotyczące taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstw energetycznych, dla których zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych leży w kompetencjach oddziału (Huta Batory SA w upadłości oraz Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o.). Z tego, w 2003 r. wydano jedną decyzję zatwierdzającą taryfę dla energii elektrycznej – obejmuje ona przesyłanie i dystrybucję oraz obrót energią elektryczną. Odbiorcami wymienionych dwóch przedsiębiorstw są przede wszystkim odbiorcy przemysłowi, a ceny energii elektrycznej nie odbiegają znacząco od cen z taryfy spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej działającej na tym samym

terenie. Jedno z przedsiębiorstw zostało wydzielone z huty dla przejęcia obsługi energetycznej zakładu i dostaw energii elektrycznej innym odbiorcom.

Ponadto w 2003 r. rozpatrzono pozytywnie 5 wniosków przedsiębiorstw energetycznych o wydłużenie terminu obowiązywania taryfy dla energii elektrycznej.

8.3.4. Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W 2003 r. w oddziale rozpatrywano po raz pierwszy wnioski dotyczące taryf dla paliw gazowych. W tymże roku rozpatrzono pozytywnie 2 wnioski o zatwierdzenie taryfy dla paliw gazowych: Huty Pokój SA oraz Bumaru-Łabędy SA. Odbiorcami gazu są inne przedsiębiorstwa przemysłowe, ceny nie odbiegają znacznie (w jednym przypadku są średnio niższe, w drugim – wyższe) od cen lokalnej spółki dystrybucyjnej gazu ziemnego.

8.3.5. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2003 r. prowadzono 41 postępowań administracyjnych w sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Wydano 146 decyzji dotyczących ciepła, 24 – energii elektrycznej, 1 – paliw gazowych. Natomiast 9 spraw nie zakończono w okresie sprawozdawczym. W toku postępowań, na wniosek strony, wydano 4 postanowienia nakazujące przedsiębiorstwu energetycznemu podjęcie i kontynuowanie dostaw energii elektrycznej.

W omawianym okresie 6 postępowań administracyjnych było zawieszonych, z czego 3 zawieszono w 2003 r.

Największa grupa zakończonych postępowań administracyjnych dotyczyła odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej (11 decyzji) i nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej (8 decyzji).

W odniesieniu do spraw spornych rozstrzyganych przez Prezesa URE, na uwagę zasługują spory dotyczące odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, gdzie istotą była kwestia pokrycia kosztów zakupu i zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej.

W ramach działań regulacyjnych rynku ciepłowniczego, elektroenergetycznego oraz gazowniczego rozpatrzono 52 skargi na działalność przedsiębiorstw energetycznych, z czego 6 skarg dotyczących ciepła, 45 – energii elektrycznej i 1 – gazu.

Tematyka skarg była zróżnicowana. Często powtarzającymi się tematami skarg były zagadnienia wysokości cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przez przedsiębiorstwa energetyczne. W odpowiedziach na te skargi wyjaśniano mechanizmy kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła i energii elektrycznej.

Odbiorcy energii elektrycznej w swych skargach poruszali również kwestię niedotrzymywania standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Należy odnotować, że w okresie sprawozdawczym do oddziału wpłynęło znacznie mniej skarg, których rozstrzygnięcie nie leży w kompetencjach Prezesa URE. Powyższe jest następstwem starań i zaangażowania

pracowników oddziału, którzy odpowiadając na pytania dotyczące wszelkich zagadnień regulowanych przez ustawę – Prawo energetyczne informowali jednocześnie o granicach kompetencji Prezesa URE.

Niemniej jednak na uwagę zasługuje kilka kategorii takich skarg, do których w szczególności należy zaliczyć skargi w zakresie:

- wykonywania postanowień zawartej umowy,
- wzajemnych rozliczeń pomiędzy dostawcami i odbiorcami za dostarczoną energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło,
- własności urządzeń energetycznych,
- działalności spółdzielni mieszkaniowych lub administratorów budynków dotyczącej rozliczeń za dostarczane ciepło do lokali w budynkach wielolokalowych.

Do oddziału wpływały także pisma przesyłane do wiadomości urzędu. W wielu przypadkach, mimo braku wyraźnego żądania podjęcia działań przez wnioskodawcę, oddział zwracał się do przedsiębiorstwa energetycznego o wyjaśnienie zaistniałej sytuacji.

8.3.6. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W okresie sprawozdawczym oddział w ramach prowadzonych postępowań administracyjnych przeprowadził kontrole realizacji warunków nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w udzielonych im koncesjach. W wyniku przeprowadzonych kontroli wykryto nieprawidłowości w niektórych przedsiębiorstwach energetycznych. Dotyczyły one nie powiadomienia Prezesa URE o ograniczeniu działalności gospodarczej, o rozszerzeniu działalności gospodarczej oraz braku realizacji wyposażenia wszystkich węzłów cieplnych w układy automatycznej regulacji. We wszystkich przypadkach wszczęto postępowanie o wymierzenie kar pieniężnych, które zakończono ich nałożeniem. Dodatkowo w toku czynności kontrolnych ustalono, że 5 kontrolowanych przedsiębiorstw nie złożyło sprawozdań z realizacji warunków prowadzenia koncesjonowanej działalności gospodarczej za 2002 r., które przedsiębiorstwa energetyczne miały obowiązek przedstawić do 15 kwietnia 2003 r. W stosunku do tych przedsiębiorstw wszczęto postępowania o wymierzenie kary pieniężnej. W jednym przypadku, na polecenie Prezesa URE, pracownicy oddziału przeprowadzili kontrolę w siedzibie przedsiębiorstwa, dotyczącą realizacji warunków nałożonych na przedsiębiorstwo energetyczne w udzielonych koncesjach obejmujących zaopatrzenie w energię elektryczną.

b) prawidłowość stosowania taryf

W 2003 r. prowadzony był przez oddział, w sposób ciągły, monitoring prawidłowości stosowania taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne w toku postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf, a także rozpatrywania skarg odbiorców. Łącznie przeprowa-

dzono 104 kontrole prawidłowości stosowania taryf dla ciepła, energii elektrycznej i gazu. Ustalono, że część koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych nie posiada zatwierdzonej taryfy dla ciepła. W stosunku do tych przedsiębiorstw wszczęto postępowania administracyjne o wymierzenie kary pieniężnej.

W efekcie 14 skontrolowanych przedsiębiorstw ustaliło taryfy dla ciepła i przedłożyło je Prezesowi URE do zatwierdzenia, a więc wyeliminowano sytuację gdzie odbiorca płaci za ciepło po cenach pozostających poza kontrolą regulatora. Ze wspomnianych 14, 13 przedsiębiorstwom wymierzono kary pieniężne za stosowanie taryf bez przestrzegania obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia.

c) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

W 2003 r. zakończono 4 postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej wszczęte w 2002 r. Nieprawidłowości polegały na zatrudnianiu osób, które nie posiadały wymaganych kwalifikacji.

Natomiast w 2003 r. oddział rozpoczął kontrole w 5 przedsiębiorstwach energetycznych. W trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych oddział przeprowadził 75 kontroli posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach.

Przy okazji przeprowadzonej kontroli dotyczącej realizacji obowiązku zatrudniania przez przedsiębiorstwa energetyczne osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, stwierdzono uchybienia w działalności komisji kwalifikacyjnych.

d) utrzymywanie zapasów paliw

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła i energii elektrycznej oddział prowadził monitoring przestrzegania obowiązku utrzymywania zapasów paliw w 45 przedsiębiorstwach energetycznych, które prowadzą działalność w zakresie wytwarzania ciepła (w tym w czterech, które także wytwarzają energię elektryczną).

W toku postępowania o zatwierdzenie taryfy dla ciepła 2 przedsiębiorstwa poinformowały Prezesa URE o niedotrzymywaniu obowiązkowych zapasów węgla. Jedno z tych przedsiębiorstw oświadczyło, że wskutek trudności finansowych nie zawsze było możliwe utrzymywanie obowiązkowych zapasów węgla oraz poinformowało, że nie zdarzyły się przypadki wprowadzenia ograniczeń w dostawie ciepła dla odbiorców z powodu braku paliwa.

e) prowadzenie ewidencji księgowej zgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf, oddział przeprowadził kontrole mające na celu stwierdzenie czy ewidencja księgo-

wa prowadzona jest zgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne. W stosunku do 2 przedsiębiorstw energetycznych wszczęto postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, z których 1 zakończyło się jej nałożeniem.

8.3.7. Nakładanie kar pieniężnych

W 2003 r. prowadzono 37 postępowań administracyjnych o wymierzenie kar pieniężnych, z czego zakończono 27 orzekając nałożenie tych kar na przedsiębiorstwa energetyczne na łączną kwotę 279 180,11 zł.

W przypadku 4 przedsiębiorstw energetycznych wydano decyzje o umorzeniu postępowań. W 2002 r. nie zostało zakończonych 6 postępowań.

8.4. Pozostała działalność oddziału

W 2003 r., podobnie jak i w latach poprzednich, oddział nawiązywał kontakty z wojewodą oraz zarządami gmin. Głównym ich celem było zasygnalizowanie problemów, które dostrzegano na bieżąco w trakcie postępowań w sprawach o zatwierdzanie taryf i udzielanie koncesji, jak również rozpatrując skargi zgłaszane przez odbiorców.

Niezależnie od powyższego, nawiązując do pisma z 28 sierpnia 2000 r. Prezesa URE skierowanego do wszystkich gmin w Polsce, mając na uwadze nałożone na gminy, przez ustawę – Prawo energetyczne obowiązki w sprawach związanych z zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, zwrócono się do nowo wybranych zarządów gmin o udzielenie informacji na temat opracowania projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe lub planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Pomimo, że od wejścia w życie ustawy – Prawo energetyczne minęło sześć lat, na terenie woj. śląskiego, gdzie zlokalizowanych jest 167 gmin, wspomniane założenia posiada zaledwie 58, co stanowi 34,7% łącznej liczby gmin, przy czym najwięcej projektów założeń przez samorząd województwa zostało zaopiniowanych w 2001 r. – 23, a w 2002 r. – 17. Do połowy 2003 r. zaopiniowano projekty założeń zaledwie dla 5 gmin.

Na uwagę zwraca fakt, że spośród gmin, które nie posiadają jeszcze opracowanych założeń, 10 to gminy o znacznym potencjale zaangażowania przedsiębiorstw energetycznych w działalność związaną z zaopatrzeniem w energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło. Zwracając się do gmin o udzielenie powyższych informacji, oddział zadeklarował wolę współpracy mogącej pozwolić w przyszłości uniknąć problemów w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe, co spotkało się ze znikomym zainteresowaniem, gdyż tylko jedna gmina zadeklarowała chęć współpracy z urzędem.

W okresie sprawozdawczym oddział realizował zadania Prezesa URE również w zakresie współpracy z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom

monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych. Powyższe odbywało się poprzez współpracę z katowicką delegaturą Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz z powiatowymi (miejskimi) rzecznikami konsumentów z terenu woj. śląskiego. W 2003 r. Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazał do oddziału 4 pisma odbiorców ciepła, energii elektrycznej i gazu celem załatwienia zgodnie z właściwością. Natomiast Powiatowi (Miejscy) Rzecznicy Konsumentów przekazali 5 pism odbiorców skierowanych do nich, a dotyczących zagadnień objętych kompetencjami Prezesa URE.

Ponadto w siedzibie oddziału pracownicy odbyli 80 spotkań z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych. Celem spotkań było omówienie spraw związanych z problemami merytorycznymi dotyczącymi postępowania taryfowego oraz koncesyjnego.

W ubiegłym roku kontynuowano również współpracę z prasą, czego efektem były artykuły w lokalnych gazetach, uwzględniające stanowiska oddziału dotyczące zagadnień z zakresu energetyki.

W 2003 r. odbyło się także 18 spotkań z interesantami w ramach wnoszonych skarg i wniosków.

9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie

Właściwość miejscowa oddziału obejmuje teren województw: małopolskiego i podkarpackiego. Obszar ten, podzielony administracyjnie odpowiednio na 182 i 159 gmin, charakteryzuje się znacznym lokalnym zróżnicowaniem w zakresie rozwoju gospodarczego oraz stanu infrastruktury energetycznej i komunikacyjnej. W obu województwach istnieją miejscowości, w których gęstość obciążenia sieci elektroenergetycznej, zbudowanej w latach 50., 60. ubiegłego wieku, nie przekracza 20 kW na 1 km².

W oddziale pracuje 16 osób, w tym: 8 inżynierów, 4 ekonomistów i 3 prawników. W 2003 r. 1 osoba kontynuowała udział w seminarium doktoranckim z zakresu prawa, 1 osoba ukończyła Podyplomowe Studium Rachunkowości i Finansów w Akademii Ekonomicznej w Krakowie oraz 1 – Podyplomowe Studium Administracji na Uniwersytecie Warszawskim. Pracą oddziału kieruje dyrektor Marian Kania.

9.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na koniec 2003 r. 509 przedsiębiorstw energetycznych, mających siedzibę na terenie działania oddziału, posiadało co najmniej 1 koncesję, łącznie zaś, wszystkie przedsiębiorstwa posiadały 734 koncesje. Zestawienie zawiera tabela 15.

Głównymi dostawcami energii elektrycznej dla potrzeb mieszkańców i przemysłu, zlokalizowanego na terenie działania oddziału, są 3 spółki dystrybucyjne posiadające siedzibę na tym terenie oraz 4 spółki

Tabela 15. Liczba posiadanych przez przedsiębiorstwa energetyczne koncesji w zależności od rodzaju prowadzonej działalności

Rodzaj prowadzonej działalności gospodarczej	Liczba koncesji
Wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót energią elektryczną	108
Wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót ciepłem	198
Wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót paliwami gazowymi	21
Magazynowanie, wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót paliwami płynnymi	407
Ogółem	734

z siedzibą na terenie województw ościennych. Największy z dostawców, Zakład Energetyczny Kraków SA, obsługuje ponad 770 000 odbiorców przy rocznej sprzedaży energii elektrycznej przekraczającej 5 TWh.

Zaopatrzenie odbiorców w paliwo gazowe prowadzone jest przez 2 spółki dystrybucyjne. Dla przeważającej części obszaru zaopatrzenie zapewnia Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie oraz, dla 41 zachodnich gmin woj. małopolskiego, Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze.

Obszar działania Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. rozciąga się na sąsiednie województwa – świętokrzyskie i lubelskie – obejmując łącznie 670 gmin wiejskich i miejskich. Spółka zaopatruje ok. 1 310 tys. odbiorców (w tym ok. 1,27 mln odbiorców domowych), którym sprzedaje ok. 1,7 mld m³ gazu. Wykorzystanie sieci przesyłowej spółki wynosi ok. 40%, co świadczy, iż posiada ona bardzo dużą rezerwę przesyłową.

W drugim kwartale 2003 r., do 5 koncesjonowanych elektrociepłowni zlokalizowanych na terenie działania oddziału, wytwarzających ciepło i energię elektryczną w pełnym skojarzeniu, dołączyła Elektrociepłownia „Rzeszów” SA. Oddany do eksploatacji blok gazowo-parowy, o zainstalowanej mocy elektrycznej 102 MW i cieplnej 76,3 MW, w okresie drugiego półrocza 2003 r., wyprodukował ponad 330 GWh energii elektrycznej i 526 TJ ciepła, przy średniej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w wysokości 71,8%.

W efekcie wprowadzenia tej jednostki do systemu elektroenergetycznego, przewidywany jest efekt ekologiczny w skali kraju w postaci zmniejszenia rocznych ilości emitowanego SO₂ o 5 800 t, pyłu o 560 t, NO_x o 1 300 t oraz odpadów (żużla i popiołu) o 65 000 t. W obecnym układzie blok gazowo-parowy stał się podstawowym źródłem ciepła dla Rzeszowa. W rezultacie dokonanej modernizacji, nastąpiło zmniejszenie jednostkowej ceny wytwarzanego w Elektrociepłowni ciepła o 2,24%.

W listopadzie 2003 r., produkcję ciepła, w kotłowni o mocy 8 MW opalanej zrębkami drewna, podjęło przedsiębiorstwo PGKiM Sp. z o.o. w Nowej Dębie. Uruchomienie kotłowni nastąpiło w sytuacji braku własnych zasobów wierzby energetycznej, którymi gmina może dysponować dopiero w 2006 r. W rezultacie,

przy uwzględnieniu kosztu paliwa, sprowadzanego obecnie ze znacznych odległości, cena wytwarzanego ciepła przewyższa znacznie średnie ceny ciepła wytwarzanego z węgla kamiennego. Jednakże, w efekcie zlokalizowania kotłowni w mieście, ograniczono w sposób zasadniczy koszty przesyłu ciepła od dotychczasowego dostawcy, co łącznie spowodowało spadek średnich obciążeń odbiorców końcowych opłatami za ciepło i jego przesył w granicach 4%.

Na koniec 2003 r., na terenie działania oddziału, ciepło wytwarzały 83 koncesjonowane przedsiębiorstwa, z czego 50 przedsiębiorstw dysponuje mocą cieplną zainstalowaną w zakresie 10-200 MW, oraz 8 mocą powyżej 200 MW.

Przedsiębiorstwa te wytwarzają ponad 48 PJ ciepła, z czego ok. 6 PJ jest sprzedawane odbiorcom końcowym bezpośrednio, a ok. 27 PJ za pośrednictwem sieci ciepłowniczych o łącznej długości, w obu województwach, ok. 2 300 km. Ogółem, przychody przedsiębiorstw ciepłowniczych przekraczają 700 mln zł przy zatrudnieniu ok. 6 500 osób.

Najwięksi producenci energii elektrycznej i ciepła na terenie oddziału to: Elektrownia „Skawina” SA, Elektrownia „Stalowa Wola” SA, Elektrociepłownia „Kraków” S. A. oraz Elektrownia „Siersza”, wchodząca w skład Południowego Koncernu Elektroenergetycznego. W EC „Kraków”, głównym dostawcy ciepła dla Krakowa, moc cieplna kotłów energetycznych pracujących dla skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wynosi 1 224 MW oraz moc cieplna kotłów wodnych 780 MW. Elektrownia „Skawina” jest zasadniczo szczytowym źródłem energii elektrycznej przy mocy zainstalowanej generatorów 590 MW i rocznej sprzedaży energii elektrycznej – 1,8 mln MWh oraz ciepła ok. 2,7 mln GJ.

W porównaniu z 2002 r., PEC „Geotermia Podhalańska SA” z siedzibą w Bańskiej Niżnej, zwiększył wykorzystanie mocy źródła geotermalnego z 25 do ok. 30 MW.

9.2. Odbiorcy paliw, energii i ciepła

Największymi odbiorcami paliw i energii na terenie działania oddziału są: Polskie Huty Stali SA oddział Huta im. T. Sendzimira w Krakowie, Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach, oraz Firma Chemiczna Dwory w Oświęcimiu, z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w zakresie 50 do 150 MW oraz 7 przedsiębiorstw

zużywających rocznie ponad 15 mln m³ gazu wysokometanowego. Największym odbiorcą gazu z sieci wysokoprężnej są Zakłady Azotowe w Tarnowie, pobierające ok. 40 tys. m³ gazu na godzinę.

Wśród komunalnych odbiorców ciepła największymi odbiorcami są: Zarząd Budynków Komunalnych w Krakowie, zamawiający ponad 180 MW mocy, przy zużyciu ciepła wynoszącym ok. 1 mln GJ/rok oraz Rzeszowska Spółdzielnia Mieszkaniowa, zamawiająca 70 MW mocy cieplnej przy zużyciu ciepła wynoszącym ponad 570 tys. GJ/rok.

Pomimo rozszerzenia z dniem 1 stycznia 2003 r. na wszystkich odbiorców ciepła uprawnień do jego zakupu z wykorzystaniem prawa do korzystania z usług przesyłowych, praktycznie z uprawnienia mogliby skorzystać odbiorcy ciepła w Krakowie (trzy źródła ciepła pracujące na jedną sieć) oraz w Rzeszowie (dwa źródła). Należy stwierdzić, iż obecnie realne wykorzystanie tego uprawnienia w zakresie dostaw ciepła jest niemożliwe. Wynika to ze specyfiki dostaw ciepła, w której świadczenie odrębnym odbiorcom usług przesyłowych od wybranego przez nich dostawcy ciepła, niekorzystnie wpływa na ceny oraz zakres dostarczania ciepła do innych podmiotów przyłączonych do sieci.

Analogicznie jak w 2002 r., uprawnienia w zakresie prawa korzystania z usług przesyłowych dla dostaw energii elektrycznej posiadało 90 odbiorców oraz 3 odbiorców w zakresie dostaw gazu wysokometanowego. W obu przypadkach, na wykorzystanie swoich uprawnień nie zdecydował się żaden odbiorca.

Ogółem, w 2003 r., na 182 gminy woj. małopolskiego, 32 gminy (tj. 17,8%), posiadały częściowy albo pełny plan zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, paliwa gazowe lub ciepło, a w woj. podkarpackim, na 159 gmin, planem dysponuje 24 (15,1%).

9.3. Działalność regulacyjna

9.3.1. Koncesjonowanie

W 2003 r. wydano 47 decyzji administracyjnych dotyczących udzielenia, zmiany, cofnięcia i wygaśnięcia koncesji, względnie umarzających postępowania w tych sprawach.

Wydane, na wniosek strony, decyzje w sprawie udzielenia lub zmiany koncesji obejmowały: 4 decyzje w zakresie wytwarzania ciepła i 25 decyzji zmieniających udzielone koncesje (w tym: 15 decyzji zmieniających koncesje na wytwarzanie ciepła, 9 – na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz 1 – na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła). Łącznie wymienione decyzje dotyczyły 33 przedsiębiorstw energetycznych.

W związku z ograniczeniem przez przedsiębiorstwa prowadzonej działalności gospodarczej do zakresu nie podlegającego obowiązkowi posiadania koncesji względnie całkowitego zaprzestania prowadzenia działalności energetycznej, zostało cofniętych na wniosek strony, 10 koncesji wydanych 6 przedsiębiorstwom.

Uzasadnieniem, dla złożonych wniosków o cofnięcie koncesji, były: utrata odbiorców, sprzedaż majątku lub zmiany własnościowe w przedsiębiorstwach.

9.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Na koniec 2003 r., z liczby 101 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, posiadających siedzibę na terenie działania oddziału, 98 posiadało zatwierdzone taryfy dla ciepła.

Łącznie, w 2003 r., dla działalności ciepłowniczej zatwierdzono 55 taryf, w tym: 7 pierwszych, 9 drugich, 25 trzecich, 13 czwartych oraz 1 piątą. Ponadto wydano 58 decyzji zatwierdzających korekty taryf. W przypadku 6 przedsiębiorstw wydano decyzje odmawiające zatwierdzenia ustalonej taryfy dla ciepła oraz w 3 przypadkach rozpatrzono negatywnie wnioski o zatwierdzenie zmiany taryfy. Razem, w sprawach dotyczących taryf dla działalności ciepłowniczej, wydano w 2003 r. 128 decyzji administracyjnych.

W zakresie regulacji działalności przedsiębiorstw działających na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych, zatwierdzono razem 10 taryf, w tym: dla 6 przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, 1 dla przesyłania i obrotu energią elektryczną oraz 3 taryfy dla przesyłania, dystrybucji i obrotu gazem ziemnym wysokometanowym.

Zatwierdzone w 2003 r. taryfy, dotyczą przedsiębiorstw wytwarzających na terenie właściwości oddziału ponad 80% (26,7 PJ) sprzedawanego ciepła oraz przedsiębiorstw, przesyłających i dystrybuujących ok. 36% (9,8 PJ) ciepła. W 17 przypadkach, uznając działalność przedsiębiorstw za ustabilizowaną, terminy obowiązywania taryf ustalono na okres powyżej 24 miesięcy.

W wyniku dokonanej analizy i weryfikacji planowanych kosztów, zawartych w uzasadnieniach przedsiębiorstw, dla ustalonych w taryfach cen i stawek opłat, nastąpiło obniżenie obciążenia odbiorców opłatami za ciepło średnio o ok. 2,4%.

Zestawienie średnich cen i stawek opłat oraz wysokość średnioważonej zmiany obciążenia odbiorców, wynikających z taryf dla ciepła, zatwierdzonych w 2003 r., ujęto w tabeli 16 (str. 117).

Przedstawione dane mają charakter statystyczny i nie mogą służyć do porównań z danymi wyznaczonymi na podstawie taryf zatwierdzonych w poprzednich okresach regulacji, które dotyczyły innych przedsiębiorstw energetycznych o odmiennej strukturze i zakresie działalności.

Na stosunkowo niski średni poziom cen ciepła w woj. małopolskim, decydujący wpływ mają niskie ceny ciepła wytwarzanego, głównie dla celów przemysłowych, przez: Energetykę „Dwory” w Oświęcimiu (15,25 zł/GJ) oraz EC „Kraków” (19,81 zł/GJ), wytwarzającą ciepło w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej. Udział tych przedsiębiorstw, w całkowitej ilości ciepła wytwarzanego przez przedsiębiorstwa, których taryfy zatwierdzono w 2003 r., przekracza 67%.

Tabela 16. Zestawienie średnich cen i stawek opłat oraz średnioważone zmiany obciążenia odbiorców, wynikające z taryf zatwierdzonych w 2003 r.

Województwo	Cena ciepła (zł/GJ)	Zmiana ceny ciepła (%)	Stawka opłat za usługi przesyłowe (zł/GJ)	Zmiana stawki opłat za przesył (%)	Łączna zmiana obciążenia odbiorców (%)
Małopolskie	20,59	+1,38	6,20	+7,13	+1,99
Podkarpackie	26,88	+0,67	9,57	- 4,09	+0,19
Średnio oddział	22,87	+1,11	7,19	+2,50	+1,22

Tabela 17. Zestawienie średnich cen i stawek opłat oraz średnioważone zmiany obciążenia odbiorców, wynikające z wszystkich taryf obowiązujących w 2003 r.

Województwo	Cena ciepła (zł/GJ)	Zmiana ceny ciepła (%)	Stawka opłat za usługi przesyłowe (zł/GJ)	Zmiana stawki opłat za przesył (%)	Łączna zmiana obciążenia odbiorców (%)
Małopolskie	20,91	+1,28	9,92	+2,26	+1,56
Podkarpackie	26,50	+0,64	9,73	-1,36	+0,16
Średnio oddział	22,84	+1,00	9,86	+1,08	+1,02

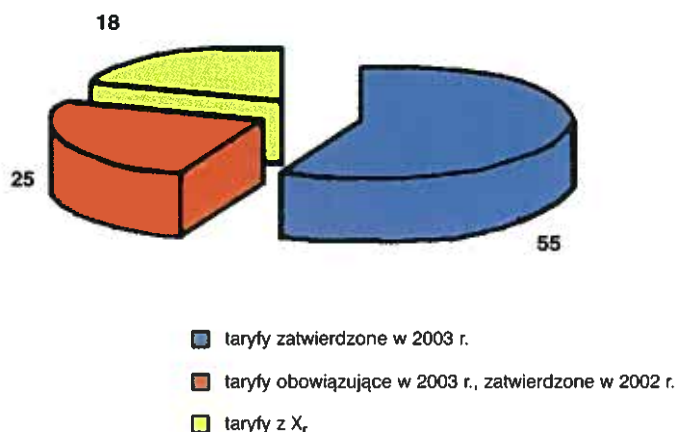
Uwzględniając ceny i stawki opłat za ciepło, zawarte we wszystkich obowiązujących w 2003 r. taryfach przedsiębiorstw ciepłowniczych z terenu działania oddziału, określono dla tego okresu łączne średnie ceny i stawki opłat oraz średnioważone zmiany obciążenia odbiorców. Dane, ujęte w tabeli 17 wskazują, że w 2003 r. na terenie działania oddziału, średnioważony wzrost opłat odbiorców za ciepło nie przekroczył inflacji z 2002 r.

Łącznie, w okresie objętym sprawozdaniem, 98 przedsiębiorstw ciepłowniczych prowadziło działalność na podstawie taryf zatwierdzonych w latach 2001-2003. Na ilość tę składało się 55 taryf zatwierdzonych w 2003 r., 25 w 2002 r. oraz 18 taryf zatwierdzonych uprzednio na okres przekraczający 24 miesiące, w których przedsiębiorstwa ciepłownicze miały prawo samodzielnie wprowadzić zmianę cen i stawek opłat stosując ustalony decyzją Prezesa URE współczynnik korekcyjny X_r . Stan ten przedstawiono na rysunku 21.

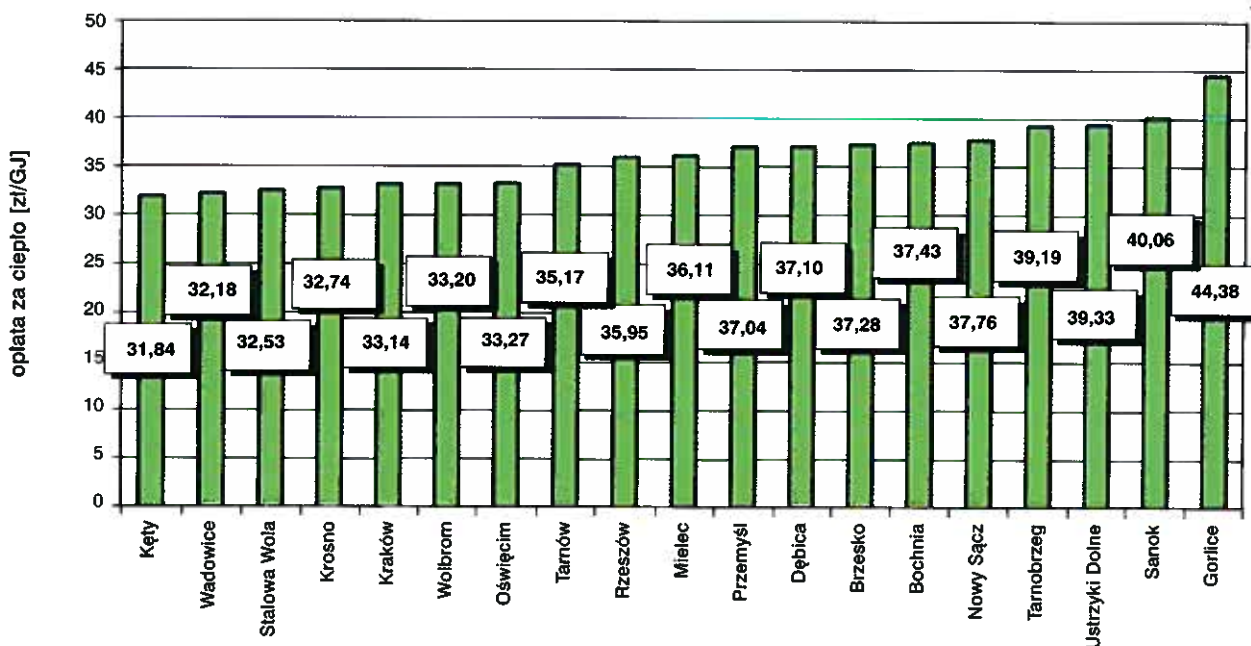
Z grupy 18 przedsiębiorstw energetycznych, które miały prawo skorzystać z dostosowania taryfowych cen i stawek opłat, poprzez zastosowanie współczynników korekcyjnych X_r , z możliwości tej skorzystało 9 przedsiębiorstw. Podmioty, które odstąpiły od wprowadzenia indeksacji, jako główne uzasadnienie podały ochronę interesów odbiorców.

Z porównania danych zawartych w tabelach 16 i 17, zwraca uwagę znacząca różnica w wysokości średniej stawki opłaty przesyłowej w woj. małopolskim, ustalona w taryfach zatwierdzonych w 2003 r. (6,20 zł/GJ), w stosunku do średniej wielkości określonej na podstawie wszystkich, obowiązujących w tym roku taryf (9,86 zł/GJ). Na różnicę tych wielkości bezpośredni wpływ ma zatwierdzona w 2001 r., na okres trzech lat – przy średniej stawce opłaty przesyłowej 12,62 zł/GJ, taryfa MPEC Kraków, przesyłającego i dystrybuującego ponad 1/3 ciepła sprzedawanego na terenie działania

Rysunek 21. Zestawienie taryf dla ciepła obowiązujących w 2003 r.



Rysunek 22. Opłaty za ciepło dla odbiorcy końcowego (komunalnego) w miastach o zapotrzebowaniu na ciepło powyżej 100 tys. GJ/rok



oddziału. Natomiast zasadniczy wpływ na średni poziom stawki opłaty przesyłowej ma taryfa przedsiębiorstwa Energetyka „Dwory” w Oświęcimiu, ze średnią stawką opłaty przesyłowej w wysokości (tylko) 3,68 zł/GJ.

Uwzględniając wszystkie obowiązujące na koniec 2003 r. taryfy oraz wprowadzone samodzielnie przez przedsiębiorstwa zmiany cen i stawek opłat, na rysunku 22 zestawiono średnie opłaty dla odbiorcy końcowego w miastach z obszaru działania oddziału, w których sprzedaż ciepła dla odbiorców komunalnych przekracza 100 tys. GJ/rok.

Należy zaznaczyć, że prawidłowa ocena przedstawionego diagramu winna uwzględniać, iż w poszczególnych miastach stosowane są różne rodzaje paliwa oraz różny jest zakres świadczonych usług przesyłania i dystrybucji ciepła.

Kolejny, piąty rok regulacji ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych potwierdza wadliwość rozwiązania przyjętego w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła, w którym ustalono, że ceny i stawki opłat wyznacza się na podstawie ilości wytworzonego i sprzedanego ciepła oraz wielkości zamówionej mocy cieplnej według stanu na ostatni dzień roku poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy. Jak wykazano w sprawozdaniu oddziału za 2002 r., przepis ten pomija oczywisty fakt występowania znacznych zmian (przekraczających 10%) w rocznej ilości sprzedanego ciepła w zależności od ukształtowania się lokalnych warunków atmosferycznych.

9.3.3. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2003 r. kontynuowano 6 postępowań administracyjnych w sprawach spornych wszczętych w latach 2000-2002, w tym 2 postępowania zawieszono z urzędu,

oraz wszczęto 16 nowych postępowań tym zakresie. Przedmiot rozpatrywanych spraw ilustruje rysunek 23 (str. 119). Zakończono postępowania w 16 sprawach, wydając 11 decyzji rozstrzygających sprawy oraz 5 decyzji umarzających postępowania (w tym: 4 decyzje wydane na wniosek strony i 1 z urzędu).

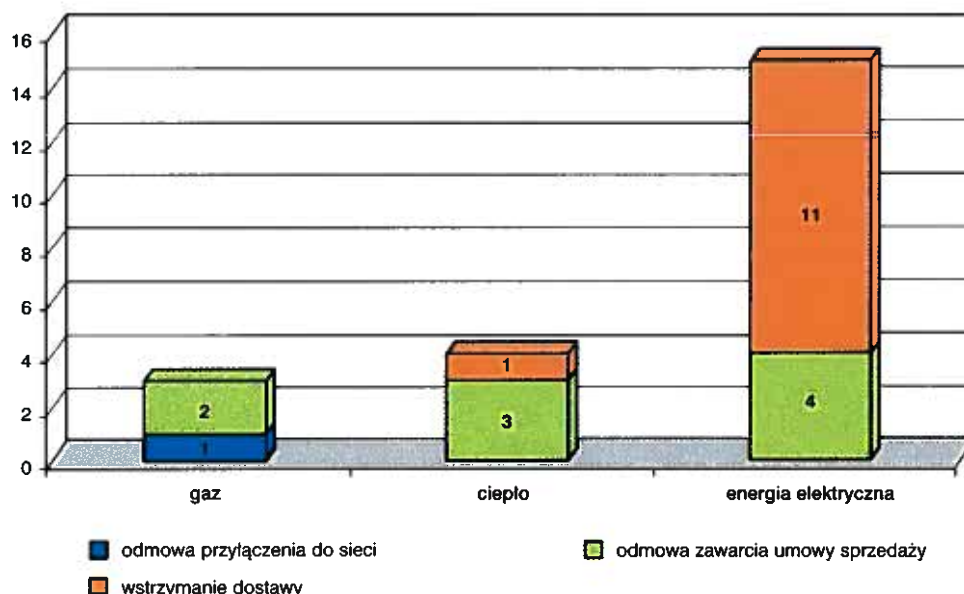
W porównaniu z latami ubiegłymi wrosła ogólna ilość rozpatrywanych spraw spornych (w latach 2001-2002 rozpatrzono łącznie 17 spraw), w tym znacząco wzrosła ilość spraw dotyczących wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Wynika to m.in. z braku ukształtowania jednolitych zasad postępowania przedsiębiorstw w przypadkach stwierdzenia nielegalnego poboru energii elektrycznej.

Rozstrzygając sprawy, w 2 przypadkach orzeczono zawarcie umowy sprzedaży ciepła, w 2 przypadkach stwierdzono, że na przedsiębiorstwie energetycznym nie ciąży obowiązek zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, w 4 – że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej było nieuzasadnione oraz w 3 – że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej nie było nieuzasadnione. Od ww. decyzji strony złożyły 6 odwołań do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W jednym przypadku, po uwzględnieniu odwołania przedsiębiorstwa energetycznego i zmianie decyzji w ramach samokontroli, odwołanie od nowej decyzji złożył odbiorca.

9.3.4. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

Ponadto w okresie sprawozdawczym do oddziału wpłynęło 101 skarg odbiorców na działanie przedsiębiorstw energetycznych. Z tej liczby, 3 sprawy przekazano do rozpatrzenia przez inne organy administracji publicznej oraz 5 spraw skierowano do

Rysunek 23. Przedmiot spraw spornych rozpatrywanych w 2003 r.



rozpatrzenia przez właściwe komórki organizacyjne URE. W oddziale rozpatrzono 93 skargi, z których 3 zwrócono stronom w trybie art. 66 § 3 Kpa, wskazując na właściwość sądu powszechnego dla ich rozpatrzenia.

Oprócz skarg, wpłynęło 27 pism stanowiących zapytania i prośby o potwierdzenie bądź interpretację zapisów ustawy – Prawo energetyczne oraz wyjaśnienie zasad dokonywania rozliczeń za pobierane paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło.

Przeważająca liczba, bo 66 rozpatrzonych skarg, odnosiła się do spraw związanych z dostarczaniem energii elektrycznej. Spraw związanych z zaopatrzeniem w ciepło dotyczyło 16 skarg oraz z zaopatrzeniem w paliwa gazowe – 8. Skargi dotyczyły głównie problemów związanych ze zmianą mocy zamówionej, wysokością opłaty za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwa, kosztów pokrycia modernizacji instalacji u odbiorców, prawidłowości naliczonych opłat za ciepło i energię elektryczną oraz zasadności żądania, przez spółki dystrybucyjne, wyniesienia układu pomiarowo-rozliczeniowego na zewnątrz budynku.

W stosunku do lat ubiegłych, nastąpił spadek pism dotyczących stosowania nowych zasad rozliczeń za energię elektryczną, paliwa gazowe i ciepło oraz powstałych na tym tle konfliktów z przedsiębiorstwami energetycznymi. Zmniejszyła się również liczba pism od indywidualnych odbiorców, dotyczących rozliczeń opłat za ogrzewanie lokali budynków wielolokalowych zarządzanych przez spółdzielnie mieszkaniowe.

9.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W drugim kwartale 2003 r. przeprowadzono kontrolę przedsiębiorstw ciepłowniczych pod kątem wywiązy-

wania się przez nie z warunku udzielonych koncesji, dotyczącego obowiązku przedstawienia Prezesowi URE, do 15 kwietnia 2003 r., corocznego sprawozdania z działalności koncesjonowanej. Wobec 11 przedsiębiorstw energetycznych, które tego obowiązku nie dochowały, wszczęto postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

b) parametry jakościowe dostaw

W 2003 r. wpłynęła jedna skarga odbiorcy dotycząca występujących częstych, dużych spadków napięcia w sieci zasilającej jego obiekt. Wyniki dokonanych w trakcie kontroli badań i pomiarów nie potwierdziły przedstawionych zarzutów. Pomiar wykazały zgodność parametrów dostarczanej energii elektrycznej z parametrami standardowymi, określonymi w obowiązujących przepisach. Należy jednak wskazać, że ustalone standardy spadków napięcia, odnoszące się do wielkości uśrednionych w okresie 15 min. nie odpowiadają współczesnym wymaganiom urządzeń, którymi obecnie dysponują odbiorcy. W analizowanym przypadku, przy braku przekroczeń wartości średniej w okresie 15 minut, w ciągu 8 godzin rejestrowano ponad 960 chwilowych, znacznych zmian napięcia, wpływających szkodliwie na jakość i parametry pracy urządzeń oraz oświetlenia u odbiorcy.

c) prawidłowość stosowania taryf

Kontroli prawidłowości stosowania taryf przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne dokonywano podczas prowadzonych postępowań w sprawie ich zatwierdzenia oraz w związku z wpływającymi do oddziału skargami odbiorców. W rezultacie, wobec ujawnionych nieprawidłowości, wszczęto 6 postępowań o ukaranie przedsiębiorstw za dokonanie przewinienia

polegającego na stosowaniu cen i taryf bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia. W 5 przypadkach sprawy zakończono decyzjami merytorycznymi nakładającymi kary pieniężne.

9.3.6. Nakładanie kar pieniężnych

W 2003 r. prowadzono i zakończono 15 postępowań w sprawie wymierzenia przedsiębiorstwom energetycznym kar pieniężnych, co stanowi znaczący spadek w porównaniu z 2002 r., w którym prowadzono 33 sprawy. Poza decyzjami wymienionymi w pkt. 9.3.4.c, decyzje dotyczyły nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji polegających na nie przedłożeniu Prezesowi URE, w terminie do 15 kwietnia, corocznego sprawozdania z działalności koncesjonowanej oraz niedostosowania umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne (6), w 2 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej oraz w 2 przypadkach postępowanie umorzono jako bezprzedmiotowe.

Jedno postępowanie, wszczęte 31 grudnia 2003 r., w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za stosowanie cen i taryf bez zatwierdzonej taryfy, kontynuowane jest w 2004 r.

Łącznie nałożono kary na sumę 22 400 zł. Od 2 decyzji w tej sprawie przedsiębiorstwa złożyły odwołania do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

9.4. Pozostała działalność oddziału

a) kontakty z odbiorcami paliw i energii

W 80 przypadkach udzielono odbiorcom paliw i energii bezpośrednich wyjaśnień na temat stosowania zasad określonych w ustawie – Prawo energetyczne. Pytania i problemy dotyczyły m.in. stosowania taryf dla ciepła, energii elektrycznej i gazu; zasad refakturowania kosztu zakupu energii elektrycznej i paliw gazowych, kosztów przebudowy istniejącej sieci, rozliczenia indywidualnych odbiorców w lokalach budynków wielolokalowych, standardów jakościowych obsługi odbiorców energii oraz zasad udzielania upustów i bonifikat z tytułu ich niedotrzymania. Wyjaśnienia w tych sprawach, udzielone zostały odbiorcom w siedzibie oddziału terenowego lub w rozmowach telefonicznych.

b) współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi i władzami gmin

Pracownicy oddziału odbyli 68 spotkań z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych oraz 2 z zarządami gmin. Celem spotkań było wyjaśnienie spraw związanych z konstrukcją taryf, zmianami w obowiązujących przepisach, treścią umów sprzedaży ciepła oraz problemami merytorycznymi dotyczącymi postępowania taryfowego itp. Spotkania z zarządami gmin miały na celu omówienie problemów dotyczących obowiązków gminy w zakresie zaopatrzenia w ciepło i paliwo gazowe, w tym rozwiązania problemu przejęcia przez gminę sieci ciepłowniczej, wynikającego z prowadzonej sprawy spornej.

Część III. REGULATOR A INNE ORGANY PAŃSTWA

1. Współpraca z organami antymonopolowymi

W 2003 r. współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów dotyczyła postępowania antymonopolowego prowadzonego przez ten urząd przeciwko Polskim Sieciom Elektroenergetycznym SA w sprawie praktyk ograniczających konkurencję, polegających na narzucaniu przez PSE SA uciążliwych warunków umów w postaci:

- 1) wprowadzenia przez spółkę niezapowiedzianych zmian w zasadach grafikowania Minimalnych Ilości Energii,
- 2) wprowadzenia zmian w zasadach rozliczeń na Rynku Bilansującym, polegających na zastosowaniu różnych cen odkupu i sprzedaży energii elektrycznej dla spółek dystrybucyjnych,

które to zmiany łącznie doprowadziły do ponoszenia przez spółki dystrybucyjne nieplanowanych kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej.

W ramach współpracy, odpowiednie komórki organizacyjne Urzędu Regulacji Energetyki, w celu wyjaśnienia zasadności zarzutów stawianych przez UOKiK wobec PSE SA, przedstawiły opinię w powyższej sprawie.

2. Udział w posiedzeniach Komitetu Rady Ministrów

W 2003 r. Prezes URE uczestniczył w posiedzeniach Komitetu Rady Ministrów. Wobec przedkładanych projektów dokumentów rządowych zostały opracowane 24 opinie. Odnosiły się one przede wszystkim do projektów dokumentów związanych z regulowanym sektorem tj.: programu restrukturyzacji kontraktów długoterminowych (KDT) na zakup mocy i energii elektrycznej zawartych pomiędzy PSE SA a wytwórcami energii, programu wprowadzania konkurencyjnego rynku gazu w Polsce i harmonogramu jego wdrażania, zmian ustawy – Prawo energetyczne i Prawo geologiczne, opłat za korzystanie ze środowiska, biokomponentów stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych.

Prezes URE przedstawił także opinie dotyczące projektów innych dokumentów rządowych, nie związanych z regulowanym sektorem, jak np.: służby cywilnej, działalności lobbingsowej, ograniczenia prowadzenia działalności gospodarczej przez osoby pełniące funkcje publiczne, pomocy społecznej, ochrony informacji

niejawnych, restrukturyzacji sektora Wielkiej Syntezy Chemicznej, intensyfikacji działań państwa zapobiegających korupcji, kontroli w administracji publicznej, kontroli przeprowadzanej przez Kancelarię Prezesa Rady Ministrów.

3. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

W 2003 r. Prezes URE wydał łącznie 3 506 decyzji administracyjnych, z czego odwołania do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wniesiono od 76 decyzji. Oznacza to, że zaskarżono niewiele ponad 2% wydanych decyzji. Dla porównania: w 2002 r. wydano 3 688 decyzji i wniesiono 112 odwołań (ok. 3%). Wynika z tego, że liczba odwołań znacznie zmalała.

Do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazane zostały 72 odwołania, a w 4 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479^{4b} § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296 z późn. zm.).

Do 31 grudnia 2003 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów zdążył zająć się niewielką ilością (15) spraw przekazanych mu w tym roku.

Aż 12 odwołań sąd odrzucił z powodu braków formalnych, w szczególności z powodu nieuiszczenia przez stronę wpisu sądowego oraz ze względu na fakt, że odwołanie złożył podmiot nie będący stroną postępowania administracyjnego zakończonego wydaniem zaskarżonej decyzji (a więc nie posiadający legitymacji procesowej do złożenia odwołania). W dwóch dalszych przypadkach sąd umorzył postępowanie (ze względu na cofnięcie odwołania), a w jednej – oddalił odwołanie. Do rozpoznania w 2004 r. pozostało zatem 57 odwołań wniesionych w 2003 r.

Ponadto sądowi przekazanych zostało 14 zażaleń na wydane w postępowaniu administracyjnym postanowienia Prezesa URE (dotyczące w szczególności zawieszenia postępowania oraz odmowy nadania decyzji rygoru natychmiastowej wykonalności), przy czym 3 z nich zostały przez sąd odrzucone, 3 dalsze – oddalone, a w 1 przypadku sąd uchylił postanowienie Prezesa URE (do rozpoznania pozostało 7 zażaleń).

W 2003 r. sąd zajął się także 65 odwołaniami od decyzji Prezesa URE, które zostały wniesione w 2002 r. Sąd odrzucił 6 odwołań z powodu braków formalnych, w 9 przypadkach umorzył postępowanie. W 40 dalszych przypadkach sąd w pełni podzielił stanowisko Prezesa URE oddalając odwołania od zaskarżonych decyzji. Jedynie w 6 przypadkach sąd uchylił decyzję, a w 4 zmienił ją, przy czym niektóre z tych rozstrzygnięć podyktowane były zmianą stanu prawnego już po wydaniu decyzji.

Spośród orzeczeń Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na uwagę zasługują m.in.:

I. Pięć wyroków (z 24 listopada 2003 r. sygn. akt XVII Ame 9/03, z 10 grudnia 2003 r. sygn. akt XVII Ame 10/03

i 11/03 i z 17 grudnia 2003 r. sygn. akt XVII Ame 102/02 i 7/03) oddalających odwołania przedsiębiorstw energetycznych, na które Prezes URE nałożył – na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1a Prawa energetycznego – kary pieniężne za niedopełnienie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, wynikającego z obowiązującego wówczas art. 9 ust. 3 tej ustawy oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z 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. z 2000 r. Nr 122, poz. 1336).

Zdaniem Prezesa URE obowiązek, o którym mowa wyżej, powinien być spełniony poprzez zakup energii wytworzonej w źródle odnawialnym bezpośrednio od jej wytwórcy, zaś zdaniem ukaranych przedsiębiorstw – można go było również spełnić przez dokonanie zakupu energii „zielonej” za pośrednictwem przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną.

W wyrokach oddalających odwołania Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów przychylił się do zdania prezentowanego przez Prezesa URE i stwierdził m.in., że: *„Literalne brzmienie przepisu nie pozostawia wątpliwości, że chodzi o zakup energii od jej wytwórcy. (...) Ratio legis jest bowiem oczywiste. Nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem lub przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej obowiązek zakupu (...) energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ma na celu sztuczne wywołanie popytu na tzw. „energię zieloną”, która ze względu na cenę nie ma możliwości podjęcia swobodnej konkurencji z energią pochodzącą ze źródeł konwencjonalnych.”*

II. Wyrok z 5 listopada 2003 r. (sygn. akt XVII Ame 3/03). W wyroku tym, wydanym po rozpatrzeniu odwołania przedsiębiorstwa energetycznego od decyzji uznającej za nieuzasadnione wstrzymanie dostarczania paliwa gazowego do odbiorcy, sąd podzielił stanowisko Prezesa URE, zgodnie z którym wstrzymanie dostaw paliwa lub energii może nastąpić wyłącznie po spełnieniu przesłanek oraz przy zachowaniu procedury określonej przepisami Prawa energetycznego. W uzasadnieniu wyroku sąd wyraził m.in. pogląd, że *„stosownie do treści art. 6 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (...) przedsiębiorstwo energetyczne (...) może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeśli w wyniku przeprowadzonej kontroli, o której mowa w ust. 2, stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska lub nastąpił nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła. Rolą przedsiębiorstwa jest więc zabezpieczyć dokumentację na okoliczność, iż jedna z wymienionych przesłanek*

została spełniona (...) Dodatkowo, jeśli przyczyna nieszczelności tkwiła w instalacji odbiorcy, przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane było wskazać w sposób szczegółowy, jakie warunki powinny zostać spełnione dla kontynuowania dostaw lub ich wznowienia. Obowiązek ten wynika z treści art. 354 k.c., w myśl którego dłużnik powinien wykonać zobowiązanie zgodnie z jego treścią i w sposób odpowiadający jego celowi społeczno-gospodarczemu oraz zasadom współżycia społecznego, a jeżeli istnieją w tym zakresie ustalone zwyczaje – także w sposób odpowiadający tym zwyczajom, wierzyciel powinien w taki sam sposób współdziałać przy wykonaniu zobowiązania.”.

Wyrok ten zasługuje na uwagę również w związku z wyrażonym w nim poglądem, dotyczącym zakresu obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego w przypadku instalowania lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. W ocenie sądu „w sytuacji gdy urządzenie pomiarowe instaluje dostawca, w myśl przedstawionej wyżej zasady, dokonuje on czynności niezbędnych dla sprawnego współdziałania tego urządzenia z instalacją odbiorcy. Nie należy w tym przypadku w sposób sztywny opierać się na granicy własności. Działania dostawcy mogą takie granice przekraczać, jeśli jest to z technicznego punktu widzenia niezbędne dla sprawnego połączenia urządzenia pomiarowego z instalacją odbiorcy.”.

III. Wyrok z 17 grudnia 2003 r. (sygn. akt XVII Ame 8/03), w którym sąd oddalił odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego od decyzji Prezesa URE uznającej za nieuzasadnione wstrzymanie dostaw energii elektrycznej do nieruchomości odbiorcy. Przyczyną tego wstrzymania było ujawnienie – w wyniku przeprowadzonej u odbiorcy kontroli – śladów w układzie pomiarowym, świadczących o ingerencji w jego zabezpieczenie i pracę. W postępowaniu administracyjnym prowadzonym przed Prezesem URE ujawniono wszakże, że zainstalowany u odbiorcy układ pomiarowy nie był zalegalizowany zgodnie z obowiązującymi przepisami. Instalacja tego układu nastąpiła ok. 1972 r. i od tej daty nie dokonano jego ponownej legalizacji. W ocenie Prezesa URE przedsiębiorstwo nie było uprawnione do stosowania tego układu dla celów rozliczeń z odbiorcą po upływie ważności cech legalizacyjnych.

Sąd podzielił powyższy pogląd stwierdzając w uzasadnieniu m.in.: „W myśl przepisu art. 6 kc, ciężar udowodnienia faktu spoczywa na osobie, która z tego faktu wywodzi skutki prawne (...) powód powinien zatem udowodnić pobieranie energii elektrycznej przez zainteresowanego w sposób nielegalny.”. W ocenie Sądu „powód nie wykazał w sposób bezsporny i nie budzący wątpliwości, że (...) fakt nielegalnego poboru miał miejsce i że dokonał tego zainteresowany.”. Jednak podstawowym argumentem przemawiającym na korzyść odbiorcy jest – zdaniem sądu – okoliczność stosowania przez przedsiębiorstwo w rozliczeniach z odbiorcą niezalegalizowanego układu pomiarowego

i to przez okres ok. 15 lat. W ocenie sądu „W tym przypadku uznać należy, że powód jako strona umowy sprzedaży energii elektrycznej zobowiązana (...) do prawidłowego zmierzenia sprzedawanej energii (art. 547 § 1 w zw. z art. 555 kc) nie dołożył należytej staranności w zakresie, w jakim jest to wymagane w szczególności od podmiotu profesjonalnie występującego w stosunkach gospodarczych.”.

IV. Dwa postanowienia z 22 października 2003 r. (sygn. akt. XVII Amz 27/03 i 28/03) wydane w sprawie dotyczącej rozstrzygnięcia sporu o nieuzasadnione wstrzymanie dostaw energii elektrycznej przez przedsiębiorstwo energetyczne STOEN SA dla Zakładów Przemysłu Ciągnikowego URSUS SA. Spór toczył się z wniosku ZPC URSUS. Podstawą wstrzymania dostaw był art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne, zezwalający na takie postępowanie w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą, a przedsiębiorstwo energetyczne dopełni formalności określonych w tym przepisie. W trakcie postępowania administracyjnego przed Prezesem URE poczyniono ustalenia, z których wynikało, że pomiędzy ZPC URSUS i STOEN równolegle z postępowaniem administracyjnym toczy się postępowanie o zapłatę przed sądem cywilnym. Prezes URE uznał, że zagadnienie to stanowi – ze względu na bezpośredni związek z podstawą wstrzymania dostaw – zagadnienie wstępne, którego rozstrzygnięcie przez sąd cywilny ma istotne znaczenie dla rozstrzygnięcia przez Prezesa URE (w postępowaniu administracyjnym) sporu dotyczącego nieuzasadnionego wstrzymania dostaw. W tej sytuacji Prezes URE wydał – na podstawie art. 97 § 1 pkt 4 Kodeksu postępowania administracyjnego – postanowienie o zawieszeniu postępowania, na które obie strony postępowania administracyjnego złożyły zażalenia.

Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalił obydwa zażalenia. W uzasadnieniu obu postanowień oddalających zażalenia Sąd ten stwierdził m.in.: „Jest zaś bezsporne, że sam fakt wstrzymania dostaw pozostaje w bezpośrednim związku z niezapłaceniem przez zainteresowanego [czyli przez ZPC URSUS] 27.509.117,53 zł. Zasadność roszczeń [zgłoszonych w postępowaniu cywilnym] ma więc kluczowe znaczenie dla rozstrzygnięcia o zasadności wstrzymania dostaw. Ponieważ Prezes URE nie ma uprawnień do orzekania o stanie wzajemnych rozliczeń między stronami, gdyż należy to do właściwości sądów powszechnych, zasadne było przyjęcie, że jest to zagadnienie wstępne w rozumieniu art. 97 § 1 pkt 4 k.p.a., od którego zależy rozstrzygnięcie w postępowaniu administracyjnym.”.

W 2003 r. od wyroków Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w imieniu Prezesa URE wniesione zostały 2 kasacje do Sądu Najwyższego. Udzielono też 8 odpowiedzi na kasacje wniesione przez strony. W 2003 r. Sąd Najwyższy rozpatrzył 9 kasacji od wyroków wydanych w latach 2000-2002 r. W 6 przypadkach sąd ten uchylił zaskarżone wyroki (uznając w 4 przypadkach zasadność kasacji wniesionej przez Prezesa URE, a w 2

przypadkach przez stronę), w 3 przypadkach oddalił kasację (w tym jedną wniesioną przez Prezesa URE). Ponadto w 1 przypadku odmówił przyjęcia do rozpoznania kasacji (wniesionej przez stronę).

Spośród orzeczeń Sądu Najwyższego rozpoznających kasację na uwagę zasługują w szczególności:

I. Dwa wyroki Sądu Najwyższego – z 4 czerwca 2003 r. (sygn. akt I CKN 449/01) oraz z 10 lipca 2003 r. (sygn. akt I CKN 474/01). Wyroki te wydane zostały po rozpoznaniu kasacji od wyroków Sądu Antymonopolowego z 23 kwietnia 2001 r. (sygn. akt odpowiednio: XVII Ame 43/00 i XVII Ame 44/00), oddalających odwołania przedsiębiorstwa energetycznego od decyzji Prezesa URE orzekających zawarcie umów o przyłączenie do sieci z odbiorcami. W obu tych sprawach istotna była okoliczność, że w okresie pomiędzy zaskarżeniem decyzji a rozpoznaniem odwołania przez Sąd Antymonopolowy zmieniły się przepisy ustawy – Prawo energetyczne dotyczące m.in. zasad pobierania przez przedsiębiorstwa energetyczne opłaty przyłączeniowej (art. 7 ust. 1 i 4). Nowelizacja spowodowała istotną zmianę warunku, od którego zależne jest zaistnienie po stronie przedsiębiorstwa energetycznego obowiązku pobrania za przyłączenie wyłącznie opłaty określonej w taryfie (obecnie sieci muszą być przewidziane w uchwalonych przez radę gminy założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, a nie – jak to było wcześniej – w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego).

W uzasadnieniu wyroków, Sąd Antymonopolowy poruszył dwa zasadnicze problemy:

- które przepisy Prawa energetycznego mają zastosowanie w dacie orzekania przez sąd: obowiązujące w dniu orzekania, a nie w dniu wydania decyzji (co może spowodować konieczność zmiany, a nawet uchylecia decyzji, która była poprawna w dniu jej wydania),
- czy w braku wymaganych obecnie gminnych założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, do zaistnienia po stronie przedsiębiorstwa energetycznego obowiązku pobrania od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie taryfowej opłaty za przyłączenie wystarczy, że sieć, do której podmiot ma być przyłączony, jest przewidziana w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego.

Rozpatrując kasację w sprawie o sygn. akt I CKN 449/01 Sąd Najwyższy (w wyroku z 4 czerwca 2003 r.) oddalił kasację i orzekł, że oceniając prawidłowość decyzji Prezesa URE należy stosować przepisy obowiązujące w chwili wystąpienia podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do przedsiębiorstwa energetycznego z wnioskiem o wydanie warunków przyłączenia, a zatem przepisy „stare”, zgodnie z zasadą *lex retro non agit* (jest to pogląd odmienny od prezentowanego przez Sąd Antymonopolowy). Wobec powyższego, zbędne były – zdaniem sądu – rozważania na temat słuszności

interpretacji przez Sąd Antymonopolowy „nowych” przepisów ustawy – Prawo energetyczne. W uzasadnieniu wyroku Sąd Najwyższy stwierdził m.in., że do oceny przesłanek i warunków orzekanej decyzji Prezesa URE umowy o przyłączenie „mają zastosowanie ogólne zasady prawa cywilnego, w tym zasada wyrażona w art. 3 k.c., zgodnie z którą ustawa nie ma mocy wstecznej, chyba że wynika to z jej brzmienia lub celu. Zgodnie z tą zasadą w rozpoznawanej sprawie należy stosować przepisy ustawy Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym w chwili wystąpienia Macieja M. do powodowego Zakładu Energetycznego z wnioskiem o zawarcie umowy o budowę przyłącza energetycznego. Z tą bowiem chwilą nabył on prawo do zawarcia umowy na warunkach wówczas obowiązujących, a między stronami nawiązał się stosunek regulowany przepisami Prawa energetycznego, w tym art. 7 ust. 4 i 5 w brzmieniu obowiązującym w tej dacie. Żadne zmiany przepisów w tym zakresie nie mogły mieć znaczenia, bez zgody obu stron, dla ukształtowania ich stosunku cywilnoprawnego, chyba że zmianom tym ustawa nadałaby moc wsteczną, co w rozpoznawanym przypadku nie miało miejsca.”

W sprawie o sygn. akt I CKN 474/01 Sąd Najwyższy (w wyroku z 10 lipca 2003 r.) uchylił zaskarżony wyrok i przekazał sprawę Sądowi Antymonopolowemu do ponownego rozpoznania. W uzasadnieniu tego wyroku Sąd Najwyższy stwierdził, że w rozpoznawanej sprawie znajdują zastosowanie przepisy obowiązujące w dniu orzekania przez Sąd Antymonopolowy (przepisy „nowe”, zgodnie z art. 316 § 1 Kpc). Natomiast niewłaściwa jest dokonana przez Sąd Antymonopolowy interpretacja, zgodnie z którą do zaistnienia po stronie przedsiębiorstwa energetycznego obowiązku pobrania od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie taryfowej opłaty za przyłączenie wystarczy, że sieć, do której podmiot ma być przyłączony, jest przewidziana w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego.

W ocenie sądu „trafnie przyjęto w zaskarżonym orzeczeniu, że w rozpatrywanej sprawie miarodajny powinien być stan prawny obowiązujący po dniu 14 czerwca 2000 r., ponieważ Sąd obowiązany był uwzględnić stan rzeczy w chwili zamknięcia rozprawy (art. 316 § 1 k.p.c.), a w chwili orzekania nie został jeszcze definitywnie ukształtowany obligacyjny stosunek prawny kreowany decyzją Prezesa URE.”

Tak więc w omawianych wyrokach Sądu Najwyższego ujawniły się rozbieżności w zakresie oceny, czy Sąd Antymonopolowy, rozpoznając odwołanie od decyzji Prezesa URE, powinien stosować przepisy obowiązujące w dniu wystąpienia z wnioskiem o zawarcie umowy o przyłączenie czy też przepisy obowiązujące w dniu zamknięcia rozprawy.

II. Wyrok z 9 października 2003 r., sygn. akt I CKN 144/02, w którym Sąd Najwyższy zajął stanowisko co do interpretacji przepisu art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Przepis ten – w brzmieniu obowiązującym w okresie od 14 czerwca 2000 r. do 31 grudnia 2002 r. – stanowił, że uzyskania koncesji wymaga m.in. prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW. Uznając, że w myśl tego przepisu, o obowiązku uzyskania koncesji decyduje łączna moc wszystkich źródeł, Prezes URE udzielił z urzędu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej przedsiębiorstwu energetycznemu posiadającemu pięć elektrowni wodnych, których łączna moc przewyższała 5 MW.

Sąd Antymonopolowy w wyroku z 11 lutego 2001 r., sygn. akt XVII Ame 38/01 podzielił stanowisko przedsiębiorstwa energetycznego, zgodnie z którym obowiązek posiadania koncesji należy odnosić do mocy poszczególnych źródeł. Zdaniem tego sądu, gdyby ustawodawca chciał powiązać obowiązek koncesyjny z mocą energii wytwarzanej łącznie przez jednego przedsiębiorcę, to przepis nie zawierałby sformułowania „w źródłach”, lecz użyto by w nim wyrazu „źródło” w liczbie pojedynczej.

Rozpoznając kasację Sąd Najwyższy uznał za słuszne stanowisko Sądu Antymonopolowego, odwołujące się do reguł wykładni językowej. Jednakże decydujące dla przyjętego przez Sąd Najwyższy rozstrzygnięcia było obecne brzmienie art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne (nadane już po wydaniu decyzji). Przepis ten, w brzmieniu zmienionym ustawą z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, obowiązującą od 1 stycznia 2003 r., wyłącza z obowiązku koncesyjnego m.in. „wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW” oraz „wytwarzanie ciepła w źródłach o łącznej mocy poniżej 1 MW”. Wcześniej obowiązek posiadania koncesji wyłączony był w przypadku wytwarzania ciepła „w źródłach o mocy poniżej 1 MW”. W ocenie Sądu Najwyższego „w zmianie tej: zastąpieniu zwrotu mówiącego o <wytwarzaniu ciepła w źródłach o mocy poniżej 1 MW> zwrotem mówiącym o <wytwarzaniu ciepła w źródłach o łącznej mocy poniżej 1 MW>, przy jednoczesnym pozostawieniu zwrotu mówiącego o <wytwarzaniu energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW> należy dostrzegać potwierdzenie przez ustawodawcę takiego znaczenia omawianego przepisu, za jakim opowiedział się Sąd Antymonopolowy w zaskarżonym wyroku.”.

III. Wyrok z 10 czerwca 2003 r. (sygn. akt I CKN 395/01). Uwzględniając kasację Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Antymonopolowego z 9 października 2000 r. (sygn. akt XVII Ame 16/00) i przekazał sprawę do ponownego rozpatrzenia przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Zaskarżony kasacją wyrok został wydany w następstwie wniesienia przez przedsiębiorstwo energetyczne odwołania od decyzji Prezesa URE, wydanej na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Decyzją tą Prezes URE rozstrzygnął spór pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą energii elektrycznej, wprowadzając zmiany do

łączącej strony umowy sprzedaży energii. Po rozpoznaniu odwołania Sąd Antymonopolowy zmienił decyzję Prezesa URE, uchylając jeden z punktów decyzji, nadający brzmienie spornemu zapisowi umowy. Istotny dla omawianej sprawy jest fakt, iż sąd nie poinformował zainteresowanego (czyli odbiorcy energii) o terminie rozprawy, jak również nie doręczył mu odpisu odwołania oraz odpowiedzi Prezesa URE na odwołanie, co spowodowało, że zainteresowany nie mógł bronić swoich praw w postępowaniu toczącym się przed tym sądem. Zaskarżając powyższy wyrok kasacją, zainteresowany (odbiorca energii), jako podstawę kasacyjną wskazał, oprócz naruszenia przepisów prawa materialnego, także naruszenie przepisów postępowania, a wśród nich art. 379 pkt 5 Kpc, w myśl którego pozbawienie strony możliwości obrony jej praw, jest jedną z przyczyn nieważności postępowania sądowego w sprawach cywilnych. Wskazując na powyższe, zainteresowany wniósł o zmianę wyroku przez oddalenie odwołania przedsiębiorstwa energetycznego od decyzji Prezesa URE, albo o jej uchylenie i przekazanie sprawy Sądowi Ochrony Konkurencji i Konsumentów do ponownego rozpoznania. Sąd Najwyższy, jak wskazano powyżej, przychylił się do wniosku zainteresowanego uznając, że w omawianej sprawie doszło do naruszenia art. 379 pkt 5 Kpc, co skutkowało nieważnością postępowania przed Sądem Antymonopolowym. Jednocześnie Sąd Najwyższy odniósł się do wątpliwości związanych z treścią art. 479³¹ Kpc w brzmieniu obowiązującym do 31 marca 2001 r., dotyczących statusu procesowego zainteresowanego w postępowaniu sądowym. Z wyroku Sądu Najwyższego wynika, że interpretacja przepisu ustawy nie może powodować – jak w omawianym przypadku – naruszenia wyrażonej w art. 32 ust. 1 Konstytucji RP zasady równego traktowania obywateli przez władze publiczne i zawartej w art. 45 ust. 1 zasady dostępu obywatela do sądu.

IV. Postanowienie Sądu Najwyższego z 17 stycznia 2003 r. (sygn. akt I CK 214/02), wydane po rozpatrzeniu kasacji wniesionej przez Prezesa URE od wyroku Sądu Antymonopolowego z 6 marca 2002 r. (sygn. akt XVII Ame 21/01). W wyroku tym Sąd Antymonopolowy zmienił w całości zaskarżoną decyzję Prezesa URE w ten sposób, że umorzył postępowanie administracyjne, mimo że powodowie na rozprawie przed Sądem Antymonopolowym cofnęli odwołanie, skutkiem czego spór pomiędzy nimi a przedsiębiorstwem energetycznym (dotyczącym odmowy zmiany warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej) pozostał nadal nierozstrzygnięty. Tymczasem – w ocenie Prezesa URE skarżącego ten wyrok – następstwem procesowym cofnięcia odwołania powinno być umorzenie postępowania sądowego i rozstrzygnięcie w tej sprawie w formie postanowienia (zgodnie z art. 355 § 1 Kpc). Ponadto zdaniem Prezesa URE, Sąd Antymonopolowy naruszył przepis art. 479⁵³ § 2 Kpc, który stanowi, że w razie uwzględnienia odwołania, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów zaskarżoną decyzję albo uchyła, albo

zmienia w całości lub w części i orzeka co do istoty sprawy. Zatem zmiana decyzji Prezesa URE byłaby możliwa jedynie w sytuacji uwzględnienia odwołania, po jego rozpatrzeniu.

Sąd Najwyższy, dzieląc przedstawione w kasacji stanowisko Prezesa URE, uchylił zaskarżony wyrok oraz umorzył postępowanie sądowe. W uzasadnieniu swojego orzeczenia sąd stwierdził m.in. „W zakresie nie unormowanym w art. 479⁴⁶ – 479⁵⁶ i art. 479¹ – 479²² k.p.c., do postępowania sądowego w sprawach z zakresu regulacji energetyki mają zastosowanie przepisy ogólne o procesie. Jednym z takich przepisów jest art. 355 § 1 k.p.c., stanowiący – między innymi – iż sąd wydaje postanowienie o umorzenie postępowania, jeżeli powód cofnął ze skutkiem prawnym pozew. Zgodnie zatem z tym przepisem, skuteczne w świetle art. 479¹³ § 1 k.p.c. cofnięcie, porównywalnego z pozewem, odwołania od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki powinno spowodować, dokonane postanowieniem, umorzenie postępowania sądowego wywołanego wniesieniem odwołania. Skutek tego postanowienia powinien więc objąć całe postępowanie sądowe – ale tylko to postępowanie, zaskarżona natomiast decyzja powinna stać się ostateczna.”

W 2003 r. do Naczelnego Sądu Administracyjnego zostały skierowane 2 skargi na bezczynność Prezesa URE, które nie zostały dotychczas rozpoznane. Sąd ten rozpoznał natomiast 3 skargi na bezczynność Prezesa URE wniesione w 2002 r., z których 1 została przez NSA odrzucona, 1 oddalona, natomiast w 1 przypadku NSA uznając zasadność wniesionej skargi zobowiązał Prezesa URE do wydania decyzji (dotyczyło to sporu w sprawie odmowy zmiany umowy sprzedaży energii elektrycznej).

4. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli

Podobnie jak i inne organy administracji rządowej tak i Prezes URE podlegał kontroli ze strony Najwyższej Izby Kontroli.

W 2003 r. zostały przeprowadzone 3 kontrole, dotyczące:

1. Wykonania budżetu państwa w 2002 r. w części 50 dotyczącej URE. Kontrolę tę rozpoczęto 19.12.2002 r. a zakończono 21 marca 2003 r. W wystąpieniu pokontrolnym z 6 maja 2003 r. zostały zawarte wnioski, do których Prezes URE zgłosił zastrzeżenia. Uchwałą Nr 18/2003 z 4 czerwca 2003 r. Kolegium Najwyższej Izby Kontroli wniesione zastrzeżenia oddaliło w całości. Pismem z 11 czerwca 2003 r. została przekazana Prezesowi URE „Informacja o wynikach kontroli wykonania budżetu państwa w 2002 r., część nr 50, Urząd Regulacji Energetyki.”, do której Prezes URE przedstawił swoje stanowisko. Pismem z 17 lipca 2003 r. Wiceprezes NIK przedstawił „OPINIĘ PREZESA NAJWYŻSZEJ

IZBY KONTROLI ws. „Stanowiska Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do Informacji NIK o wynikach kontroli wykonania budżetu państwa w 2002 r. przez URE”. Pismem z 22 sierpnia 2003 r. Prezes URE przedstawił komentarz do „OPINII”. Dopiero pismem z 13 października 2003 r. Wiceprezes Najwyższej Izby Kontroli przekazał swoje wystąpienie w sprawach poruszonych przez Prezesa URE. W przekazanej, pismem z 16 czerwca 2003 r., „Analizie wykonania budżetu państwa i założeń polityki pieniężnej w 2002 r.” z czerwca 2003 r. Prezes URE otrzymał ocenę „pozytywną z uchybieniami”.

2. Funkcjonowania kontroli wewnętrznej w ministerstwach i innych jednostkach administracji centralnej w okresie od 1.01.2002 r. do 30.06.2003 r. Kontrolę przeprowadzono w dniach 1 lipca-5 września 2003 r. W wystąpieniu pokontrolnym z 26.11.2003 r. zostały sformułowane wnioski, do których Prezes URE złożył zastrzeżenia. Nie zostały one rozpatrzone do końca 2003 r.
3. Wywiązywania się z obowiązków podatkowych producentów i dystrybutorów paliw płynnych w okresie od 1.01.2000 r. do 30.06.2003 r. Kontrolę przeprowadzono w dniach 2 października-4 grudnia 2003 r. Do ustaleń zawartych w protokole kontroli Prezes URE przedstawił zastrzeżenia. Nie zostały one rozpatrzone do końca 2003 r.

W 2003 r. Prezes URE otrzymał także wystąpienia pokontrolne NIK dotyczące kontroli przeprowadzonych w 2002 r.:

1. W związku z przeprowadzoną kontrolą obsługi energii elektrycznej – Uchwałą Nr 3/2003 z 19 lutego 2003 r. Kolegium Najwyższej Izby Kontroli, którą wniesione 30 grudnia 2002 r. zastrzeżenia do wystąpienia pokontrolnego zostały oddalone w całości. Pismem z 25 kwietnia 2003 r. Prezes URE otrzymał „Informację o wynikach kontroli obsługi odbiorców energii elektrycznej”.
2. W związku z przeprowadzoną kontrolą wykonywania przez Prezesa URE w latach 1999-2002 obowiązków regulacyjnych w odniesieniu do sektora gazowego – wystąpienie pokontrolne z 10 grudnia 2003 r. Kontrolę przeprowadzono w dniach 5 sierpnia-29 listopada 2002 r. W wystąpieniu tym zostały zawarte wnioski pokontrolne, do których Prezes URE wniósł zastrzeżenia. Nie zostały one rozpatrzone do końca 2003 r.

Wnioski i zalecenia sformułowane przez NIK po zakończeniu ww. kontroli po raz kolejny ujawniły, że działania regulacyjne są nadal w polskiej rzeczywistości procesem złożonym a zatem trudnym zarówno do ich stosowania, jak i oceniania.

Należy zauważyć, że przeprowadzone w roku 2003 przez NIK kontrole nie dotyczyły procesów regulacyjnych i zadań Prezesa URE związanych z regulacją sektora energetycznego.

W związku z przeprowadzoną w 2002 r. kontrolą obsługi odbiorców energii elektrycznej w latach 1999-

2002, w 2003 r. Prezes URE otrzymał Uchwałę Nr 3/2003 z 19 lutego 2003 r. Kolegium NIK, którą wniesione 30 grudnia 2002 r. zastrzeżenia do wystąpienia pokontrolnego zostały oddalone w całości (Kontrola ta została omówiona w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za 2002 rok).

W wystąpieniu pokontrolnym zawarto następujące zalecenia:

1. *„Przestrzeganie zasady zatwierdzania taryfy dla PSE SA przed zatwierdzeniem taryf dla spółek dystrybucyjnych.*
2. *Ograniczenie zakresu stosowania ujemnej wartości współczynników korekcyjnych do sytuacji uzasadnionych faktyczną zmianą warunków prowadzenia działalności gospodarczej.*
3. *Zaprzestanie zaliczania do kosztów uzasadnionych obciążeń wynikających z udzielanych bonifikat z tytułu stosowania taryfy pracowniczej na energię elektryczną.*
4. *Kontynuowanie działań zmierzających do zapewnienia należytej współpracy przedsiębiorstw dystrybucyjnych z zarządami gmin przy opracowywaniu planów rozwoju i zaopatrzenia w energię.*
5. *Podejmowanie z własnej inicjatywy i przeprowadzanie w przedsiębiorstwach kontroli w zakresie przestrzegania standardów obsługi odbiorców i parametrów jakościowych energii.*
6. *Intensyfikację działań mających na celu usunięcie barier ograniczających korzystanie przez odbiorców energii z usług przesyłowych na zasadzie TPA.”*

Sformułowany w pierwszym punkcie wniosek, aczkolwiek słuszny co do zasady, nie jest możliwy w pełni do realizacji ze względu na wymogi prawa. Przede wszystkim należy podkreślić, że to przedsiębiorstwa energetyczne samodzielnie ustalają taryfy i przedkładają je do zatwierdzenia, a także decydują o ich wprowadzeniu do stosowania (z pewnymi tylko ograniczeniami). Co więcej, zgodnie z art. 47 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE związany jest 30-dniowym ustawowym terminem do podjęcia decyzji – o zatwierdzeniu lub o odmowie zatwierdzenia przedłożonej taryfy, a żaden przepis prawa nie upoważnia Prezesa URE do przedłużenia postępowania w sprawie taryfy przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej z tego powodu, że nie przedłożyło swojej taryfy przedsiębiorstwo zajmujące się jej przesyłaniem.

Sugerowane przez NIK nieprzebranie określonych ustawą terminów załatwiania spraw doprowadziłoby do postawienia Prezesowi URE, przez kolejną kontrolę, słusznego zarzutu działania niezgodnego z prawem, a także mogłoby narazić na procesy o odszkodowanie za potencjalne szkody spowodowane opóźnionym wejściem w życie nowej taryfy.

Prezes URE nie może ani „zobowiązać się”, ani zagwarantować, że wniosek PSE SA o zatwierdzenie taryfy w bieżącym roku i latach następnych wpłynie w czasie umożliwiającym jego zatwierdzenie przed

wspomnianym wyżej terminem zatwierdzenia taryf spółek dystrybucyjnych. Pełna realizacja wniosku NIK wymagałaby zmiany ustawy, ograniczającej i tak już ograniczoną (w stosunku do 1989 r.) wolność gospodarczą, co spotyka się z powszechną krytyką.

Nie można też podzielić przypisywanego Prezesowi URE w uchwale Kolegium NIK poglądu, odnoszącego się do „zasady» zatwierdzania taryfy PSE SA przed taryfami spółek dystrybucyjnych, wyrażonego w zdaniu „(Izba, podobnie jak Prezes URE nie utożsamia jej z przepisem prawa)”. Otóż jest dokładnie przeciwnie – cały proces zatwierdzania taryf Prezes URE utożsamia z przepisami prawa, zarówno materialnego jak i procesowego, do czego zobowiązuje go choćby art. 7 Konstytucji, który stanowi, że „organy władzy publicznej działają na podstawie i w granicach prawa”. Takie stanowisko NIK budzi zdziwienie, postuluje ono bowiem stosowanie pozaprawnych „zasad”, których stosowanie byłoby niezgodne z przepisami prawa.

NIK zaleciła także Prezesowi URE ograniczenie zakresu stosowania ujemnej wartości współczynników korekcyjnych tylko do sytuacji uzasadnionych zmianą warunków prowadzenia działalności gospodarczej.

Zalecenie to Prezes URE będzie się starał – w miarę możliwości – realizować. Jeżeli jednak dodatni współczynnik korekcyjny nie będzie zapewniał pokrycia uzasadnionych kosztów, zgodnie z zasadą wyrażoną w art. 45 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, będzie musiał być stosownie obniżony. Należy przy tym podkreślić, że w decyzjach ustalających współczynnik „X” (w tym także ewentualne ujemne bądź zerowe jego wartości) wymieniane są wszelkie okoliczności, które wywarły wpływ na decyzję – zgodnie z wymogiem wynikającym z art. 107 § 1 Kodeksu postępowania administracyjnego.

Kolejny wniosek NIK dotyczył zaprzestania zaliczania do kosztów uzasadnionych obciążeń wynikających z udzielonych bonifikat z tytułu stosowania taryfy pracowniczej na energię elektryczną. W uchwale Kolegium NIK został sformułowany postulat, aby wniosek ten Prezes URE zaczął realizować natychmiast, a nie dopiero od lipca 2003 r., co postulował Prezes URE.

W związku z tym należy zauważyć, że zasady korzystania z taryfy pracowniczej zostały określone w załączniku Nr 6 do Ponadzakładowego Układu Zbiorowego Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego z 13 maja 1993 r. Układy takie zawierane są zgodnie z zasadami określonymi w Kodeksie pracy, a ich poprawność podlega kontroli określonej w tym kodeksie, w tym kontroli sądowej. Stronami układu z 13 maja 1993 r. są organizacje pracodawców i organizacje związkowe reprezentujące pracowników sektora elektroenergetycznego, a jego postanowienia określają obowiązki pracodawców m.in. w zakresie udzielania pracownikom bonifikat na ceny energii elektrycznej. Prezes URE nie może go zatem ignorować. Z uwagi na fakt, że ani Prezes URE ani żaden inny organ administracji rządowej nie jest stroną tego układu nie można więc również ingerować w jego treść w sposób władczy.

W związku z tym, można jedynie zadeklarować, że sformułowane przez NIK zalecenie – zgodne z intencjami Prezesa URE – zostanie zrealizowane po zakończeniu prac trwających od 1999 r. w ramach Zespołu Trójstronnego ds. Branży Energetycznej (działającego w b. Ministerstwie Pracy i Polityki Społecznej a obecnie – w Ministerstwie Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej), w których Prezes URE bierze udział ze strony rządowej.

Prowadzone prace, aczkolwiek bardzo trudne ze względów społecznych, prowadzą do kompromisowych rozwiązań i stopniowego zmniejszania obciążeń wynikających z powyższego układu zbiorowego pracy.

We wnioskach, NIK zobowiązał Prezesa URE do kontynuowania działań zmierzających do zapewnienia należytej współpracy przedsiębiorstw dystrybucyjnych z zarządami gmin przy opracowywaniu planów rozwoju i zaopatrzenia w energię, przy czym pozytywnie oceniono działania o charakterze organizatorskim.

Natomiast w uchwale Kolegium NIK podzielono pogląd Prezesa URE, że nie ma on instrumentów prawnych zapewniających władczy wpływ na realizację przez gminy ich obowiązków wynikających z Prawa energetycznego a podejmowane przez niego działania mogą mieć jedynie charakter doradczy i pomocniczy. Wyjaśniono również, że wniosek pokontrolny dotyczył potrzeby kontynuowania rozpoczętych już przez Prezesa URE działań. Tak rozumiany wniosek stanowi faktycznie pozytywną ocenę przedsięwzięć podejmowanych przez Prezesa URE, w granicach możliwości prawnych i zachętę do ich dalszego kontynuowania.

NIK zobowiązał także Prezesa URE do podejmowania z własnej inicjatywy i przeprowadzania w przedsiębiorstwach kontroli w zakresie przestrzegania standardów obsługi odbiorców i parametrów jakościowych energii.

W tej sprawie należy ponownie stwierdzić, że przypisane prawnie funkcje kontrolne Prezesa URE mogą być, są i będą wykonywane różnymi, dostępnymi prawnie metodami, przy czym nie bez znaczenia jest także kwestia ekonomii postępowania. W pierwszej kolejności, za to w stosunku do wszystkich przedsiębiorstw energetycznych, Prezes URE wykorzystuje możliwość badania i analizowania treści dokumentów wpływających do urzędu w sprawach udzielenia i zmiany koncesji, zatwierdzenia taryf (co jest czynnością powtarzalną), rozstrzygnięcia sporów, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, a także poprzez wykorzystanie skarg odbiorców.

Z pełnym przekonaniem należy stwierdzić, że żaden organ regulacyjny na świecie nie dysponuje służbami inspekcyjnymi w takich rozmiarach, które umożliwiałyby systematyczne kontrole we wszystkich przedsiębiorstwach energetycznych.

NIK zalecił również Prezesowi URE „intensyfikację działań mających na celu usunięcie barier ograniczających korzystanie przez odbiorców energii z usług przesyłowych na zasadzie TPA”.

Prezes URE nigdy nie zamierzał zaniechać prowadzenia prac mających na celu identyfikację tych barier oraz proponowania rozwiązań likwidujących te bariery i przyspieszających rozwój rynków konkurencyjnych paliw i energii. Prezes URE przedstawiał już – i nadal będzie to czynił – swoje propozycje dotyczące zarówno nowelizacji przepisów prawa jak i zmian o innym charakterze. Na ich realizację nie ma jednak bezpośredniego wpływu.

Z tego też względu sformułowany wniosek powinien być skierowany przez NIK w pierwszej kolejności do Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej. Skierowanie go do Prezesa URE można przyjąć jako swoiste wsparcie i zachętę ze strony NIK do kontynuowania prowadzonej działalności.

Niezależnie od powyższego Prezes URE przypomniał, że już wcześniej zwrócił się do Kolegium NIK o wskazanie środków odwoławczych, umożliwiających skorzystanie z wynikającego z art. 45 ust. 1 Konstytucji RP „prawa do sądu” w stosunku do zaleceń pokontrolnych formułowanych przez NIK. Ponieważ Kolegium NIK przeoczyło ten problem, tak istotny w demokratycznym państwie prawnym – Prezes URE ponowił to pytanie.

W grudniu 2003 r. Prezes URE otrzymał także wystąpienie pokontrolne dotyczące kontroli przeprowadzonej przez NIK w 2002 r., dotyczącej wykonywania przez Prezesa URE w latach 1999-2002 obowiązków regulacyjnych w odniesieniu do sektora gazowego, odnośnie którego wniósł o jego odrzucenie w całości.

Wystąpienie to Prezes URE otrzymał dopiero po roku od daty zakończenia kontroli, w związku z czym stało się ono nie aktualne.

W przypadku nie przyjęcia przez Kolegium NIK powyższego zastrzeżenia do wystąpienia pokontrolnego Prezes URE zgłosił szczegółowe zastrzeżenia.

Na wstępie należy zauważyć, że już podczas przeprowadzania tej kontroli pojawił się problem związany z ustaleniem jej przedmiotu, zakresu oraz okresu działalności Prezesa URE nią objętego. Problem ten powstał już w trakcie trwania kontroli. Wówczas zwrócono się do kontrolera NIK z prośbą „o wskazanie lat za które należy przygotować Panu informacje dotyczące ww. zagadnień”.

W prowadzonej w URE Książce Kontroli, w rejestrze za 2002 r. kontroler NIK w rubryce „Tematyka kontroli” wpisał: „Obrót gazem ziemnym” nie podając dat zjawisk objętych przedmiotem kontroli. Przeprowadzając kontrolę zażądał przekazania dokumentów przedsiębiorstw energetycznych, które posiadają koncesje na przesył i dystrybucję, nie zaś na obrót. Prezes URE podjął więc decyzję, aby udostępnić do celów kontroli także dokumenty nie związane bezpośrednio z „obrotem gazem ziemnym”.

W § 14 pkt 5 Zarządzenia Prezesa Najwyższej Izby Kontroli z 1 marca 1995 r. w sprawie postępowania kontrolnego (M. Pol. z 1995 r. Nr 17, poz. 211) postano-

wiono, że „W programach kontroli zamieszcza się w szczególności: (...) 5) tematykę kontroli, tj. szczegółowe określenie przedmiotowego i podmiotowego zakresu kontroli”. Zgodnie z tym przepisem były zatem podstawy, aby Prezes URE odmówił w ogóle dopuszczenia do przeprowadzenia kontroli, w której nie został szczegółowo określony ani zakres przedmiotowy, ani podmiotowy, ani nie wskazano okresu objętego kontrolą. Nie uczynił jednak tego i umożliwił przeprowadzenie tej kontroli.

W protokole kontroli, podpisanym przez Prezesa URE 12.12.2002 r., podano, że „Kontrolą objęto działania Prezesa URE w odniesieniu do sektora gazowego”, co nie jest zgodne z tematyką kontroli wpisaną w Księżce Kontroli i wskazuje na znacznie szerszy zakres przedmiotowy kontroli, niż tylko „obrót gazem ziemnym”.

Trudno jest uznać, że wszystkie 3 podane przez NIK tematy kontroli są tożsame. Za każdym razem kontrolą objęto inny zakres przedmiotowy i inny okres działalności Prezesa URE.

Z uwagi na fakt, że dopiero z otrzymanego 3.12.2003 r., wystąpienia pokontrolnego okazało się, że kontrolą objęto wykonywanie przez Prezesa URE, w latach 1999-2002, obowiązków regulacyjnych w odniesieniu do sektora gazowego, to należy stwierdzić, że wszystkie treści zamieszczone w protokole kontroli, dotyczące 1998 r., są zamieszczone w sposób nieuprawniony. Nie będąc poinformowany o okresie działalności objętym przedmiotem prowadzonej kontroli, Prezes URE udostępnił kontrolerowi NIK, na jego żądanie, także dokumenty dotyczące 1998 r., a zatem nie objęte kontrolą.

Z uwagi na brak poinformowania o okresie objętym kontrolą, Prezes URE nie mógł skorzystać z prawa do zgłoszenia zastrzeżeń, do zawartych w protokole kontroli ustaleń, na mocy art. 55 ust. 1 i 2 ustawy o NIK. Nie mógł także skorzystać z przysługującego mu prawa do odmowy podpisania protokołu kontroli, na mocy art. 57 ust. 1 ustawy o NIK.

Należy stwierdzić, że przedstawione wystąpienie pokontrolne jest także wewnętrznie niespójne. Wskazuje na lata 1999-2002, jako objęte przedmiotem kontroli, po czym – zawiera stwierdzenia dotyczące 1998 r.

Prezes URE wniósł zatem o wykreślenie z protokołu kontroli tych wszystkich treści, które odnoszą się do roku nie objętego przedmiotem kontroli, tj. do roku 1998.

NIK postawił Prezesowi URE zarzut dotyczący naruszenia terminu określonego w art. 67 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (terminu 18 miesięcy, od dnia ogłoszenia ustawy, na wydanie koncesji z urzędu), który – zdaniem NIK – jest „terminem obligatoryjnym”.

Należy przede wszystkim zauważyć, iż na gruncie prawa nie występuje pojęcie „terminu obligatoryjnego”. Terminy, w tym także ustawowe, mogą być bądź to terminami instrukcyjnymi, bądź to terminami zawitymi (prekluzyjnymi). Różnica pomiędzy dwoma ww. rodza-

jami terminów sprowadza się do skutków ich niedochowania. I tak naruszenie terminu zawitego wywołuje dla zainteresowanego ujemne skutki procesowe, zaś naruszenie terminu o charakterze instrukcyjnym nie niesie ze sobą żadnych konsekwencji dla stron postępowania.

Pomocą w ustaleniu charakteru prawnego tego terminu może służyć Kodeks postępowania administracyjnego. W komentarzu do art. 35 – terminy załatwiania spraw, stwierdzono „Terminy ustanowione w art. 35 § 2 mają **charakter procesowy**, a wobec tego ich upływ nie pozbawia organu administracyjnego zdolności do orzekania w sprawie przed nim zawisłej. W przypadku przekroczenia terminu załatwienia sprawy decyzja jest ważna i skuteczna, nie są to bowiem terminy prawa materialnego, które powodowałyby przedawnienie orzekania w sprawie, zwłoka w załatwieniu sprawy powoduje szereg następstw procesowych, może uzasadniać odpowiedzialność organu administracyjnego z powodu szkody wyrządzonej stronie, lub też może powodować pociągnięcie pracownika do odpowiedzialności za naruszenie obowiązków służbowych, ale nie może ona stanowić podstawy zarzutu wadliwości samej decyzji ani też praw lub obowiązków, o których w niej rozstrzygnięto. Przez upływ terminów załatwienia sprawy ani nie ustaje właściwość organu administracyjnego, ani też nie traci on kompetencji, tzn. możliwości stosowania odpowiedniej do danej sprawy prawnej formy działania. Przekroczenie tych terminów powoduje skutki procesowe w postaci nowych obowiązków organu administracyjnego oraz powstania szeregu procesowych uprawnień strony służących zwalczaniu milczenia administracji w sprawie.” (B. Adamiak, J. Borkowski, *Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz*, 2 wydanie, C. H. Beck, Warszawa 1998, str. 286).

Dokonując analizy treści przepisu art. 67 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w celu ustalenia charakteru terminu w nim zawartego, zwrócić należy uwagę na treść ust. 2 tego przepisu, który stanowi, iż przedsiębiorstwa, o których mowa w ust. 1 (a więc działające lub będące w budowie w dniu wejścia w życie ustawy) do czasu udzielenia koncesji prowadzą działalność na dotychczasowych zasadach.

W związku z tym, iż z treści art. 67 ust. 1 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, nie wynika, iż przekroczenie wskazanego w tym przepisie 18-sto miesięcznego terminu udzielenia przedsiębiorstwu energetycznym koncesji „z urzędu” na prowadzoną przez nie działalność, powoduje jakiegokolwiek negatywne skutki dla przedsiębiorców (gdyż w dalszym ciągu mogą prowadzić działalność), odbiorów paliw gazowych czy też dla Prezesa URE, wywód zawarty w wystąpieniu NIK dotyczący naruszenia przez Prezesa URE art. 67 ust. 1 ustawy, uznać należy za bezpodstawny.

Kolejny zarzut podniesiony w wystąpieniu pokontrolnym dotyczy przewlekłe prowadzonych postępowań koncesyjnych m.in. wobec PGNiG SA oraz SGT

EuRoPol GAZ SA, która to przewlekłość oceniona została jako działanie nierzetelne.

Należy zauważyć, że „przewlekłość postępowania” wskazana przez NIK nie dotyczy w istocie samego prowadzonego postępowania lecz jedynie daty jego rozpoczęcia. Zarzut ten, o ile w ogóle powinien być postawiony w świetle wyjaśnień przytoczonych powyżej, został zatem przez NIK wadliwie sformułowany.

Odnosząc się do powyższego, przede wszystkim należy sformułować uwagę o charakterze ogólnym, iż kwestia rzetelności prowadzonych postępowań administracyjnych, obejmuje ocenę poprawności prowadzonego postępowania pod względem merytorycznym i pozostaje bez związku z czasem przez jaki postępowanie takie jest prowadzone.

Co do kwestii merytorycznych, postępowania koncesyjne dotyczące przedsiębiorstw działających w sektorze gazowym ocenione zostały przez NIK, jak należy rozumieć, jako przeprowadzone prawidłowo, a więc rzetelnie.

Odnosnie zarzucanej przewlekłości postępowania w tych sprawach należy natomiast zauważyć, iż zdecydowana większość postępowań koncesyjnych, (pomimo ogromnej ich liczby) została przeprowadzona w terminach określonych w art. 35 § ust. 1, 2 oraz 5 Kodeksu postępowania administracyjnego.

Terminowość prowadzonych spraw nie była objęta przedmiotem przeprowadzonej kontroli i nie znalazła odzwierciedlenia w ustaleniach zawartych w protokole kontroli, stwierdzonych nieprawidłowościach i wskazaniu osób za nie odpowiedzialnych, zgodnie z art. 53 ust. 2 i art. 60 ust. 2 ustawy o NIK. W związku z powyższym Prezes URE wniósł o wykreślenie tych treści z wystąpienia pokontrolnego.

Odnosnie zarzutu naruszenia art. 35 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, polegającego na tym, iż Prezes URE udzielił przedsiębiorstwom energetycznym stosownych koncesji, pomimo, iż nie przedstawiły one projektów planów rozwoju, o których mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, trzeba zauważyć, co następuje.

Zgodnie z art. 35 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, wniosek o udzielenie koncesji powinien zawierać m.in. projekt planu, o którym mowa w art. 16. Jednocześnie art. 16 ust. 6 tej ustawy zobowiązuje m.in. sieciowe przedsiębiorstwa gazownicze do uzgodnienia z Prezesem URE projektów planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe.

Jak zauważono w wystąpieniu pokontrolnym, w ustawie – Prawo energetyczne do 13 czerwca 2000 r. istniała delegacja zobowiązująca Ministra Gospodarki do określenia w drodze rozporządzenia, szczegółowych warunków planowania rozwoju i finansowania inwestycji (art. 9 ust. 2). Delegacja ta nigdy nie została zrealizowana i ostatecznie skreślono ją z dniem 14 czerwca 2000 r. w ramach nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne ustawą z 26 maja 2000 r. o zmianie

ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 48, poz. 555).

W związku z powyższym w chwili wydawania znacznej większości koncesji, z jednej strony funkcjonował warunek określony w art. 35 ust. 1 pkt 2 ustawy, natomiast z drugiej – brak było przepisów określających szczegółowe warunki planowania rozwoju i finansowania inwestycji, tj. wskazujących metodę realizacji powyższego warunku. Do dnia skreślenia ww. art. 9 ust. 2 Prezes URE miał do wyboru: nie wydawać koncesji, co skutkowałoby brakiem możliwości legalnego prowadzenia działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych przez przedsiębiorstwa energetyczne a także ustalenia i zatwierdzenia taryf, lub – czekać na wydanie wszystkich przepisów wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne. Ponieważ zwlekanie z wydawaniem koncesji mogłoby mieć negatywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju Prezes URE zdecydował, że charakter priorytetowy ma wydanie koncesji z uwzględnieniem aktualnego stanu prawnego.

Dodać należy, że w znacznej większości przypadków termin opracowania i uzgodnienia z Prezesem URE pierwszego projektu planu rozwoju został określony w koncesji na działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych. Zatem również w sytuacji, gdy projekt planu rozwoju nie został załączony do wniosku o udzielenie koncesji, przedsiębiorstwo sieciowe przedkładał Prezesowi URE projekt planu rozwoju do uzgodnienia (art. 16 ust. 6 ustawy).

Dodatkowym natomiast utrudnieniem realizacji postanowień ustawy – Prawo energetyczne w tym zakresie był, i jest nadal, brak gminnych aktów planowania przestrzennego i energetycznego w znacznej części gmin, na co Prezes URE nie ma wpływu.

Ze względu na znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego państwa, w pierwszej kolejności do opracowania i uzgadniania projektów planów rozwoju wzywane były sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne o dużym znaczeniu dla energetyki krajowej. Dotyczyło to PGNiG SA (gaz) oraz PSE SA i spółek dystrybucyjnych (zakładów energetycznych).

Efektom skreślenia ww. delegacji ustawowej jest zatem brak szczegółowych zasad planowania rozwoju przedsiębiorstw sieciowych. Ustawa – Prawo energetyczne określa jedynie ogólny zakres planów rozwoju (art. 16 ustawy – Prawo energetyczne). W związku z powyższym konieczne stało się opracowanie ramowego zakresu projektów planów rozwoju.

Opracowanie takie zostało wykonane na podstawie doświadczeń zebranych w toku przygotowania tego rodzaju projektów planów rozwoju i uzgadniania tych planów dla energetyki zawodowej.

Prezes URE 10 lutego 2003 r. skierował do gazowych i elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych pismo dotyczące wykonania obowiązku opracowania i uzgodnienia ww. projektów planów. W piśmie tym zamieszczono m.in. informację, iż celem ułatwienia

opracowania projektów planów rozwoju, przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, na stronie internetowej URE dostępny jest „*Ramowy projekt planu rozwoju przedsiębiorstw sieciowych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych*”.¹⁾

Za bezzasadny uznać należy zarzut naruszenia przez Prezesa URE art. 35 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, poprzez udzielenie koncesji czterem spółkom utworzonym w związku z realizacją procesu restrukturyzacji PGNiG SA, których „*wnioski koncesyjne nie określały środków jakimi dysponowali wnioskodawcy w celu wywiązania się z koncesji*”.

Nie jest bowiem prawdą, iż do wniosków spółek nie dołączono informacji o środkach finansowych, jakimi będą dysponować w celu zapewnienia prawidłowego prowadzenia działalności koncesjonowanej. I tak, przedsiębiorstwa te złożyły do akt sprawy (które to akta zostały udostępnione kontrolerowi NIK do wglądu):

- 1) kopie aktów założycielskich, w których w § 6 pkt 3 określono, iż kapitał zakładowy spółek zostanie podwyższony i pokryty w całości przez PGNiG SA wkładem niepieniężnym w postaci majątku sieciowego poszczególnych zakładów gazowniczych, jak również udziałów i akcji należących do PGNiG SA,
- 2) wyjaśnienia PGNiG SA, zawierające szczegółowe określenie wielkości tak majątku trwałego, jak i majątku obrotowego, jak również pasywów, które w procesie restrukturyzacji PGNiG SA przekazane zostaną wydziałom spółkom gazowniczym.

Dodatkowo, po udzieleniu spółkom dystrybucyjnym koncesji, nadesłały one kopie uchwały NWZA PGNiG SA z 17 września 2001 r. które zaakceptowało przeniesienie na rzecz spółek majątku, wymienionego w aktach założycielskich.

W związku z powyższym, mając na uwadze treść art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, z którego wynika, iż Prezes URE udziela koncesji m.in. wnioskodawcy, który jest w stanie udokumentować możliwość pozyskania środków finansowych niezbędnych do prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej, bezsprzecznie udzielenie koncesji na przesyłanie i dystrybucję oraz obrót paliwami gazowymi: Mazowieckiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o., Karpackiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorsko-Wielkopolskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o., oraz Śląskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o., nie narusza żadnego z przepisów ustawy – Prawo energetyczne, w tym wskazanego w wystąpieniu pokontrolnym art. 35 ust. 1 pkt 5 tej ustawy. W związku z powyższym Prezes URE wniosk

1) W protokole kontroli nigdzie nie stwierdzono nieprawidłowości dotyczących tego zagadnienia oraz nie wskazano osób za nie odpowiedzialnych, o czym mowa w art. 53 ust. 2 i art. 60 ust. 2 ustawy o NIK. Prezes URE wniosk zatem o zmianę zamieszczonego przez NIK sformułowania.

także i w tym przypadku o wykreślenie tych treści z wystąpienia pokontrolnego.

Odnośnie postawionego zarzutu pozostawienia bez biegu wniosku Pomorsko-Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, należy zauważyć, iż co prawda literalne brzmienie wniosku wskazuje, iż wnioskodawca sformułował wniosek o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, niemniej jednak, o charakterze wniosku decyduje nie forma lecz zawartość merytoryczna wniosku jak i dokumentacji zgromadzonej w sprawie.

Pomocą może tutaj służyć ponownie Kodeks postępowania administracyjnego i art. 222 dotyczący kwalifikowania pism według treści, który stanowi, że „O tym, czy pismo jest skargą albo wnioskiem, decyduje treść pisma, a nie jego forma zewnętrzna”. W Komentarzu do art. 241 Kodeksu postępowania administracyjnego stwierdzono, że „Konieczność wstępnego kwalifikowania pism wpływających do organów państwowych i samorządowych wynika wprost z art. 222” (B. Adamiak, J. Borkowski – jw., str. 946).

Należy zauważyć, że kwestie poprawnego zdefiniowania poszczególnych rodzajów działalności gospodarczej, które reguluje ustawa – Prawo energetyczne, nie muszą być całkowicie zrozumiałe dla wnioskodawcy. Rolą organu administracji powinna być pomoc udzielana wnioskodawcy w ocenie i zdefiniowaniu prowadzonej przez niego działalności oraz przyporządkowanie jej definicjom określonym w przepisach prawa, które dla niej nie muszą być przejrzyste lub zrozumiałe. W przytoczonym przypadku, z materiałów zgromadzonych w toku postępowania, jednoznacznie wynikało, że przedsiębiorca prowadzić będzie działalność polegającą wyłącznie na przesyłaniu i dystrybucji oraz obrocie paliwami gazowymi na terenie kraju. Wystosowanie w tym przypadku wezwania do wycofania przez niego złożonego wniosku byłoby odejściem od zasady racjonalności postępowania i działaniem pozornym, a mogłoby zostać odebrane jako skrajny i bezmyślny przejaw biurokracji.

Pismo Spółki zostało zakwalifikowane jako „informacyjne”. Nie zostało zatem wszczęte w tej sprawie postępowanie administracyjne, po zakończeniu którego mogła być wydana decyzja administracyjna. Decyzja wydana w tej sprawie, zarówno merytoryczna, jak i „informująca o pozostawieniu wniosku bez biegu (rozpoznania)”, co sugeruje NIK, nie miałaby podstawy prawnej.

W protokole kontroli ustalono, że „W dniu 30.04.2001 r. Prezes URE udzielił Pomorsko-Wielkopolskiej Spółce Gazownictwa koncesji na przesyłanie i dystrybucję oraz obrót paliwami gazowymi”. W wyjaśnieniu zamieszczonym w protokole kontroli stwierdzono, że „Prawidłowość takiego działania potwierdzona została przez samą zainteresowaną spółkę, która nie złożyła odwołania od udzielonych jej koncesji, ani też nie złożyła skargi do NSA na bezczynność Prezesa URE w przedmiocie nie

udzielenia koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą".²⁾

Odnosząc się do kolejnego zarzutu, iż Prezes URE nie skorzystał z przysługujących mu jakoby na podstawie art. 21 ustawy – Prawo działalności gospodarczej, uprawnień do przeprowadzania kontroli w siedzibie koncesjonariusza, należy po raz kolejny wyjaśnić, iż żaden z przepisów ustawy – Prawo energetyczne nie daje Prezesowi URE prawa przeprowadzania bezpośredniej kontroli w siedzibie przedsiębiorstwa. Kompetencje organu administracji państwowej nie mogą być bowiem domniemane, lecz muszą wynikać wprost z przepisu prawa. Obowiązek działania w ten właśnie sposób nakłada art. 7 Konstytucji RP, który stanowi, że „Organy władzy publicznej działają na podstawie i w granicach prawa”. Art. 23 ustawy – Prawo energetyczne, precyzuje natomiast uprawnienia Prezesa URE m.in. w zakresie koncesjonowania przedsiębiorstw energetycznych, zatwierdzania taryf, uzgadniania projektów planów rozwoju, o których mowa w art. 16, rozstrzygania sporów w zakresie określonym w art. 8, nakładania kar pieniężnych i in. Przepis powyższy, jak również inne przepisy ustawy – Prawo energetyczne, milczą na temat możliwości przeprowadzania przez Prezesa URE bezpośrednich kontroli u koncesjonariuszy, co prowadzić może wyłącznie do wniosku o braku kompetencji Prezesa URE w tym zakresie.

Art. 21 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo działalności gospodarczej co prawda stanowi, iż organ koncesyjny jest uprawniony do kontroli działalności gospodarczej w zakresie zgodności wykonywanej działalności z udzieloną koncesją, to podkreślić należy, iż przepisy ustawy – Prawo działalności gospodarczej, nie mogą stanowić samoistnej podstawy do prowadzenia kontroli przez Prezesa URE. Ustawa z 19 listopada 1999 r. Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. z 1999 r. Nr 101, poz. 1178 z późn. zm.) w stosunku do ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504) jest aktem prawnym o charakterze ogólnym, w związku z czym pierwszeństwo w stosowaniu prawa przez Prezesa URE ma ustawa – Prawo energetyczne, będąca ustawą o charakterze szczególnym (zgodnie z zasadą: *lex posterior generali non derogat lex priori speciali – prawo późniejsze ogólne, nie uchyla obowiązującego prawa wcześniejszego o charakterze szczególnym*).

W związku z tym omawiany zarzut, sformułowany w wystąpieniu pokontrolnym NIK, jest całkowicie nieuzasadniony, nie zostały sformułowane w protokole kontroli w tym zakresie nieprawidłowości i nie wskazano osób za

nie odpowiedzialnych, o czym mowa w art. 53 ust. 2 i art. 60 ust. 2 ustawy o NIK. Prezes URE wniósł zatem o wykreślenie tych treści z wystąpienia pokontrolnego.

NIK jako niewłaściwe ocenił także wykonanie przez Prezesa URE obowiązków w zakresie kontroli przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne zatwierdzonych taryf na paliwa gazowe.

We wnioskach pokontrolnych, NIK wnosi o:

„Prowadzenie efektywnych działań w zakresie regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych z wykorzystaniem szerszej grupy narzędzi, w tym w szczególności:

- dokonywanie kontroli przestrzegania warunków koncesji dotyczących paliw gazowych i obowiązujących taryf gazowych (także zaliczania odbiorców do odpowiednich grup taryfowych) przez przedsiębiorstwa energetyczne, w tym przede wszystkim przez PGNiG SA,
- kontrolowanie przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na przesyłanie i dystrybucję oraz na obrót paliwami gazowymi, czy czynności związane z eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji gazowych wykonują osoby posiadające kwalifikacje wymagane przez art. 54 Prawa energetycznego,
- dokonywanie kontroli parametrów jakościowych paliw gazowych i obsługi odbiorców przez wszystkie oddziały URE.”.

Choć ustawa – Prawo energetyczne zawiera w art. 3 pkt 15 definicję pojęcia „REGULACJA”³⁾, to nadal, w kolejnym już wystąpieniu pokontrolnym, wypełnianie zadań przez Prezesa URE postrzegane jest przez NIK w kategoriach „nadzoru i kontroli” sprawowanego wobec przedsiębiorstw energetycznych, działających w różnych formach prawnych. Regulacja, to działanie Prezesa URE na podstawie prawa oraz w przewidzianych prawem formach na miarę przyznanych środków finansowych, kadrowych, technicznych. Należy także zauważyć, że uprawnienia przyznane Prezesowi URE w ustawie – Prawo energetyczne upoważniają do regu-

2) Postawiony w tym miejscu zarzut jest zatem bezpodstawny. Dodatkowo, w protokole kontroli poza zamieszczonymi ustaleniami, nie wskazano w tym przedmiocie nieprawidłowości oraz osób za nie odpowiedzialnych, o czym mowa w art. 53 ust. 2 oraz art. 60 ust. 2 ustawy o NIK. Prezes URE wniósł o wykreślenie tych treści z wystąpienia pokontrolnego.

3) Art. 3 pkt 15 ustawy – Prawo energetyczne: „regulacja – stosowanie określonych ustawą środków prawnych, włącznie z koncesjonowaniem, służących do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, prawidłowej gospodarki paliwami i energią oraz ochrony interesów odbiorców;”. Regulacja to termin semantycznie neutralny, dlatego jest potrzeba jej systematyki na podstawie wybranych kryteriów. W praktyce regulacja utożsamiana jest z działaniem państwa, chociaż obecnie jest również domeną działania takich form między państwowych ugrupowań integracyjnych jak Unia Europejska. Obejmuje wszystkie formy i sposoby oddziaływania na zachowania podmiotów gospodarczych będące w dyspozycji podmiotów polityki gospodarczej, dlatego używa się na przykład terminów regulacja: fiskalna, monetarna, administracyjna, ekonomiczna itd. Od blisko dwudziestu lat termin *regulacja* jest używany bardziej wąsko, głównie w odniesieniu do transformowania monopolu naturalnych.

lacji zachowań przedsiębiorstw energetycznych, nie upoważniają natomiast do podejmowania działań mających charakter nadzoru.

Ocena sformułowana przez NIK w tej kwestii, dowodzi niezrozumienia istoty działania organu regulacyjnego. Jest bowiem oczywiste, iż funkcje kontrolne przypisane takiemu organowi mogą być wykonywane przede wszystkim poprzez badanie i analizowanie treści wpływających do urzędu dokumentów, w tym skarg i wniosków odbiorców.

Analizując wnioski pokontrolne, sformułowane zarówno po przeprowadzeniu omawianej kontroli jak również innych kontroli przeprowadzonych w Urzędzie, nie można oprzeć się przekonaniu, że postulowane przez NIK sposoby sprawowania kontroli wobec przedsiębiorstw energetycznych pochodzą z czasów minionych do których zaliczyć należy funkcjonowanie ustawy z 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej i przepisów rozporządzeń Rady Ministrów z 27 grudnia 1985 r. dotyczących szczegółowego zakresu oraz trybu działania Ministra Gospodarki Materialowej i Paliwowej oraz terenowych inspektoratów gospodarki energetycznej. Przywołane przepisy upoważniały wskazane organy do działania wobec jednostek gospodarki społecznej i nieuspołecznionej w formach władczych. Mogły nakazywać, zakazywać, wydawać decyzje zobowiązujące do podjęcia określonych działań lub ich zakazać, w trybie nadzoru nad wspólną siecią uchylić i zmienić warunki przyłączenia do sieci, wydawać wytyczne dotyczące poboru paliw i energii dla poszczególnych grup użytkowników. Do zakresu działania ówczesnego Ministra Gospodarki Materialowej i Paliwowej należało m.in. rozpatrywanie odwołań od decyzji Okręgowych Inspektoratów Gospodarki Energetycznej, zaleceń pokontrolnych i orzeczeń o nałożeniu kary. Funkcje kontrolne były bardzo rozbudowane. Inspektorzy, działający w ramach 8 OIGE wykonujących kontrolę, byli uprawnieni do wstępu w każdym czasie na teren i do obiektów jednostki kontrolowanej, zaś trybowi działania przy wykonywaniu kontroli gospodarki energetycznej poświęcono cały rozdział jednego z ww. rozporządzeń.

Tymczasem NIK, formułując wnioski pokontrolne w zakresie sposobu przeprowadzania przez Prezesa URE kontroli przedsiębiorstw energetycznych, jakby nie chce przyjąć do wiadomości zmian, jakie dokonały się w tym zakresie, które charakteryzuje pojęcie „REGULACJA” w miejsce „nadzoru i kontroli”. Formułując wnioski, NIK nie chce dostrzec innych, niż poprzednio stosowane, form działania przypisanych Prezesowi URE z uwagi choćby na zastąpienie „jednostek uspołecznionych i nieuspołecznionych” – przedsiębiorstwami energetycznymi, działającymi na podstawie Kodeksu spółek handlowych, zmierzających w swoim działaniu do gospodarki rynkowej. NIK nie chce także uznać, że podstawowym działaniem regulatora jest zastępowanie rynku – tam gdzie go nie ma i sprzyjanie tworzeniu się rynków – tam gdzie to jest możliwe.

Kontrola sprawowana wobec przedsiębiorstw energetycznych może przybierać różne formy. Nie można zatem przyjąć, że tylko kontrola przeprowadzona przez pracownika URE w siedzibie przedsiębiorstwa energetycznego jest tą jedyną właściwą i najbardziej wiarygodną, skoro te same dokumenty można poddać kontroli w siedzibie Prezesa URE. Podkreślić należy, że informacje uzyskane drogą korespondencji (np. na podstawie wezwań), są dokumentowane potwierdzonymi kopiami umów, protokółów, sprawozdań finansowych i w sposób wiarygodny odzwierciedlają stan prawny i faktyczny kontrolowanego zagadnienia. Przeprowadzenie kontroli w siedzibie koncesjonariusza nie stworzyłoby lepszych warunków kontroli, gdyż w siedzibie przedsiębiorstwa kontrola odbywałaby się także w oparciu o tę samą dokumentację, która jest nadsyłana do Urzędu. Nie jest zatem celowe uznanie bezpośrednich wizyt pracowników URE w przedsiębiorstwach energetycznych celem kontroli: warunków koncesyjnych, stosowanych taryf, parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców paliw gazowych i energii elektrycznej, kwalifikacji osób – o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne, obowiązku utrzymywania zapasów paliw, ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła za instrument służący realizacji zadań regulacyjnych Prezesa URE.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne umożliwiają Prezesowi URE sprawowanie stałej i skutecznej kontroli działalności przedsiębiorstw energetycznych poprzez analizę ich sytuacji w procesie udzielania koncesji lub jej zmiany, zatwierdzania taryfy lub jej zmiany, uzgadniania projektów planów rozwoju, rozstrzygania sporów, analizowania skarg.

Ocena realizacji warunków koncesyjnych – takich jak: utrzymanie właściwych standardów świadczenia usług energetycznych (np. parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców), działania koncesjonariuszy na rzecz obniżenia kosztów prowadzenia działalności, wytwarzanie energii czy ciepła w ilości wynikającej z zawartych umów, obowiązek dostosowania treści zawartych umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, utrzymywanie zapasów paliw w wymaganych przepisami wielkościach – prowadzona jest na etapie analizy i oceny złożonych wniosków taryfowych stanowiących podstawę do zatwierdzania taryf. Ponadto każdy koncesjonariusz składa raz w roku sprawozdanie z realizacji warunków koncesyjnych.

Kontrola realizacji zatwierdzonych taryf następuje natomiast podczas analizy złożonego wniosku o zatwierdzenie nowej taryfy lub o jej zmianę. Każdy wniosek taryfowy złożony w Urzędzie analizowany jest szczegółowo pod względem formalnym i merytorycznym. Analizowana jest prawidłowość określenia przez wnioskodawcę planowanych kosztów działalności koncesjonowanej w oparciu o koszty poniesione w poprzednim roku kalendarzowym. Prawidłowość reje-

stracji kosztów poniesionych oraz ich wysokość oceniana jest na podstawie sprawozdawczości GUS oraz sprawozdań finansowych. Pojawiające się wątpliwości rozstrzygane są w oparciu o pisemne informacje otrzymywane na podstawie wezwań kierowanych do przedsiębiorstw. Taryfa może być zatwierdzona tylko w przypadku stwierdzenia, że została sporządzona zgodnie z zasadami, o których mowa w art. 45 i 46 ustawy – Prawo energetyczne. Dlatego też kontrola taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła (o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt. 2 ustawy – Prawo energetyczne) pod względem ich zgodności z ww. art. 45 i art. 46 może odnosić się do okresu przed zatwierdzeniem taryfy, gdyż właśnie zatwierdzenie taryfy potwierdza jej zgodność z ww. zasadami. Późniejsza kontrola u koncesjonariusza byłaby zatem niecelowa.

I choć Prezesowi URE przypisano w ustawie – Prawo energetyczne pewne funkcje kontrolne, to jednocześnie statut URE, nadany w 1997 r. przez Prezesa Rady Ministrów w drodze rozporządzenia ukształtował tak strukturę Urzędu i jednocześnie strukturę zatrudnienia, iż realizacja funkcji kontrolnych w siedzibach przedsiębiorstw energetycznych, zalecana przez NIK, nie była i nie jest po prostu możliwa. Potwierdzały to także kolejne budżety URE, nie przewidując ani zatrudnienia inspektorów realizujących kontrole problemowe, ani też nie przydzielając stosownych środków na ich realizację siłami zewnętrznymi. Nie jest także możliwe, by przy aktualnie prowadzonych przez Urząd sprawach, wydelegować pracowników Urzędu do prowadzenia tego rodzaju kontroli. Jest zatem co najmniej kilkanaście powodów usprawiedliwiających brak działań Prezesa URE w zakresie wnioskowanym przez NIK. Po pierwsze – brak środków finansowych, po drugie – brak rezerw kadrowych, po trzecie – brak odpowiedniego wyposażenia technicznego. Wszystko to powoduje, iż podstawowym sposobem prowadzenia kontroli pozostanie analizowanie i badanie dokumentów wpływających do Urzędu, pod kątem ujawnienia występujących w przedsiębiorstwach energetycznych nieprawidłowości, tak w zakresie realizacji warunków koncesji, jak i obsługi odbiorców końcowych, a w następstwie ich ujawnienia – podejmowanie stosownych działań interwencyjnych przy wykorzystaniu dostępnych instrumentów prawnych.

Ponadto odbiorcy w chwili obecnej są świadomi swoich praw i skutecznie bronią swoich interesów występując w momencie ich zagrożenia zarówno bezpośrednio do przedsiębiorstw energetycznych, jak i Prezesa URE lub Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W tej sytuacji, funkcje kontrolne przypisane Prezesowi URE w zakresie zarówno wypełniania warunków koncesyjnych, jak i prawidłowości stosowania zatwierdzonych taryf mogą być w sposób wystarczający wykonywane poprzez badanie i analizowanie treści dokumentów wpływających do Urzędu.

Realizacja tego wniosku z różnych względów, uwzględniając uwarunkowania działania Prezesa URE, nie jest zatem możliwa.

Ustawa – Prawo energetyczne w żadnym przepisie nie nakłada na Prezesa URE obowiązku kontrolowania przedsiębiorstw energetycznych pod kątem stwierdzenia, „czy czynności związane z eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji gazowych wykonują osoby posiadające kwalifikacje wymagane przez art. 54 Prawa energetycznego”.

Jak trafnie NIK zauważyła, art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne wskazuje, że do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należy w szczególności „kontrola kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54”, to jednak należy właśnie odnieść się do przywołanego przepisu art. 54.

W art. 54 ustawy – Prawo energetyczne postanowiono w ust. 3, że Prezes URE powołuje komisje kwalifikacyjne. Osoby, zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w odrębnych przepisach, są natomiast obowiązane posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne (ust. 1).

Podczas kontroli zostało kontrolerowi NIK wyjaśnione: „że w piśmie z dnia 25.10 br. została Panu przekazana Instrukcja wskazująca na rodzaje przeprowadzanych przez pracowników URE kontroli. Wyjaśniono także, że w Urzędzie przeprowadza się dla celów regulacyjnych przede wszystkim kontrole bieżące. Kontrole te polegają na ciągłym badaniu i analizowaniu treści wpływających do Urzędu dokumentów, pod kątem ujawniania zawartych w nim informacji wskazujących na występowanie nieprawidłowości w działalności przedsiębiorstw energetycznych oraz podejmowaniu środków prawnych w celu doprowadzenia do ich wyeliminowania. Na uwagę zasługuje art. 33 ust 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym koncesja może zostać udzielona wnioskodawcy, który zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, o których mowa w art. 54. Na tym etapie odbywa się zatem kontrola bieżąca poruszonej przez pana kwestii. Przestrzeganie obowiązku zatrudnienia osób o właściwych dla danego przedsiębiorstwa energetycznego kwalifikacjach spoczywa zatem na samym przedsiębiorstwie. W tym miejscu należy także dodać, że na podstawie art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy Prawo energetyczne do moich obowiązków należy powoływanie komisji kwalifikacyjnych nadających stosowne uprawnienia. Poprzez analizą zgłaszanych wniosków o powołanie i zmiany składu komisji kwalifikacyjnych odbywa się kontrola prawidłowości działania tych komisji oraz zapewnienie ich merytorycznie wysokiego poziomu. Wykazana Panu wcześniej kontrola została przeprowadzona z inicjatywy Urzędu na podstawie materiałów dotyczących dotrzymywania standardów jakościowych obsługi odbiorców i nie wykazała nieprawidłowości. Nie wystąpiły natomiast inne przypadki wskazujące na potrzebę przeprowadzania takich kontroli w przedsiębiorstwach zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem gazem”.

I właśnie, to w procesie powoływania komisji kwalifikacyjnych, dokonywaniu zmian w ich składach czy też zawieszaniu prac tych komisji realizowana jest funkcja kontrolna Prezesa URE, wskazana w art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne.

Postawiony w pkt 1 ppkt 2 wniosek nie znajduje odzwierciedlenia w stwierdzonych w protokole kontroli nieprawidłowościach oraz we wskazaniu osób odpowiedzialnych za ten stan, o czym mowa w art. 53 ust. 2 i art. 60 ust. 2 ustawy o NIK. W związku z powyższym Prezes URE wniósł o skreślenie tego wniosku NIK.

NIK wniósł o: „*Podjęcie niezbędnych działań w celu zapewnienia respektowania wszystkich wymogów Prawa energetycznego, przy wydawaniu decyzji w sprawach koncesji dotyczących paliw gazowych oraz zatwierdzaniu taryf na paliwa gazowe.*”.

W świetle powyższych wyjaśnień, należy stwierdzić, że „*przy wydawaniu decyzji w sprawach koncesji dotyczących paliw gazowych oraz zatwierdzaniu taryf na paliwa gazowe*” są respektowane wszystkie wymogi Prawa energetycznego i przepisów wykonawczych. W dacie podjęcia decyzji koncesyjnych i taryfowych uwzględnia się bowiem obowiązujący stan prawny. Prezes URE, także i w tym przypadku, wniósł o skreślenie tego wniosku.

Nie jest możliwa realizacja kolejnego wniosku oraz wskazana przez NIK zmiana taryfy na paliwa gazowe PGNiG SA, polegająca „*na umieszczeniu w niej stawek opłat za przyłączenie do sieci w myśl art. 7 ust. 4 Prawa energetycznego*” z uwagi na fakt, że 16 września 2003 r. zostały wydane decyzje: o zatwierdzeniu nowej taryfy dla PGNiG oraz dla 6 spółek dystrybucyjnych. W związku z czym wniosek ten stał się bezprzedmiotowy.

Zarzut NIK dotyczył także zatwierdzenia taryfy PGNiG, pomimo nieprzestrzegania przez przedsiębiorstwo art. 44 ustawy – Prawo energetyczne.

W jednym z wniosków, NIK zalecił: „*Dokonanie kontroli przedsiębiorstw energetycznych – przede wszystkim spółek PGNiG SA i EuRoPol GAZ SA – pod względem zgodności prowadzonej księgowości z wymogami zawartymi w art. 44 Prawa energetycznego.*”.

Wyjaśnić należy, że ustawa o rachunkowości wymusza na przedsiębiorstwie prowadzenie ewidencji księgowej, w której na innych kontach księgowane są koszty stałe na innych koszty zmienne. I nie przestrzeganie powyższego rodzi skutki określone w tej właśnie ustawie. W przypadku paliw gazowych ewidencja kosztów zgodna z ustawą o rachunkowości powoduje, iż ustalenie kosztów w podziale na działalności obrotu i przesyłania jest relatywnie łatwe. Ocena prawidłowości przedstawionych przez przedsiębiorstwo materiałów w tym względzie nie jest zatem trudna, stąd nie musi być poprzedzona kontrolą w przedsiębiorstwie.

Natomiast niemożliwe i niecelowe jest prowadzenie bieżącej ewidencji księgowej w podziale na poszczególne grupy taryfowe, gdyż podział kosztów na te grupy dokonywany jest – w praktyce – raz w ciągu roku za pomocą przyjętego przez przedsiębiorstwo klucza

podziału, który zgodnie z obowiązującymi przepisami, po każdym z okresów regulacji, może ulec zmianie (§ 15 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 20 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi).

W taryfie PGNiG, zatwierdzonej w marcu 2000 r., zakres subsydiowania grup, do których zakwalifikowane były gospodarstwa domowe przez grupy odbiorców przemysłowych był tak duży, że konieczność przestrzegania ograniczeń określonych w 29 ust. 3 powołanego wyżej rozporządzenia i tak nie pozwoliłaby na skuteczne wyegzekwowanie wniosków wpływających z postanowień art. 44 ustawy.

Odnosząc się do stwierdzenia, w myśl którego obowiązujący w przedsiębiorstwie EuRoPol GAZ SA plan kont, uniemożliwiał wyodrębnienie w kosztach budowy dyspozytorni nakładów na budynek biurowo-administracyjny, które sugeruje możliwość zatwierdzenia taryfy w wysokości wyższej niż gdyby było skuteczne egzekwowanie przywoływanego art. 44 należy zauważyć, że wnikliwa analiza wniosku taryfowego skutecznie pozwala na eliminację podobnych zachowań przedsiębiorstwa. Przykładem może być choćby fakt, iż jednym z podstawowych argumentów odmawiających zatwierdzenia taryfy ustalonej przez to przedsiębiorstwo w 2000 r. było nie zastosowanie się do wskazanej w wezwaniu weryfikacji kosztów stanowiących podstawę kalkulacji taryfy o koszty budowy ośrodka szkoleniowo-konferencyjnego.

W tym miejscu nasuwa się pewna refleksja. Jak ustaliła NIK Taryfa nr 1/2002 dla spółki PGNiG SA została zatwierdzona 15 marca 2002 r. natomiast „*Zakładowy Plan Kont spełniający wymagania przepisu art. 44 Prawa energetycznego przyjęty został uchwałą Nr 383/2002 Zarządu Spółki z dnia 23 grudnia 2002 r. (zastąpił on ZPK z 2000 r.)*”. Jeżeli dobrze rozumieć wnioski NIK, to Prezes URE powinienem czekać z zatwierdzeniem tej taryfy od marca do grudnia, tj. 9 miesięcy? A jakie wówczas NIK sformułowałyby pod adresem Prezesa URE zarzuty, np. w kontekście ochrony interesów odbiorców? Sugerowanie przez NIK takiego sposobu działania, nie jest do zaakceptowania. Prezes URE wniósł zatem o skreślenie także tych wniosków.

Analiza wniosków pokontrolnych NIK, sformułowanych po zakończeniu omawianej kontroli, prowadzi do spostrzeżenia, iż wnioski te cechują się powierzchownością, a nadto wydaje się, że przy ich formułowaniu NIK zignorowała wyjaśnienia złożone w toku kontroli lub argumenty w nich przywołane wykorzystwała w sposób wybiórczy.

Analiza wniosków i zaleceń stawianych Prezesowi URE w 2003 r. wskazuje na inny, niż w 2002 r., problem. NIK postawiła zdecydowanie mniej uprawnionych wniosków merytorycznych dotyczących kontrolowanej działalności Prezesa URE, niż czyniła to poprzednio. Postawione wnioski i zalecenia dotyczyły wielokrotnie już wyjaśnianego zagadnienia, dotyczącego uwarun-

kowań prowadzenia przez Prezesa URE kontroli w siedzibach przedsiębiorstw energetycznych. Wskazywały także na działania proceduralne Prezesa URE. Znamienny jest przy tym fakt, że NIK w sposób absolutnie dowolny interpretowała przytoczone tutaj, własne przepisy prawa dotyczące treści zawartych w protokóle kontroli a następnie – wystąpienia pokontrolnego i sformułowanych tam wniosków. Jest to zdumiewające, gdyż to właśnie NIK może stawiać wnioski o nie przestrzeganie przepisów prawa, a zatem jej działalność powinna pozostać poza wszelkimi podejrzeniami. Okazało się tymczasem, że sama NIK tym regułom nie podlega. Zabiegi dokonywane przez NIK w stosunku do Prezesa URE wskazują, że nadal jego działalność podlega nie merytorycznej ocenie NIK.

Godzi się przypomnieć, że w państwie prawa, a takie niewątpliwie budujemy, każdy jest uprawniony do interpretacji prawa. Czyni to zgodnie z posiadaną wiedzą, na własny użytek i odpowiedzialność. Każda ze stron toczącej się korespondencji tak właśnie postąpiła.

Można odnieść jednak wrażenie, iż interpretacje prawa prezentowane przez Prezesa URE oraz NIK, a zwłaszcza przepisów ustawy Prawo energetyczne, są skrajnie rozbieżne. Przy braku instancji odwoławczej dla „wyroków” NIK, zachodzi potrzeba skorzystania z wiedzy instytucji powołanej do czynności tego rodzaju, jaką może być Najwyższy Sąd Administracyjny.

Działania NIK, jakie Prezes URE odnotowuje od 1,5 roku, nakłaniające go do realizacji jedynie słusznej interpretacji przepisów prawnych stosowanej przez NIK, a w ocenie Prezesa URE niejednokrotnie mające *de facto* charakter żądania podjęcia czynności prowadzących do naruszenia przez niego prawa, zaczynały przybierać charakter już nie tyle niepotrzebnych co wręcz gospodarczo i społecznie szkodliwych.

Prezes URE, będąc zaniepokojony obecnym stylem wykonywania kontroli państwowej oraz treścią jej ustaleń, poczuwał się do obowiązku poinformowania o tym Marszałka Sejmu RP.

Korespondencja Prezesa URE z Prezesem NIK, dotycząca niemal każdej przeprowadzanej aktualnie przez NIK kontroli, wskazuje na pogłębiające się niezrozumienie działań Prezesa URE jako regulatora sektora energetycznego oraz rozbieżności stanowisk odnośnie interpretacji stosowanych przez niego przepisów prawnych.

Warto zauważyć, że o ile weryfikacja interpretacji stosowanych przez Prezesa URE przepisów prawnych uzasadniających rozstrzygnięcia w wydanych decyzjach administracyjnych podlega sądowej kontroli – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, o tyle nie ma możliwości obiektywnej, podobnej weryfikacji interpretacji stosowanej przez NIK w zakresie przepisów prawnych dotyczących działania Prezesa URE.

Na problem ten Prezes URE zwracał już poprzednio uwagę w przekazanych pismem z 30 grudnia 2002 r. zastrzeżeniach do wystąpienia pokontrolnego z przeprowadzonej kontroli w zakresie realizacji zadań

związanych z obsługą odbiorców energii elektrycznej w latach 1999-2002, gdzie zwrócił się do Kolegium NIK z prośbą o wskazanie właściwej drogi sądowej w stosunku do rozstrzygnięć Kolegium NIK, a jeżeli ustawy „zwykle” tego nie przewidują – o poinformowanie, jakie kroki podjęła NIK, by wyeliminować niezgodność obecnego stanu z normami Konstytucji RP.

W odpowiedzi Wiceprezesa NIK, otrzymanej w piśmie z 13 października 2003 r. poinformowano Prezesa URE, że „Zwracam uwagę, że NIK nie ma uprawnień władczych w stosunku do kontrolowanych podmiotów. Kierownik jednostki kontrolowanej lub organ, któremu przekazano wystąpienie pokontrolne, zgodnie z art. 62 ust. 2 ustawy o NIK, jest obowiązany, w terminie określonym w wystąpieniu, nie krótszym niż 14 dni, poinformować Najwyższą Izbę Kontroli o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków oraz o podjętych działaniach lub *przyczynach niepodjęcia tych działań*.”

Administracja publiczna – na działania której przysługuje prawo zwrócenia się do sądu – jest to przejęte przez Państwo i realizowane przez jego zawisłe organy, a także przez organy samorządu terytorialnego, zaspokajanie zbiorowych i indywidualnych potrzeb obywateli, wynikających ze współżycia ludzi w społeczeństwie. Zgodnie z rozdziałem IX – Organy Kontroli Państwowej i Ochrony Prawa – Konstytucji RP NIK jest naczelnym organem kontroli państwowej, podlegającym Sejmowi. Izba nie jest zatem organem o charakterze administracyjno wykonawczym gdyż nie została umiejscowiona w rozdziałach Konstytucji dotyczących Rady Ministrów i Administracji Rządowej ani Samorządu Terytorialnego. Nie jest również organem administracji publicznej o jakim mowa w art. 20 ust. 2 ustawy z dnia 11 maja 1995 r. o Naczelnym Sądzie Administracyjnym co potwierdził NSA postanowieniem z dnia 13 czerwca 1997 r. Jak podkreślił w głosie do ww. postanowienia dr Marek Szubiakowski w świetle ustrojowej pozycji Najwyższej Izby Kontroli nie można uznać dopuszczalności złożenia skargi sądowej na czynność wszczęcia postępowania, jak i na działania kontrolne NIK w ogóle.”

Odrębną kwestią, wymagającą wyjaśnienia, choć nie związaną z działaniami regulacyjnymi jest zalecenie Prezesowi URE „podjęcia inicjatywy mającej na celu zakończenie niezgodnego z prawem sprawowania funkcji Dyrektora Generalnego URE (...) oraz zatrudnienie na stanowisku Dyrektora Generalnego URE osoby wyłonionej w drodze konkursu”, sformułowane przez NIK w wyniku przeprowadzonej kontroli wykonania budżetu państwa w 2002 r. przez Urząd Regulacji Energetyki.

Należy odnotować, że w przekazanej Prezesowi URE przez NIK, w czerwcu 2003 r., „Informacji o wynikach kontroli wykonania budżetu państwa w 2002 r. w części nr 50 – Urząd Regulacji Energetyki” zamieszczono wniosek, adresowany do Prezesa Rady Ministrów, w brzmieniu: „podjęcie w trybie pilnym działań w celu zgodnego z prawem obsadzenia stanowiska Dyrektora Generalnego w Urzędzie Regulacji Energetyki oraz

wyciągnięcie konsekwencji wobec osób winnych uchybień w tej sprawie”.

Kwestia obsadzenia stanowiska dyrektora generalnego URE nie powstała w 2002 r., a znacznie wcześniej i wiąże się z uzgodnieniem z Prezesem URE wymagań konkursu na to stanowisko przez Szefa Służby Cywilnej.

Faktografia przedstawia się następująco. Szef Służby Cywilnej przesłał Prezesowi URE projekt wymagań konkursowych na stanowisko dyrektora generalnego URE w lutym 2001 r.

Zgodnie z prośbą Szefa Służby Cywilnej, Prezes URE dokonał oceny projektu wymagań konkursowych i była to ocena krytyczna. Kryteria zaproponowane przez Szefa Służby Cywilnej zostały ocenione jako nieprofesjonalne, ewidentnie zaniżone i ingerujące w ustawowe kompetencje Prezesa URE. Swoje zastrzeżenia Prezes URE przedstawił w piśmie z 27 lutego 2001 r., które dotyczyły m.in.:

- wymagań w zakresie niekaralności kandydatów (zdaniem Szefa Służby Cywilnej – tylko w odniesieniu do zakazu zajmowania wyższych stanowisk w służbie cywilnej; zdaniem Prezesa URE – znacznie szerzej),
- wymaganego doświadczenia zawodowego na stanowisku kierowniczym wyrażonego w latach (zdaniem Szefa Służby Cywilnej – zaledwie 2-letniego; zdaniem Prezesa URE 3-5 letniego i to na wyższym stanowisku w służbie cywilnej, ze stworzeniem możliwości wzięcia udziału w konkursie kandydatom dotąd nie związanym z administracją publiczną),
- ingerowania w ustawowe kompetencje organu (Prezesa URE) poprzez sformułowanie wymagania (i to niezbędnego) „znajomości zagadnień związanych z funkcjonowaniem rynku energetycznego i podmiotów w nim działających”,
- niedopuszczenia do konkursu ekonomistów i inżynierów,
- nieprecyzyjnego sformułowania wymagań dotyczących umiejętności dysponowania publicznymi środkami finansowymi, a przede wszystkim – budżetowania i planowania wydatków budżetu urzędu centralnego,
- ograniczenia znajomości języków obcych do trzech języków (angielskiego, niemieckiego lub francuskiego), bez podania przesłanek takiego wymogu, w sytuacji, gdy języków powszechnie używanych w stosunkach międzynarodowych jest znacznie więcej (gdyby ten właśnie fakt miał być kryterium w tej sprawie),

i dały początek obszernej korespondencji.

W odpowiedzi na uwagi i propozycje Prezesa URE, Szef Służby Cywilnej, pismem z 23 marca 2001 r., częściowo przychylił się do przedstawionych sugestii, zmieniając nieco przedkładane warunki konkursu.

I choć nastąpiło pewne zbliżenie stanowisk, wyrażone w piśmie Prezesa URE z 25 kwietnia 2001 r., to nadal jednak pozostały pewne różnice, które nie pozwa-

ły Prezesowi URE uznać za uzgodnione wymagania do konkursu na stanowisko dyrektora generalnego w URE. Wspomniane różnice m.in., dotyczyły wymagań odnośnie umiejętności przygotowywania i realizacji budżetu, doświadczenia zawodowego w administracji publicznej oraz wymagań dotyczących niekaralności kandydatów. Stawianie wysokich wymagań kandydatom w zakresie ww. spraw zawsze było intencją Prezesa URE, zaś praktyką Szefa Służby Cywilnej – formułowanie ich na minimalnym poziomie.

Pismo Szefa Służby Cywilnej z 5 lipca 2001 r. wskazywało, że spośród dwudziestu kilku warunków konkursowych, w tym sześciu odnotowanych w początkowej fazie uzgodnień jako sporne, pozostały do uzgodnienia zaledwie trzy: dotyczące doświadczenia zawodowego kandydatów (zawartego w dwóch warunkach konkursowych) oraz wymagań w zakresie niekaralności.

Dostrzegając konieczność osiągnięcia kompromisu w tej sprawie, sprzyjającego zakończeniu przedłużających się uzgodnień, Prezes URE zaproponował w październiku 2001 r., pewne modyfikacje warunków konkursowych.

Odpowiedź na ww. pismo nadeszła dopiero 18 marca 2003 r., a zatem po 1 roku i 5 miesiącach (sic!). W swoim piśmie, Szef Służby Cywilnej m.in. stwierdził, iż „w związku z niemożnością osiągnięcia porozumienia w kwestii wymagań konkursowych do konkursu na stanowisko dyrektora generalnego Urzędu Regulacji Energetyki (...), zwróciłem się do Pana Leszka Millera, Prezesa Rady Ministrów, z prośbą o zajęcie stanowiska w powyższej kwestii. W odpowiedzi otrzymałem opinię Rządowego Centrum Legislacji, którą pozwałam sobie przesłać Panu Prezesowi jako załącznik do niniejszego pisma.”.

W piśmie z 14.01.2002 r., Biuro Prawno-Organizacyjne Rządowego Centrum Legislacji, dokonało analizy niemal wszystkich kwestii wymagających rozstrzygnięcia, w tym także niektórych warunków konkursowych już uzgodnionych (np. w zakresie wymagań znajomości języków obcych). Analiza ta polegała głównie na konstatacji, że w odniesieniu do kontrowersyjnych spraw, przepisy prawa nie określają żadnych wymagań w tych zakresach oraz na porównaniu 20 ogłoszeń konkursowych Szefa Służby Cywilnej na stanowiska dyrektorów generalnych w innych urzędach centralnych, ogłoszonych w 2001 r. W konkluzji omawianej opinii stwierdzono, iż „strony powinny nadal dążyć do osiągnięcia kompromisu”.

Jak łatwo można zauważyć, z opinią tą Prezes URE miał możliwość zapoznać się dopiero po upływie 1 roku i 2 miesięcy od daty jej sformułowania.

Symptomatycznym niewątpliwie pozostaje fakt, iż wraz z przesłaniem Prezesowi URE opinii RCL, Szef Służby Cywilnej zaniechał dalszych uzgodnień i nie odniósł się do propozycji złożonej przez Prezesa URE w październiku 2001 r., i zamiast dążyć do osiągnięcia rzeczywistego kompromisu, tak już bliskiego do wypracowania, poprzestał na nadsyłaniu jedynie ponagleń.

Pismem z 15 października 2003 r. Przewodniczący Rady Służby Cywilnej zwrócił się do Prezesa URE „o jak najszybsze uzgodnienie” z Szefem Służby Cywilnej wymagań na stanowisko dyrektora generalnego URE.

W piśmie z 31 października 2003 r. Prezes URE przedstawił swoje stanowisko i podzielił się także wątpliwością „czy zasadnym jest organizowanie takiego konkursu przed dniem wejścia w życie ustawy o zmianie ustawy o służbie cywilnej, nad którą właśnie trwają prace legislacyjne”. Wyraził także pogląd, „że właściwym i pożądanym byłoby przeprowadzenie konkursu na dyrektora generalnego Urzędu (podobnie jak wszystkich innych konkursów) już po zakończeniu prac nad nowymi uregulowaniami prawnymi, co powinno nastąpić jak najszybciej (...)”.

Przewodniczący Rady Służby Cywilnej, pismem z 18 grudnia 2003 r., przekazał Prezesowi URE Uchwałę nr 105 Rady Służby Cywilnej z 18.12.2003 r., w której Rada „wyraża wobec Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i Szefa Służby Cywilnej opinię o potrzebie jak najszybszego przeprowadzenia ostatecznych uzgodnień w sprawie rozpisania konkursu na stanowisko dyrektora generalnego Urzędu Regulacji Energetyki, tak, aby polecenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 1 sierpnia br. o konieczności przeprowadzenia konkursów na stanowiska dyrektorów generalnych do końca br. zostało wykonane także w Urzędzie Regulacji Energetyki.”.

Należy stwierdzić, że nie do Prezesa URE należy, wnioskowane przez NIK, „Podjęcie inicjatywy mającej na celu zakończenie niezgodnego z prawem sprawowania funkcji Dyrektora Generalnego URE (...)”, gdyż sprawa ta pozostaje poza jego kompetencjami.

Ustalenie warunków konkursu na stanowisko dyrektora generalnego URE należy do kompetencji Szefa Służby Cywilnej i inicjatywa podjęcia stosownych działań należy obecnie właśnie do niego. Ze swojej strony Prezes URE uczynił wszystko, aby zakończyć przedłużające się negocjacje w tej sprawie, których do końca 2003 r. nie udało się jednak zakończyć.

W związku z orzeczeniem Trybunału Konstytucyjnego z 12 grudnia 2002 r., dotyczącym art. 144a ustawy o służbie cywilnej, w kwietniu 2003 r. Prezes URE zwrócił się do Prezesa Rady Ministrów z uprzejmą prośbą o zmianę umowy o pracę z obecnym Dyrektorem Generalnym URE. W piśmie tym poinformował także Pana Premiera, że z korespondencji prowadzonej z Szefem Służby Cywilnej wynika, iż są praktycznie nikłe szanse uzgodnienia warunków konkursu na to stanowisko i tym samym uruchomienia całej procedury konkursowej.

Pismem Szefa Kancelarii Prezesa Rady Ministrów z kwietnia 2003 r. Prezes URE został poinformowany, że proponowana zmiana umowy o pracę nie jest możliwa.

Konkludując można stwierdzić, że proces uzgodnień trwa nadal i daje się zaobserwować zmiana stanowiska Szefa Służby Cywilnej, idąca w kierunku przychylenia się do złożonych przez Prezesa URE propozycji.

Trudno jest jednak wskazać winnych obecnej sytuacji mającej miejsce w URE w odniesieniu do obsadzenia w drodze konkursu stanowiska dyrektora generalnego URE. Obowiązek uzgodnienia warunków przeprowadzenia tego konkursu ciąży wprawdzie na Szefie Służby Cywilnej, lecz jednocześnie ustawa o służbie cywilnej nie zawiera zapisów wskazujących termin takich uzgodnień lub sankcje, w przypadku braku uzgodnień.

Część IV. FUNKCJONOWANIE URZĘDU

1. Struktura Urzędu Regulacji Energetyki

Struktura urzędu, po dokonaniu zmian w 2002 r. na podstawie zarządzenia Ministra Gospodarki z 25 czerwca 2002 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki, nie uległa zmianie, i tak w jego skład wchodzi następujące komórki organizacyjne:

- 1) Gabinet Prezesa,
- 2) Departament Przedsiębiorstw Energetycznych,
- 3) Departament Taryf,
- 4) Departament Promowania Konkurencji,
- 5) Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych,
- 6) Biuro Prawne,
- 7) Biuro Obsługi Urzędu,
- 8) Oddział Centralny w Warszawie,
- 9) Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie,
- 10) Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku,
- 11) Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu,

- 12) Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie,
 - 13) Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi,
 - 14) Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu,
 - 15) Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach,
 - 16) Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie,
- Ponadto oprócz utworzonych wyodrębnionych stanowisk pracy: Stanowiska Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii i Stanowiska do spraw Ochrony Informacji Niejawnych, powołano dodatkowo Stanowisko Audytora Wewnętrznego.

Dyrektorem Generalnym Urzędu Regulacji Energetyki jest od 23 kwietnia 2002 r. pani Longina Putka. Pozostałymi komórkami organizacyjnymi kierują:

- 1) Witold Włodarczyk – dyrektor Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych,

- 2) Tomasz Kowalak – p.o. dyrektora Departamentu Taryf,
- 3) Mirosław Duda – p.o. dyrektora Departamentu Promowania Konkurencji,
- 4) Agnieszka Dobroczyńska – p.o. dyrektora Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych,
- 5) Ryszard Taradejna – dyrektor Biura Prawnego,
- 6) Bogdan Agnieszczak – p.o. dyrektora Biura Obsługi Urzędu,
- 7) funkcję Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii pełni Jacek Bełkowski.

2. Zatrudnienie

Na koniec 2003 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki było zatrudnionych 265 osób, w tym 145 kobiet i 120 mężczyzn. W centrali urzędu pracowało 130 osób, natomiast w oddziałach terenowych – 135. Urzędnicy służby cywilnej stanowili 9,8% zatrudnionych.

W porównaniu z 2002 r. zatrudnienie wzrosło o 2,64%. W 2003 r. przyjęto do pracy 19 nowych pracowników, natomiast z 16 osobami rozwiązano stosunek pracy.

W Urzędzie Regulacji Energetyki przeważającą większość stanowią pracownicy z wykształceniem wyższym (88,7 % zatrudnionych).

Struktura zatrudnienia ze względu na wykształcenie przedstawia się następująco: ekonomiści – 25,7%, energetycy i elektrycy – 16,2%, prawnicy – 14,7%, specjaliści z zakresu ochrony środowiska – 11,7%, mechanicy – 9,4%, specjaliści z zakresu zarządzania – 6,4%, inne zawody 15,9%.

3. Budżet

W ustawie budżetowej na 2003 r. dochody Urzędu Regulacji Energetyki zaplanowane zostały w wysokości 57 150 tys. zł, natomiast wydatki w wysokości 33 002 tys. zł.

Wykonanie budżetu URE w 2003 r. ukształtowało się następująco:

- dochody wyniosły 61 717 tys. zł, tj. 108% planu,
- wydatki wyniosły 29 733 tys. zł, tj. 90,1% planu.

3.1. Dochody budżetu państwa

Oplaty z tytułu uzyskania koncesji

W 2003 r. łączne wykonanie dochodów URE wyniosło 61 717 tys. zł. Dochody pochodziły głównie z opłat z tytułu uzyskania koncesji, wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, zgodnie z art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w wysokości określonej przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z 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. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049). Z tytułu opłat koncesyjnych do budżetu państwa przekazano 61 498 tys. zł, co stanowi 107,9% planowanych dochodów na 2003 r. Dochody uzyskane w 2003 r. były o 6,3% wyższe w porównaniu z 2002 r.

Szczegółowe zestawienie kwot wniesionych opłat w podziale na rodzaje koncesjonowanej działalności przedstawia tabela 1.

Pozostałe dochody urzędu ukształtowały się następująco:

- sprzedaż „Biuletynu URE” – 163 tys. zł,

Tabela 1. Wpływy z opłat koncesyjnych uzyskane w 2003 r.

Lp	Rodzaj działalności koncesjonowanej	Wniesione opłaty w 2003 r.	
		liczba	kwota (zł)
1	Wytwarzanie ciepła	751	4 333 608,88
2	Przesyłanie i dystrybucja ciepła	718	1 652 337,80
3	Obrót ciepłem	210	1 979 471,03
4	Wytwarzanie energii elektrycznej	124	9 997 510,83
5	Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej	209	9 197 964,61
6	Obrót energią elektryczną	276	11 654 048,28
7	Wytwarzanie paliw ciekłych	59	3 144 183,58
8	Magazynowanie paliw ciekłych	110	79 799,06
9	Przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych	1	9 982,00
10	Obrót paliwami ciekłymi	2 421	16 622 702,43
11	Wytwarzanie paliw gazowych	5	79 350,20
12	Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych	58	1 644 149,99
13	Obrót paliwami gazowymi	63	1 095 206,78
14	Obrót gazem ziemnym z zagranicą	10	7 680,00
	RAZEM	5 015	61 497 995,47

- odsetki za zwłokę w uregulowaniu opłat koncesyjnych – 24 tys. zł,
- różne dochody – 32 tys. zł.

Do 31 grudnia 2003 r. zaległości z tytułu opłat koncesyjnych, dotyczące nie wniesionych opłat wynosiły 1 444 tys. zł. W stosunku do opłat wniesionych w 2003 r. ustalone zaległości wyniosły 2,3%. Do końca 2003 r. nie zapłaconych pozostało 161 koncesji. Większość ww. zaległości stanowią opłaty dotyczące koncesji na prowadzenie działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi.

W stosunku do koncesjonariuszy, którzy nie wnieśli opłat w ustawowym terminie, prowadzono działania windykacyjne. Do końca grudnia 2003 r. wysłano:

- 337 wezwań do zapłaty,
- 144 pisma informujące o zamiarze wszczęcia postępowania administracyjnego w sprawie obliczenia corocznej opłaty z tytułu uzyskania koncesji,
- 55 zawiadomień o wszczęciu z urzędu postępowania administracyjnego z ww. tytułu,
- 127 upomnień (które są ostatnim etapem procedury przed wystawieniem do urzędu skarbowego tytułu wykonawczego),
- 75 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych,
- 50 wezwań do uregulowania odsetek.

Ponadto wydano 27 decyzji ustalających wysokość opłat koncesyjnych oraz zgłoszono do listy wierzytelności 12 przedsiębiorstw z nieuregulowanymi należnościami wobec URE z tytułu ww. opłat. W związku z uregulowaniem opłat umorzono 8 postępowań administracyjnych w sprawie obliczenia opłaty.

Po rozpatrzeniu wniosków złożonych przez 4 koncesjonariuszy:

- rozłożono na raty trzy należności z tytułu opłat koncesyjnych (na łączną kwotę 23 tys. zł),
- odroczone termin płatności, dotyczący jednej należności (kwota 5 tys. zł).

3.2. Wydatki

Wykonanie wydatków za 2003 r. wyniosło 29 733 tys. zł, tj. 90,1% kwoty planowanej w ustawie budżetowej.

Wydatki Urzędu Regulacji Energetyki występują w grupach: „inne świadczenia na rzecz osób fizycznych”, „wydatki bieżące” oraz „wydatki majątkowe”.

Największą grupę stanowiły wydatki bieżące jednostek budżetowych – 29 531 tys. zł. Wydatki bieżące wykonano w 90,1% w stosunku do planu.

W tej grupie wydatków najpoważniejszymi pozycjami były:

1. Wynagrodzenia i wydatki z nimi związane (około 69% poniesionych wydatków ogółem). W 2003 r. wykonane wynagrodzenia, przy nie zmienionej strukturze i poziomie zatrudnienia, były o 3,9% niższe w porównaniu z 2002 r.

Zgodnie z pierwotnie uchwaloną ustawą – Prawo energetyczne wynagrodzenia w URE nie podlegały zasadom wynagradzania w sferze budżetowej i były

oparte na wynagrodzeniach w sektorze paliwowo-energetycznym. Chodziło z jednej strony o pozyskanie kadr o najwyższych kwalifikacjach, godziwie wynagradzanych, mogących stanowić przeciwwagę dla kadr zmonopolizowanych przedsiębiorstw energetycznych, z drugiej zaś o to, aby wysokie place były czynnikiem przeciwdziałającym zachowaniom korupcyjnym.

W momencie wejścia w życie ustawy o służbie cywilnej (1 lipca 1999 r.) wynagrodzenia członków korpusu służby cywilnej URE zostały przeliczone na wynagrodzenia wskaźnikowe dotyczące stanowisk urzędniczych. Innymi słowy: wynagrodzenia pracowników URE zachowały swój dotychczasowy poziom, choć od tamtej pory są kształtowane analogicznie jak wynagrodzenia w innych resortach. Wynagrodzenia w URE są zróżnicowane i wiążą się w istotny sposób z udziałem pracowników w procesie regulacji.

Dzięki systemowi tzw. dodatków regulacyjnych wprowadzonych na podstawie rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z 15 października 1997 r. w sprawie *zasad wynagradzania pracowników Urzędu Regulacji Energetyki* (Dz. U. Nr 130, poz. 860) osobowy fundusz wynagrodzeń zawiera kwoty wynagrodzenia przypadającego na etat oraz kwoty dodatku regulacyjnego, przyznawanego za wykonywanie istotnych zadań i czynności dla regulacji.

Urząd nie posiada tzw. środka specjalnego na dodatkowe wynagrodzenia. Pracownicy URE nie są członkami rad nadzorczych w spółkach Skarbu Państwa, nie pobierają honorariów za udział w szkoleniach oraz konsultacjach, dodatkowo ciąży na nich obowiązek nieodpłatnego przygotowywania publikacji do „Biuletynu URE” oraz do tzw. „Biblioteki Regulatora”.

2. Wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych (około 21% poniesionych wydatków ogółem). Większość powierzchni lokalowych wynajmowanych jest na zasadach rynkowych. W 2003 r. całkowita powierzchnia wynajmowana przez urząd wynosiła 5 442,42 m² (w tym 4 077,70 m² stanowiła powierzchnia biurowa). Zróżnicowanie cen wynajmowanych powierzchni biurowych wyniosło w 2003 r. od 25 zł/m² (za lokal wynajmowany od Skarbu Państwa przez OT w Szczecinie) do 21 EURO/m² (centrala URE). W porównaniu z 2002 r. powierzchnia całkowita zmalała o 95,55 m², a biurowa o 95,1 m²; jednakże wydatki na najem w 2003 r. wzrosły o ok. 500 tys. zł, co wiązało się z wysokim kursem EURO.

Pozostałe wydatki w tej grupie dotyczyły zakupu wyposażenia, materiałów biurowych, paliwa oraz części zamiennych i eksploatacyjnych, jak również usług telekomunikacyjno-pocztowych.

Najmniej znaczącą grupę w budżecie urzędu stanowiły wydatki majątkowe, które stanowiły tylko 0,2% budżetu. Wydatki te wykonano w 97,3% w stosunku do planu. Dotyczyły one zakupu sprzętu komputerowego,

służącego do korzystania z systemu bankowości elektronicznej, modernizacji infrastruktury informatycznej urzędu oraz zakupu bazy aktów prawnych Lex i oprogramowania antywirusowego.

Należy podkreślić, iż budżet URE na 2003 r. zaprojektowany na kwotę 33 002 tys. zł przez cały okres realizacji podporządkowany był strategii ograniczania wydatków i w związku tym jego wykonanie wyniosło 90,1% planu.

4. Szkolenie pracowników

Działalność edukacyjną URE stanowiły szkolenia służące aktualizowaniu i rozszerzeniu wiedzy specjalistycznej na temat funkcjonowania sektora energetycznego, szkolenia poświęcone tematyce związanej z integracją europejską i funkcjonowaniem UE oraz z zakresu informatyki. Szkolenia te było podzielone na:

- 1) wewnętrzne – dotyczące obsługi prawnej w działalności URE oraz szkolenia informatyczne,
- 2) zewnętrzne – m.in. o tematyce odpowiadającej profilowi URE oraz z zakresu integracji europejskiej.

Pracownicy URE podnosili swoje kwalifikacje uczestnicząc w następujących warsztatach szkoleniowych oraz seminariach zagranicznych:

1. ERRA – CEER Regulatory Training, zorganizowane i finansowane przez Energy Regulators Regional Association (ERRA), w dniach 3-7 lutego 2003 r. w Budapeszcie.
2. 1st International Summer School on Energy Regulatory Practices, zorganizowane i finansowane przez ERRA oraz National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), w dniach 21-25 lipca 2003 r. w Budapeszcie.
3. W ramach umowy bliźniaczej z Danią przedstawiciel URE odbył w maju 2003 r. wizytę studyjną do Kopenhagi. Jej celem było zapoznanie się z podstawami prawnymi funkcjonowania duńskiego sektora elektroenergetycznego, rolą regulatora, polityką państwa w promocji energii ze źródeł odnawialnych i wytworzonej w skojarzeniu.
4. Seminarium nt. „Green Energy and Added value for European Market” oraz „Stimulating Demand for Renewable Energy Certificates” zorganizowane przez CEER oraz E-control, w dniach 18-19 września 2003 r. w Salzburgu.
5. „Workshop on Applied Infrastructure Research” zorganizowane przez Technische Universität Berlin oraz Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung w ramach cyklu warsztatów poświęconych prezentacji prac badawczych z zakresu infrastruktury, w dniu 11 października 2003 r. w Berlinie.
6. Warsztaty na temat: „Tradable Renewable Energy Certificates – Innovative Finance for Renewable Energy In Developing Countries” zorganizowane w dniu 24 października 2003 r. w Londynie.

7. 2nd CEER Training Course for Energy Regulators zorganizowany przez CEER oraz European University Institute – Robert Schuman Centre for Advanced Studies, w dniach 31 października-8 listopada 2003 r. we Florencji.
8. Seminarium OECD nt. funkcjonowania regulatorów przemysłów sieciowych w dniach 12-13 czerwca 2003 r. w Pradze. Przedstawiciel Prezesa URE wygłosił tam prezentację nt. polskich osiągnięć regulacyjnych.
9. Seminarium nt. układów kogeneracyjnych wykorzystujących biomasę oraz gazowych silników spalinowych jako źródeł ciepła, zorganizowane przez Uczelniane Centrum Badawcze Energetyki i Ochrony Środowiska Politechniki Warszawskiej, w dniach 25-26 listopada 2003 r. w Kopenhadze.

5. Współpraca z zagranicą

Rok 2003, bezpośrednio poprzedzający rok przyjęcia Polski do Unii Europejskiej, był okresem intensywnej pracy na forum międzynarodowym, a zwłaszcza współpracy z instytucjami i stowarzyszeniami unijnymi. Doceniając znaczenie współpracy międzynarodowej Prezes URE (poprzez swoich przedstawicieli) uczestniczył w wielu ponadnarodowych inicjatywach, konferencjach czy seminariach. Kontynuowana jest także dwustronna współpraca z zagranicznymi instytucjami regulacyjnymi, mająca na celu wymianę informacji i porównanie doświadczeń, w celu ciągłego doskonalenia jakości wypełnianych obowiązków, nałożonych na Prezesa URE ustawą – Prawo energetyczne.

5.1. Działalność w ramach stowarzyszeń międzynarodowych

Kontynuacja współpracy w ramach Karty Energetycznej (Energy Charter), przejawiała się w 2003 r. głównie udziałem przedstawiciela URE w spotkaniach organizowanych przez Sekretariat Karty. Trzykrotnie w ciągu roku uczestniczył on w spotkaniach Grupy Roboczej ds. Inwestycji i Handlu, a ponadto przedstawiciele Prezesa URE wzięli udział w konferencji nt. euroazjatyckiego sektora gazu ziemnego, zorganizowanej w dniach 12-13 listopada 2003 r. w Brukseli, której celem była debata nad przyszłością europejskiego rynku gazu w aspekcie dążenia do zwiększenia konkurencyjności i dywersyfikacji dostaw.

Przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli także (jak w poprzednich latach) w pracach Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energii (ERRA – *Energy Regulators Regional Association*), biorąc regularnie udział w spotkaniach Komitetu Taryf i Cen oraz Komitetu Koncesyjno-Konkurencyjnego, w pracach grup roboczych (w styczniu 2003 r., z udziałem przedstawiciela Prezesa URE, odbyło się spotkanie Grupy Roboczej Państw Akcesyjnych) oraz szkoleniach organizowanych przez stowarzyszenie. W maju 2003 r. odbyła się

coroczna konferencja – zgromadzenie ogólne regulatorów energetyki (ERRA Annual Energy Regulatory Conference) – w której także uczestniczyli przedstawiciele URE, przewodnicząc odbywającej się w jej ramach sesji poświęconej prywatyzacji.

W ramach prac stowarzyszenia ERRA, Prezes URE zaproszony został do udziału w spotkaniu Grupy Roboczej ds. Bezpieczeństwa Dostaw Rady Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER – *Council of European Energy Regulators*). Dotychczas odbyło się jedno spotkanie grupy, które pozwoliło przybliżyć wspólne cele i obszary szczególnego zainteresowania oraz skonkretyzować zasady współpracy regulatorów państw UE oraz państw akcesyjnych.

W październiku 2003 r. w Rzymie, miało miejsce Światowe Forum Regulacji Energetyki (*World Forum on Energy Regulation*). Stronę polską i jej stanowisko reprezentował przedstawiciel Prezesa URE.

W 2003 r. odbyły się ponadto, z udziałem przedstawicieli polskiego regulatora, dwa spotkania Komitetu Sterującego Projektu Energy Efficiency – 21, zorganizowane w dniach 26-28 maja oraz 17-21 listopada przez Radę Ekonomiczno-Społeczną Narodów Zjednoczonych (UNECE) w Genewie.

5.2. Współpraca w ramach struktur Unii Europejskiej

W kontekście zbliżającego się przystąpienia Polski do UE coraz istotniejsza staje się współpraca ze strukturami i instytucjami unijnymi. W tym obszarze Prezes URE kontynuuje aktywną działalność w ramach elektroenergetycznego Forum Florynckiego (*European Electricity Regulatory Forum*) i gazowego Forum Madryckiego (*European Gas Regulatory Forum*). Przedstawiciel Prezesa URE wziął udział w zorganizowanym przez Dyrektoriat ds. Transportu i Energii w Komisji Europejskiej siódmym spotkaniu Forum Regulatorów Gazu (Madryckiego) oraz w dziesiątym spotkaniu Regulatorów Energii Elektrycznej (Florenckiego). Potwierdzeniem coraz ściślejszej współpracy było zaproszenie ekspertów URE do udziału w obradach grupy roboczej utworzonej przy Forum Regulatorów Gazu.

Prezes URE otrzymał także zaproszenie do udziału w grudniowym spotkaniu Europejskiej Grupy Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG – *European Regulators Group for Electricity and Gas*), powołanej decyzją Komisji Europejskiej z 14 listopada 2003 r. W czasie spotkania ustalono wstępny harmonogram działań na 2004 r. oraz przyjęto projekt statutu Grupy. Regulator polski, posiadający obecnie w ERGEG status obserwatora, stanie się pełnoprawnym członkiem ERGEG z dniem przystąpienia Polski do Unii Europejskiej.

5.3. Konferencje i seminaria międzynarodowe

Zasadą udziału pracowników URE w konferencjach międzynarodowych jest ich aktywny udział, co oznacza, że każdemu wyjazdowi towarzyszy jakaś forma prezentacji – tak rozumiany aktywny udział jest koniecznym warunkiem wyrażenia zgody na wyjazd zagraniczny.

W dniu 20 lutego, z udziałem pracowników URE odbyła się w Berlinie konferencja w ramach projektu SUSTELNET, dotycząca należytego miejsca generacji rozproszonej na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej. Rozpoczęty w 2002 r. projekt SUSTELNET (*Policy and Regulatory Road Maps for the Integration of Distributed Generation and Development of Sustainable Electricity Networks*) tworzy 10 europejskich instytucji o charakterze naukowo-badawczym. Jego podstawowym celem jest wypracowanie strategii regulacyjnej umożliwiającej udział generacji rozproszonej w rynku energii elektrycznej, w tym utworzenie takiej struktury sieci, która pozwoli na udział generacji zcentralizowanej i rozproszonej na równych warunkach oraz ułatwi rozwój odnawialnych źródeł energii.

Na zaproszenie Radcy Handlowego Stanów Zjednoczonych w Polsce przedstawiciel Prezesa URE wziął udział w konferencji Electric Power 2003, która miała miejsce w marcu 2003 r. w Houston, zapoznając jej uczestników z zasadami i stanem liberalizacji polskiego sektora elektroenergetycznego oraz koncesjonowania i taryfowania.

W dniach 24-25 kwietnia 2003 r., z udziałem przedstawiciela URE, odbyła się w Paryżu konferencja zorganizowana przez Francuskie Centrum Handlu Zagranicznego (CFCE – *Centre Français du Commerce Extérieur*) oraz europejski oddział TALEX (*Technical Assistance Information Exchange Office*). Jej tematem była problematyka efektywności energetycznej, poruszono kwestie związane z kształtowaniem strategii rozwoju rynku oraz finansowaniem przedsięwzięć powiązanych z energetyką.

W październiku, w ramach prac Krajowego Zespołu Doradczego projektu ASCerT, którego celem jest przygotowanie koncepcji systemu Zielonych Certyfikatów dla Polski, przedstawiciel Prezesa URE wziął udział w Międzynarodowym Seminarium skierowanym do uczestników projektu. W trakcie seminarium przedstawiono koncepcje Systemów Zielonych Certyfikatów wypracowane przez zespoły doradcze dla Polski, Węgier, Czech, Rumunii i Bułgarii.

W dniach 5-8 listopada 2003 r. na zaproszenie włoskiego Instytutu Handlu Zagranicznego przedstawiciel URE brał udział w międzynarodowym forum SINERGY – pt. „Technologia i konkurencja na rynku energii” zorganizowanym w Rimini. Prezentowane tam były zagadnienia dotyczące najnowszych wydarzeń związanych z awarią systemu elektroenergetycznego we Włoszech, bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w energię oraz współpracy krajów rejonu śródziemnomorskiego, rozwoju rynku energii elektrycznej i gazu we Włoszech oraz najnowszych technologii informatycznych i telemetrycznych dotyczących rozliczeń pomiędzy uczestnikami rynku energii.

Informacja na temat pozostałych seminariów zagranicznych w 2003 r. przedstawiona została w części sprawozdania poświęconej szkoleniom.

5.4. Pozostałe kontakty zagraniczne Prezesa URE

W listopadzie przedstawiciel Prezesa URE wziął udział w Międzynarodowej Konferencji Państw Grupy Wyszehradzkiej. W trakcie spotkania przedstawiono doświadczenia praktyczne poszczególnych państw w trakcie procesu liberalizacji sektora energetycznego, a także aktualny stan implementacji nowych zasad UE w państwach Grupy Wyszehradzkiej.

W 2003 r. pracownicy URE zaangażowani byli także w realizację finansowanej ze środków PHARE polsko-duńskiej umowy bliźniaczej (*Twinning Covenant*) „Regulacja rynku energii”. Obsługą projektu ze strony polskiej zajmuje się MGPIPS. W ciągu minionego roku

odbyło się, z udziałem pracowników URE, pięć (z cyklu dziesięciu) zaplanowanych w umowie seminariów.

Należy podkreślić, że w minionym roku szczególne miejsce w międzynarodowych kontaktach Prezesa URE zajmowała współpraca z instytucjami Unii Europejskiej, których pełnoprawnym członkiem Polska zostanie już w maju 2004 r. Wówczas to, niejako z urzędu, polski regulator stanie się pełnoprawnym członkiem europejskich stowarzyszeń i organizacji, a polska energetyka częścią systemu energetyki europejskiej. Doniosłość tego jest nie do przecenienia, a przygotowanie do realizacji nowych zadań stanowi główne wyzwanie u progu 2004 r., także na polu stosunków międzynarodowych.

Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

The screenshot shows the website of the Energy Regulatory Office (URE) in Poland. The page title is "URZĄD REGULACJI ENERGETYKI". The main content area is titled "AKTUALNOŚCI" and contains a list of news items with their dates. The items are as follows:

Temat	Data
• Komunikat o funkcjonowaniu Oddziału Centralnego URU: w Warszawie w dniach 27-30 kwietnia 2004 r.	14.04.2004
• Biuletyn Branżowy URE - Paliwa gazowe Nr 7: o Taryfa Media Odra Warta Sp z o.o.	7.04.2004
• Biuletyn Branżowy URE - Energia Elektryczna Nr 9: o Taryfa Tofamy SA o Zmiana taryfy dla ENESTA SP z o.o. o Taryfa Zakładu Przetwórstwa Hutniczego "Sta/produkt" SA o Taryfa "Maszoperx Kolobrzeszkiej" Sp z o.o.	7.04.2004
• Biuletyn Branżowy URE - Paliwa gazowe Nr 6: o Zmiana taryfy dla ENESTA Sp z o.o. o Taryfa GAZ Technologia i Energia Sp z o.o.	7.04.2004
• Wytwórcy i producenci - w rozumieniu ustawy z dnia 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych. • Objaśnienia i formularze	5.04.2004
• Pismo Prezesa URE do Prezesa PSE SA w sprawie zmian w zasadach funkcjonowania rynku bilansującego.	19.03.2004
• Informacja do Przedsiębiorstw Obrót Paliwami Ciekłymi o zmianie ustawy - Prawo energetyczne, w zakresie obowiązku posiadania koncesji. • Dz. U. Nr 66, poz. 666, z dnia 13 czerwca 2001 r.	26.03.2004
• Ankieta w sprawie zapasów paliw.	3.03.2004

Pismo Prezesa URE

w sprawie zmiany w ustawie – Prawo energetyczne w zakresie obowiązku posiadania koncesji przez przedsiębiorstwa obrotu paliwami ciekłymi

Zwracam Państwa uwagę, że art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257 i Nr 34, poz. 293), dotyczący wymogu uzyskania koncesji na obrót paliwami i energią, został zmieniony (z dniem **19 marca 2004 r.**) przez art. 25 ustawy z dnia 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych^{*)} i biopaliw ciekłych (Dz. U. z 2004 r. Nr 34, poz. 293).

Przepis ten, w dotychczasowym brzmieniu, wyłączał z obowiązku uzyskania koncesji m.in. „**obróć paliwami ciekłymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 500 000 EURO**”. W wyniku zmiany uzyskania koncesji nie będzie wymagać „**obróć gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza 10 000 EURO**”. Oznacza to rozszerzenie wymogu uzyskania koncesji w zakresie obrotu paliwami ciekłymi, pod dwoma względami:

- 1) obrót gazem płynnym – wymaga uzyskania koncesji, jeżeli roczna wartość obrotu przekracza 10 000 EURO (poprzednio: 500 000 EURO),
- 2) obrót paliwami ciekłymi **innymi** niż gaz płynny – wymaga uzyskania koncesji bez względu na roczną wartość obrotu (poprzednio: gdy roczna wartość obrotu przekraczała równowartość 500 000 EURO).

Jednocześnie przepis przejściowy ustawy zmieniającej (art. 28) postanawia, że „*podmioty prowadzące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami ciekłymi lub biopaliwami ciekłymi, która na podstawie przepisów dotychczasowych nie wymagała uzyskania koncesji, mogą ją wykonywać na dotychczasowych zasadach do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sprawy przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, pod warunkiem złożenia wniosku o udzielenie koncesji na obrót paliwami ciekłymi lub biopaliwami ciekłymi najpóźniej w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy*”. Termin ten upływa z dniem **19 czerwca 2004 r.**

Zwracam także uwagę, że udzielane na podstawie ustawy – Prawo energetyczne koncesje na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję i obrót paliwami ciekłymi dotyczą **wszystkich** paliw ciekłych w rozumieniu tej ustawy, a więc bez względu na to, czy zawierają one biokomponenty, który to obowiązek nakłada ustawa z dnia 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2003 r. Nr 199, poz. 1934 oraz z 2004 r. Nr 34, poz. 293)^{*)}.

W związku z powyższym uprzejmie zwracam uwagę, że przedsiębiorcy zamierzający kontynuować działalność gospodarczą, która zgodnie z nowym stanem prawnym będzie wymagała uzyskania koncesji, powinni złożyć wniosek o jej udzielenie w terminie do dnia 19 czerwca 2004 r.

Wnioski o udzielenie koncesji należy nadsyłać na adres Urzędu Regulacji Energetyki ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa.

Do wniosków winny być dołączone dokumenty określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 13 czerwca 2001 r. w sprawie określenia dokumentów wymaganych przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią (Dz. U. z 2001 r. Nr 66, poz. 666).

Warszawa, 18 marca 2004 r.

^{*)} Por. następujące przepisy ustawy o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych:

- 1) **art. 16**, który stanowi, że „koncesje na wytwarzanie paliw ciekłych i biopaliw ciekłych oraz na obrót tymi paliwami udzielane są na zasadach określonych w przepisach ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, dotyczących paliw ciekłych”,
- 2) **art. 1 ust. 2**, który stanowi, że „przepisów ustawy nie stosuje się do paliw ciekłych przeznaczonych na rezerwy państwowe i zapasy obowiązkowe paliw”.

Urząd Regulacji Energetyki Oddziały Terenowe

- 1. Oddział Centralny w Warszawie**
(obszar działania – woj. mazowieckie)
ul. Canaletta 4
00-099 Warszawa

tel. (0-prefix 22) 828-02-31 (33)
fax (0-prefix 22) 828-02-37
e-mail: warszawa@ure.gov.pl
- 2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie**
(obszar działania – woj. zachodniopomorskie i lubuskie)
ul. Mickiewicza 41
70-383 Szczecin

tel. (0-prefix 91) 424-16-30
fax (0-prefix 91) 424-16-31
e-mail: szczecin@ure.gov.pl
- 3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku**
(obszar działania – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie)
Al. Jana Pawła II 20
80-462 Gdańsk

tel. (0-prefix 58) 340-90-02 (03)
fax (0-prefix 58) 346-83-86
e-mail: gdansk@ure.gov.pl
- 4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu**
(obszar działania – woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie)
ul. Grunwaldzka 1
60-780 Poznań

tel. (0-prefix 61) 865-77-82
fax (0-prefix 61) 856-13-12
e-mail: poznan@ure.gov.pl
- 5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie**
(obszar działania – woj. lubelskie i podlaskie)
ul. Garbarska 20
20-340 Lublin

tel. (0-prefix 81) 743-85-30 (09)
fax (0-prefix 81) 743-92-91
e-mail: lublin@ure.gov.pl
- 6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi**
(obszar działania – woj. łódzkie i świętokrzyskie)
ul. Uniwersytecka 2/4
90-137 Łódź

tel. (0-prefix 42) 639-24-40
fax (0-prefix 42) 639-24-50
e-mail: lodz@ure.gov.pl
- 7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu**
(obszar działania – woj. dolnośląskie i opolskie)
ul. Marszałka J. Piłsudskiego 49-57
50-032 Wrocław

tel. (0-prefix 71) 780-38-28 (29)
fax (0-prefix 71) 780-38-05
e-mail: wroclaw@ure.gov.pl
- 8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach**
(obszar działania – woj. śląskie)
ul. Owocowa 6 a
40-198 Katowice

tel. (0-prefix 32) 258-76-91
fax (0-prefix 32) 258-64-77
e-mail: katowice@ure.gov.pl
- 9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie**
(obszar działania – woj. małopolskie i podkarpackie)
ul. Rynek Dębnicki 10
30-319 Kraków

tel. (0-prefix 12) 269-46-81 (82, 83)
fax (0-prefix 12) 269-46-80
e-mail: krakow@ure.gov.pl

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – jest to wyznaczony przez Prezesa URE podmiot, odpowiedzialny za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długofalowe bezpieczeństwo funkcjonowania systemu, eksploatację, konserwację i remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami, na obszarze wskazanym przez Prezesa URE.

Działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego skupiają się na sieci przesyłowej, tzn. sieci najwyższych oraz wysokich napięć (nie niższych niż 110 kV), służącej do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest odpowiedzialny za:

- 1) zapewnienie długoterminowej zdolności sieci do świadczenia usług przesyłowych energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym, w tym niezbędną rozbudowę sieci i połączeń międzysystemowych;
- 2) prowadzenie ruchu sieciowego w systemie w sposób skoordynowany z innymi połączonymi systemami, efektywny i przejrzysty, nie dyskryminujący żadnych użytkowników sieci, przy zachowaniu wymaganej niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej;
- 3) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do posiadanej sieci uwzględniając zobowiązania kontraktowe na rynku energii elektrycznej oraz techniczne ograniczenia w systemie oraz wymagania koordynacji systemów połączonych;
- 4) bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami w systemie w sposób skoordynowany z innymi połączonymi systemami, włączając w to rozliczenia użytkowników sieci wynikające z ich niezbilansowania, w celu zapewnienia wymaganego przepisami poziomu niezawodności dostaw i jakości energii elektrycznej;
- 5) dokonywanie zakupów energii elektrycznej na pokrywanie strat sieciowych w sieci przesyłowej, przestrzegając procedur rynkowych;
- 6) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów, z którymi system jest połączony, bieżących i wyprzedzających informacji o warunkach świadczenia usług przesyłowych, w tym dotyczących realizacji obrotu transgranicznego;
- 7) ochronę informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych, które naruszałoby tajemnicę handlową użytkowników systemu lub które mogłyby być wykorzystywane w nieuczciwej konkurencji;
- 8) opracowywanie planów obrony i odbudowy systemu;
- 9) realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – jest to wyznaczony przez Prezesa URE podmiot pełniący podobne obowiązki co operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w odnie-

sieniu do systemu dystrybucyjnego, na obszarze wskazanym przez Prezesa URE.

W odróżnieniu od działań operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, kompetencje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego skupiają się na sieci rozdzielczej, tzn. sieci wysokich, średnich oraz niskich napięć (nie wyższych niż 110 kV), służącej do dystrybucji energii elektrycznej.

Operator systemu przesyłowego gazowego – jest to wyznaczony przez Prezesa URE podmiot, odpowiedzialny za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym, bieżące i długofalowe bezpieczeństwo funkcjonowania systemu, eksploatację, konserwację i remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami, na obszarze wskazanym przez Prezesa URE.

Podstawowym obszarem działania operatora systemu przesyłowego gazowego jest sieć przesyłowa gazowa, tzn. sieć wysokich ciśnień.

Operator systemu przesyłowego gazowego jest odpowiedzialny za:

- 1) zapewnienie długoterminowej zdolności sieci przesyłowej do świadczenia usług przesyłowych paliw gazowych;
- 2) prowadzenie ruchu sieciowego w sposób wzajemnie skoordynowany, efektywny i przejrzysty, nie dyskryminujący żadnych użytkowników sieci, przy zachowaniu wymaganej niezawodności i jakości dostaw paliw gazowych przy należyтым poszanowaniu środowiska naturalnego;
- 3) bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami w systemie w sposób nie dyskryminujący żadnych użytkowników sieci, włączając w to rozliczenia użytkowników wynikające z ich niezbilansowania, z uwzględnieniem współpracy z innymi połączonymi systemami, w celu zapewnienia wymaganego przepisami poziomu niezawodności dostaw paliw gazowych;
- 4) dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów, z którymi system jest połączony, bieżących i wyprzedzających informacji o warunkach świadczenia usług przesyłowych, w tym dotyczących współpracy systemów połączonych;
- 5) realizację ograniczeń w dostarczaniu paliw gazowych.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – jest to wyznaczony przez Prezesa URE podmiot pełniący podobne obowiązki co operator systemu przesyłowego gazowego, w odniesieniu do systemu dystrybucyjnego, na obszarze wskazanym przez Prezesa URE.

Aktywność operatora systemu dystrybucyjnego gazowego skupia się na sieci rozdzielczej, tzn. sieci wysokich, średnich oraz niskich ciśnień.

(K. G.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI